

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 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
Разработка мероприятий по замене кранового узла магистрального газопровода, расположенного в Томской области

УДК 621.646.6:622.691.4.053

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Арусланов Илья Денисович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Гончаров Николай Вячеславович	к. т. н		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШПИБ	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

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

	техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
ПК(У)-6	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов

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

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

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

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Арусланову Илье Денисовичу

Тема работы:

Разработка мероприятий по замене кранового узла магистрального газопровода, расположенного в Томской области	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022 №39-43/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

06.06.2022

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Вид трубопровода – Магистральный газопровод; 2. Диаметр – 530; 3. Протяженность – 169 км; 4. Рабочее давление – 5,5 МПа; 5. Способ прокладки – подземный; 6. Транспортируемая среда – газ; 7. Сталь трубопровода – 17Г1СУ
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Описать, характеристику климатических и +геологических условий. 2. Проработать нормативно-техническую документацию по данной тематике с учетом специфики работы; 3. Изучить производство замены кранового узла на участке магистрального газопровода, контроль качества с учетом последних требований. 4. Произвести необходимые расчёты для трубопровода.
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

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

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Креницына Зоя Васильевна – Доцент ОСГН ШПИБ
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович – Старший преподаватель ООД

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	08.02.2022
------------------------------------------------------------------------------------------	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Гончаров Николай Вячеславович	к. т. н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Арусланов Илья Денисович		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022
------------------------------------------	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.02.2022	<i>Характеристика объекта исследования</i>	10
28.02.2022	<i>Дефекты и диагностика магистрального газопровода</i>	10
05.03.2022	<i>Расчет на прочность газопровода</i>	15
20.03.2022	<i>Разработка технического решения по замене кранового узла участка МГ</i>	20
15.04.2022	<i>Основные мероприятия при проведении капитального ремонта кранового узла МГ</i>	20
30.04.2022	<i>Финансовый менеджмент</i>	7
15.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	7
19.02.2022	<i>Заключение</i>	5
30.05.2022	<i>Подготовка презентации</i>	6
<i>Итого</i>		100

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Арусланову Илье Денисовичу

Инженерная школа	Природных ресурсов		ТХНГ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	21.03.01. Нефтегазовое дело Профиль <u>«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</u>

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<ol style="list-style-type: none"> 1. Материальные затраты НТИ – 1009 руб. 2. Специальное оборудование для научных работ – 68200 руб. 3. Основная заработная плата – 177379 руб. 4. Дополнительная заработная плата – 203985,8 руб. 5. Отчисления на социальные нужды – 114408,7 руб. 6. Накладные расходы – 90397,2 руб. 7. Бюджет затрат – 655379,7 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<p>ВСН 467-85 «Производственные нормы расхода материалов в строительстве» Единые нормы амортизационных отчислений по постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N1 (ред. от 07.07.2016); Приказ Минтруда России от 30.12.2016 № 851н «Об утверждении классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска» и др.</p>
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<p>Налоговый кодекс РФ Федеральный закон от 19 декабря 2016 года N 438-ФЗ. Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 27,1 %; Налог на добавленную стоимость 20 %.</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, инженерных решений (ИР)	Оценка перспективности и материальных затрат на проведение работ по замене кранового узла на магистральном газопроводе
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Планирование и формирование бюджета в зависимости от сложности ремонта трубопровода
3. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР	Определение затрат на проведение ремонтов

4. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Определение замены кранового узла на магистральном газопроводе
5. Оценка ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчёт ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности производства работ по замене кранового узла на магистральном газопроводе

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Таблицы:

- Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений
- Матрица SWOT
- SWOT-анализ
- Временные показатели проведения научного исследования
- Сырьевые, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты
- Затраты на оборудование
- Баланс рабочего времени
- Расчёт основной заработной платы
- Заработная плата исполнителей НТИ
- Отчисления во внебюджетные фонды
- Расчёт бюджета затрат НТИ
- Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта
- Сравнительная эффективность разработки

2. Рисунки:

- Карта сегментирования рынка предоставляемых услуг

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Арусланов Илья Денисович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа		ФИО	
2Б8А		Арусланову Илье Денисовичу	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01. Нефтегазовое дело Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

Разработка мероприятий по замене кранового узла магистрального газопровода ,расположенной в Томской области

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования – участок магистральный газопровод “Лугинецкое-Парабель” под руководством ООО “Газпром трансгаз Томск”</p> <p>Область применения – транспортировка газа</p> <p>Рабочая зона – полевые условия</p> <p>Климатическая зона – почти вся территория Томской области находится в пределах таежной зоны. Климат умеренно-континентальный циклический</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне – Подготовительные работы, земляные работы, снятие плодородного слоя почвы, разработка траншеи и ремонтного котлована, манипуляции с трубопроводом, сварочные работы, очистные, изоляционные работы, контроль качества, засыпка трубопровода, рекультивация земель.</p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации:</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. 	<ol style="list-style-type: none"> 1) 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.). 2) Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г. 3) Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014) 4) Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03 5) Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г. 6) ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциально вредных и опасных 	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2.Повышенный уровень шума; 3.Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу;

<p>производственных факторов</p> <p>– Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов</p>	<p>4. Тяжесть и напряженность физического труда;</p> <p>5. Недостаточная освещенность рабочего места.</p> <p>Опасные факторы:</p> <p>1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные);</p> <p>2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке;</p> <p>3. Поражение электрическим током;</p> <p>4. Пожаро- и взрывоопасность/</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</p> <p>1. Средства защиты органов дыхания,</p> <p>2. Спецодежда и спецобувь,</p> <p>3. Средства нормализации воздушной среды,</p> <p>4. Средства защиты от поражения электрическим током.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p>При замене КУ воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения. Ремонт трубопровода сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова;
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: лесные пожары, взрыв попутного газа в полости газопровода, утечки газа в результате порыва газопровода, разгерметизация при замене КУ на газопроводе.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: утечки газа и неполная откачка попутного газа.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Арусланов Илья Денисович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 122 страницы, 21 рисунков, 36 таблиц 38 источников.

Ключевые слова: запорная арматура, замена кранового узла, аварии на магистральных газопроводах, байпасная обвязка, заполнение газом, ремонт.

Объектом исследования являются: Крановый узел магистрального газопровода.

Цель работы: Разработать мероприятие по ремонту кранового узла на магистральном газопроводе.

В данной работе провели обзор дефектов линейной части кранового узла, на основании которого назначили метод ремонта – замена кранового узла.

.В расчетной части проведен расчет толщины стенки трубы, проверка трубопровода на прочность и пластические деформации, расчет оценки упругоизогнутых участков газопровода.

Разработаны мероприятия по капитальному ремонту методом замены кранового узла. Подобрано необходимое оборудование, техника, персонал, крановый узел.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка мероприятий по замене кранового узла магистрального газопровода, расположенного в Томской области		
Разраб.		Арусланов И.Д.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В..				11	124
Консульт.					ТПУ гр 2Б8А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					

Определения

Магистральный газопровод: Сооружение, предназначенное для транспортировки природного газа от места добычи или производства к пунктам потребления.

Запорная арматура: Вид трубопроводной арматуры, предназначенный для перекрытия потока рабочей среды с определённой герметичностью.

Ремонтные работы: Работы, включающие в себя проведение всех видов ремонтов технологического оборудования (капитальные, средние, текущие), а также выполнение окраски технологического оборудования, наложение теплоизоляции и защитного покрытия.

Байпасная обвязка кранов: Применяется для предотвращения катастрофического развития аварийной ситуации при нарушении целостности магистрального газопровода для обеспечения крана импульсным газом в аварийных ситуациях и для ее использования в качестве аккумулятора импульсного газа.

Герметизация: Обеспечение непроницаемости для газов и жидкостей поверхностей и мест соединения деталей.

Крановый узел: Это совокупность оборудования, которое позволяет регулировать, а при необходимости и блокировать поток нефти или газа.

Дроссельная шайба: Предназначен для местного увеличения гидравлического сопротивления потоку жидкости, пара или газа.

е

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка мероприятий по замене кранового узла магистрального газопровода, расположенного в Томской области			
Разраб.		Арусланов И.Д.			Определения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В..					12	124
Консульт.						ТПУ гр 2Б8А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Сокращения и обозначение

ОПО – опасно производственный объект

МГ – магистральный газопровод

ЗА – запорная арматура

КУ – крановый узел

ЛЧ – линейная часть

ЛПУ – линейно производственное управление

ЛЭС – линейно эксплуатационная служба

ГРС – газораспределительная станция

					<i>Разработка мероприятий по замене кранового узла магистрального газопровода, расположенного в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Арусланов И.Д.</i>			Сокращение и обозначение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					13	124
<i>Консульт.</i>						ТПУ эр 2Б8А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

6 Земляные работы.....	60
7. Контроль качества металла трубы.....	65
8. Вырезка кранового узла и разделка кромок трубы.	67
8.1 Воздушно-плазменная резка.....	68
8.2 Труборез ТР-2.....	69
9. Временное герметизирующее устройство (ВГУ)	72
10. Сварочные работы	74
10.1 Ручная дуговая сварка покрытыми электродами.....	74
10.2 Выбор сварочных материалов для ручной дуговой сварки.....	75
11. Монтаж кранового узла	77
12 Обратная засыпка котлована.....	82
13 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективности и ресурсосбережение	83
13.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	83
13.2 SWOT-анализ.....	86
13.4 Определение трудоемкости выполнения работ	89
13.5 Разработка графика проведения научного исследования	90
13.6 Бюджет научно-технического исследования НТИ.....	91
13.7 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	92
13.8 Основная заработная плата исполнителей темы	92
13.9 Дополнительная заработная плата исполнителей участвующих в выполнении темы	94
13.10 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	96
13.11 Накладные расходы	97

13.12	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	98
13.13	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	98
14	Социальная ответственность	102
14.1	Производство и безопасность работ по замене кранового узла на магистральном газопроводе.	102
14.2	Правовые и организационные вопросы	102
14.2.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства	102
14.2.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны ..	103
14.3	Производственная безопасность	104
14.4	Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению	104
14.4.1	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъёмные).....	105
14.4.2	Электрическая дуга и металлические искры при сварке.....	105
14.4.3	Поражение электрическим током	106
14.4.4	Пожаро - и взрывоопасность	107
14.5	Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению	108
14.5.1	Повышенный уровень шума.....	109
14.5.2	Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	110
14.5.3	Микроклимат на рабочем месте.....	112
14.6	Экологическая безопасность.....	113
14.6.1	Оценка воздействия на гидросферу	113
14.6.2	Оценка воздействия на атмосферу.....	114

14.6.3 Оценка воздействия на почву	114
14.7 Природоохранные мероприятия	115
14.8 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	116
14.9 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	118
14.9.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	118
14.9.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны ..	118
Заключение	120
Список литературы	122

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						17
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Введение

Тысячи километров трубопроводов пересекают континенты. Они проектируются, строятся и испытываются в соответствии с жесткими стандартами, строительными нормами и правилами. Для обеспечения безопасности и надежности поставок транспортируемого продукта чрезвычайно важно сохранить в процессе эксплуатации требуемые характеристики и показатели.

Протяженность магистральных трубопроводов России составляет 218,9 тыс. км, в том числе газопроводов – 151 тыс. км, нефтепроводов – 48,6 тыс. км, нефтепродуктопроводов – 19,3 тыс. км. Транспортировка продукции топливно-энергетического комплекса в 2000 г. трубопроводным транспортом составляла более 30 % общего объема грузооборота.

Газотранспортная система (ГТС) России – самая крупная в мире по протяженности и производительности. Магистральные газопроводы ОАО «Газпром» имеют протяженность более 150 тыс. км с компрессорными станциями общей мощностью 42 млн. кВт. ГТС обеспечивает транспорт запланированных объемов газа для потребителей России, СНГ и дальнего зарубежья.

Основное развитие газотранспортная система получила в 70-80-ые годы. К настоящему времени износ основных фондов ГТС составляет 56%, что привело к снижению её технической производительности на 59,7 млрд. куб.м.

Срок амортизации истек у 14% газопроводов, 64% эксплуатируются от 10 до 32 лет.

Средний возраст газопроводов составляет 23 года.

					Разработка мероприятий по замене кранового узла магистрального газопровода, расположенного в Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Арусланов И.Д.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					18	124
Консульт.						ТПУ гр 2Б8А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

1 Технологическая характеристика МГ «Лугинецкое - Парабель»

История создания производственного объединения «Газпром Трансгаз Томск» берёт своё начало в 1975 году. Попутный газ с нефтяных месторождений Западной Сибири, ранее сжигаемый в факелах, был необходим металлургическим и химическим гигантам Кузбасса. Тогда было начато строительство первого магистрального газопровода в Западной Сибири: Нижневартовск – Парабель – Кузбасс протяжённостью 1162 километра. Для сооружения газовой магистрали в сложнейших природно-климатических условиях и в сжатые сроки были привлечены девять крупных главков и трестов Миннефтегазстроя СССР. В ходе строительства было преодолено 900 километров непроходимых болот в пойменной части реки Обь, 9 крупных и 137 средних и мелких рек. Дирекцию строящегося газопровода возглавил бывший управляющий трестом Томскнефтестрой Василий Семёнович Клименко.

С этой целью ОАО "Газпром" проводит целенаправленную работу по техническому перевооружению, реконструкции и капитальному ремонту объектов магистральных газопроводов, что обеспечивает экологическую безопасность трубопроводного транспорта, надежное и бесперебойное снабжение всех потребителей газом, способствуя развитию экономики страны.

В соответствии с общей стратегией «Газпрома» ООО «Газпром трансгаз Томск» поставил перед собой задачу полного обновления основных фондов к 2010 году.

2007 год стал важным этапом в развитии «Газпром трансгаз Томск», были закреплены и приумножены успехи компании, что значительно

					<i>Разработка мероприятий по замене кранового узла магистрального газопровода, расположенного в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Арусланов И.Д.</i>			<i>Технологическая характеристика МГ «Лугинецкое - Парабель»</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					20	124
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр 2Б8А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

приблизило к решению стратегической задачи – к 2010 году обновить производство и стать современным газотранспортным предприятием.

Актуальностью данной работы является исключение возникновения аварийных ситуаций на магистральном газопроводе, что позволит обеспечить нормальное и бесперебойное функционирование объектов Томского ЛПУ МГ Чажемтовской ПП.

28 июня 1977 года в соответствии с приказом Мингазпрома СССР создано Томское производственное объединение по транспортировке газа – «Томсктрансгаз». В сентябре 1977 года одним из первых было создано Юргинское ЛПУМГ в Кемеровской области. В этом же году вступила в строй первая ГРС, и уже в ноябре на Новокемеровской ТЭЦ зажжён в срок первый факел.

Общая протяженность магистральных газопроводов в Сибири и Дальнем Востоке составляет более 6 тыс. км. Линейная часть газопровода включает 37 подводных переходов (15 из них – в Томской области) через крупные реки Обь, Иртыш, Томь, Васюган и другие. Территория, на которой сегодня предприятие занимается поставкой природного газа, сопоставима по своим размерам с Западной Европой. Магистральные газопроводы «Газпром трансгаз Томск» проложены в Тюменской, Новосибирской, Кемеровской, Томской, Омской, Иркутской областях в Алтайском и Хабаровском крае. В 2008 году создан филиал на Камчатке.

Для защиты газопровода и стабильной работы построено и эксплуатируются более 2000 км ЛЭП, 540 станций катодной и дренажной защиты, 7 компрессорных станций, 29 узлов запуска и приема поршней для очистки и исследования внутренней части трубопровода. «Газпром трансгаз Томск» объединяет более ста газораспределительных станций, семь автоматизированных газонаполнительных компрессорных станций.

В состав компании «Газпром трансгаз Томск» входит 22 филиала (15 линейно-производственных управлений, 2 управления аварийно-ремонтных работ, Управление материально-технического снабжения и комплектации,

					<i>Технологическая характеристика МГ «Лугинецкое - Парабель»</i>	<i>Лист</i>
						21
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Управление автомобильного и специального транспорта; Инженерно-технический центр; Управление безопасности и Томскавтогаз).

Среди потребителей ООО «Газпром трансгаз Томск» такие флагманы российской промышленности, как Западно-Сибирский и Новокузнецкий металлургические комбинаты, Кемеровский «АЗОТ», Томский нефтехимический комбинат, Сибирский химический комбинат, Новосибирский завод «Искра». «Газпром трансгаз Томск» сегодня поставляет природный газ более чем 400 потребителям областных энергосистем, цветной металлургии, стройиндустрии, химической промышленности и сельского хозяйства. Из них крупнейшими, кроме названных, являются АО «Тюменьэнерго», АО «Томскэнерго», АООТ «Юргинский машиностроительный завод», АО «Топкинский цемент», ОАО «Кузбассэнерго», АООТ «Новосибирскэнерго», ОАО «Новосибирский металлургический завод», АО «Новосибирский оловокомбинат», АООТ «Новосибирский электродный завод», АОЗТ «Коенское», ОАО «Омскэнерго», ОАО «Омкшина», ОАО «Омсктехуглерод», АО «Алтайэнерго», ОАО «Алтайкрайгазсервис», совхоз «Сухореченский».

Предприятие динамично развивается, практически удваивая объемы капиталовложений на ведение капитального ремонта. На производственных объектах линейной части магистральных газопроводов устанавливается современное оборудование, внедряется система телемеханики.

В марте 2004 года на участке подводного перехода по реке Бердь был впервые в истории «Газпром трансгаз Томск» применен метод наклонного бурения. Неоценимая польза метода наклонного бурения заключается в том, что он экологически безвреден. В ходе его применения не используется землеройная техника для вскрытия дна реки, не разрушается его почвенный слой. Метод наклонного бурения гарантирует надежное, глубокое закрепление газопровода под землей, его надежность в эксплуатации и снижение затрат.

В 2006 году создано Хабаровское линейно-производственное управление. Это значит, что и на востоке страны, в Иркутской области, в

					<i>Технологическая характеристика МГ «Лугинецкое - Парабель»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

Хабаровске роль предприятия возрастает в связи со стратегией «Газпрома» на востоке страны.

На Алтае предприятие как дочернее общество «Газпрома» выступает заказчиком строительства магистрального газопровода «Барнаул-Бийск-Горно-Алтайск с отводом на Белокуриху». 30 ноября 2006 года газ подан в город Бийск. В октябре 2007 года природный газ подан в всероссийскую здравницу – город –курорт Белокуриха. В конце декабря 2007 года сдан в эксплуатацию газопровод «Братское газоконденсатное месторождение – Братск» и газораспределительная станция в Братске.

Обеспечение надежности в снабжении природным газом потребителей – это главная задача компании. Именно поэтому все усилия в последние годы жизнедеятельности предприятия направлены на техническое перевооружение и капитальный ремонт трассы. В ходе капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов внедряются системы автоматизации и телемеханизации, безлюдные технологии. В несколько раз за последние 3-4 года выросли объемы и масштабы капитального ремонта.

К примеру, в реализации одного из приоритетных проектов ОАО «Газпром» – строительстве магистрального газопровода «Барнаул-Бийск-Горно-Алтайск с отводом на Белокуриху» «Газпром трансгаз Томск» выступает заказчиком. Полтора километра трассы в день – таковы были темпы строительства магистрального газопровода в 2006 году. Во время работ применяются и уникальные по сложности технологии. К примеру, метод наклонно-горизонтального бурения.

Использование новых, революционных технологий становится привычным делом в повседневной жизни предприятия. Вместе с инженерами немецкой компании Э.ОН -лидера европейского газового бизнеса, специалисты «Газпром трансгаз Томск» реализовали совместный проект – прокладку дюкера вблизи города Колпашево в Томской области.

Все это подтверждает, что к определению старейшее предприятие, можно смело добавлять и другое – «Газпром трансгаз Томск» – это

					<i>Технологическая характеристика МГ «Лугинецкое - Парабель»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

современное, технически оснащенное предприятие. А значит, появляются новые требования, в том числе и к персоналу.

Задачи нового этапа уже обозначены генеральным директором. Ежедневное обновление знаний, максимальное использование компьютерных технологий, знание иностранного языка. Для решения этих задач на предприятии открыт современный учебный центр. Заключен многоуровневый договор с компанией Microsoft. Проводятся разнообразные семинары российского значения по обмену опытом, том числе с участием партнеров из-за рубежа. Сфера ответственности «Газпром Трансгаз Томск» – это Западная Сибирь с нетранзитными, газораспределительными магистральными газопроводами.

Годовой объем поставки газа превысил уровень докризисного 1991 года и составляет: в 2005 году – 14,6 млрд. м³, ожидаемое в 2009 году – более 16,1 млрд. м³.

Рост объемов потребления происходит за счет поэтапного перевода Северской ТЭЦ на природный газ, а также развития газификации в Омской области и в Алтайском крае.

В ООО «Газпром Трансгаз Томск» находится в эксплуатации 5 тыс. км газопроводов.

В газопровод «НВГПЗ – Парабель – Кузбасс» производится подача газа пятью поставщиками газа :

- Нижневартовским газоперерабатывающим заводом;
- Белозерским газоперерабатывающим заводом;
- Северо-Васюганским газоконденсатным месторождением;
- Мыльджинским газоконденсатным месторождением;
- Лугинецким нефтегазоконденсатным месторождением.

«Газпром трансгаз Томск» является поставщиком природного газа более чем 400 потребителям, в том числе таким крупным, как Сибирский химический комбинат, Томский нефтехимический комбинат и др.

					<i>Технологическая характеристика МГ «Лугинецкое - Парабель»</i>	<i>Лист</i>
						24
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ООО «Газпром трансгаз Томск» является самым восточным дочерним обществом «Газпрома» и осуществляет транспортировку природного газа по магистральным газопроводам в 6 областях Западной Сибири, это – Тюменская область (г. Нижневартовск), Томская, Омская, Новосибирская, Кемеровская области и Алтайский край. Но в феврале этого года произошло событие, имеющее очень важное значение для нашего Общества – решением Председателя правления ОАО «Газпром» А.Б. Миллера «Газпром трансгаз Томск» был назначен ответственным за эксплуатацию газотранспортной системы на Востоке России – Восточной Сибири и Дальнего Востока.

В связи с этим в структуре ООО «Газпром трансгаз Томск» произошли изменения – к 9 линейно – производственным управлениям магистральных газопроводов добавилось Хабаровское ЛПУ и появился еще один новый филиал – Томскавтогаз. В составе Администрации Общества создано Управление по эксплуатации газопроводов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, а в октябре начинает работу представительство в г. Иркутске. Подробнее о восточных проектах Газпрома мы поговорим чуть позже.

Наша доля рынка – 100% регионального рынка и более 5% российского. Доля российского рынка постепенно увеличивается за счет роста потребления газа сибирскими потребителями.

Чажемтовская промышленная площадка (ЧПП), входит в состав Томского линейного производственного управления магистральных газопроводов (ЛПУМГ). Основная задача ЧПП – транспортирование газа с заданными параметрами по магистральным газопроводам (МГ) «Парабель – Кузбасс» первая нитка, «Парабель – Кузбасс» вторая нитка и газопроводам – отводам в количестве пяти, в целях бесперебойной поставки газа в соответствии с утверждённым планом. Зона ответственности ЧПП от 61 км, находящегося на расстоянии 15 км от посёлка Инкино, до 214 км, находящегося на расстоянии 2 км от посёлка Кривошеино. Общая протяжённость газопроводов, обслуживаемых ЧПП, в однопниточном исполнении 400 км. Прокладка

					<i>Технологическая характеристика МГ «Лугинецкое - Парабель»</i>	<i>Лист</i>
						25
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

газопроводов подземная. Глубина заложения газопроводов с условным диаметром 1000 мм – 1 м до верхней образующей трубы.

1.1 Данные о топографии района расположения

Район расположения сети МГ и газопроводов – отводов ЧПП являются: Колпашевский, Молчановский, Кривошеенский районы Томской области, расположенной в пределах одной из величайших в мире низменных равнин Западно–Сибирской в Среднеобской котловине. Характер местности–равнинный, высотные отметки на этой территории не превышают 150 м. Большую часть территории составляет болотно-лесистая местность. Болота занимают до 40% территории. Леса елово-пихтово-кедровые. Почвы – суглинок переменных консистенций, от твёрдого до тугопластичного, реже мягкопластичного.

Регион характеризуется разветвлённой сетью рек. Магистральные газопроводы пересекают реки: Чая, Суготка, Чемондаевка, Большой Тотош, Малый Тотош, ширина русла которых в межень в местах подводных переходов не превышает 70 м.

Из чрезвычайных ситуаций природного характера в регионе возможны лесные и торфяные пожары, высокий уровень паводковых вод, резкое понижение температуры окружающей среды в зимнее время до минус 55°С. Сейсмоактивность на территории расположения трасс газопроводов не наблюдается.

1.2 Наличие и границы запретных, охранных и санитарно-защитных зон

Территория зоны ответственности Чажемтовской ПП включает площади земель Колпашевского, Чаинского, Молчановского и Кривошеинского районов

					Технологическая характеристика МГ «Лугинецкое - Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Томской области, отведённых под трассы магистральных газопроводов и газопроводов-отводов с ГРС.

Запретных зон на линейной части газопроводов не существует. Территории, по которым проходят трассы газопроводов, не имеют запрета на проход посторонних лиц и соответственно не имеют какого-либо ограждения. Однако для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможных повреждений газопроводов в соответствии с «Правилами охраны магистральных трубопроводов» устанавливаются охранные зоны.

Охранный участок газопроводов представляет собой участок земли, ограниченный условными линиями, проходящими в 25 м от оси газопровода с каждой стороны, (см. «Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов», далее ПТЭМГ). В охранный участок существует запрет на проведение каких-либо земляных работ без предварительного согласования с ЛПУМГ, а также других действий, перечисленных в ПТЭМГ, которые могут привести к повреждению газопровода. На трассах газопроводов установлены опознавательные знаки и таблички с указанием ширины охранной зоны и запрещением производства земляных и взрывных работ в ней.

Запретными зонами локальных объектов: площадки КС «Чажемто», узла подключения КС к МГ, ГРС являются их огороженной территорией. Границы запретных зон отождествляются с ограждениями этих территорий, выполненными как сплошной бетонный забор или из металлической сетки на металлических столбах с соответствующими знаками, запрещающими вход посторонним лицам.

Кроме запретных и охранных зон, в соответствии СНиП 2.05.06-85* для газопроводов, КС и ГРС определены минимальные безопасные расстояния РСНИП (МРБ) до населённых пунктов, промышленных и сельскохозяйственных объектов, авто- и железных дорог, ЛЭП, аэродромов и других сооружений, лесных массивов. Значения МБР зависят от класса и диаметра газопроводов, а также социальной значимости перечисленных

					<i>Технологическая характеристика МГ «Лугинецкое - Парабель»</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

объектов и возможности каскадного развития аварий, возникающих на газопроводах, КС, ГРС или на этих объектах. В ниже приведённой таблице приведены значения РСНИП для газопроводов первого класса различных диаметров и соответствующих им КС, ГРС, определяемые СНиП 2.05.06-85*.

Таким образом, для МГ «Нижевартовск-Парабель-Кузбасс» первая нитка и «Нижевартовск-Парабель-Кузбасс» вторая нитка значение РСНИП составляет 250м, для отводов с диаметром до 300мм - 100м, для КС «Чажемто» ширина зоны МБР составляет 700м, для ГРС 150м.

В соответствии с СанПиН 2.2.1./2.1.1.984-00 санитарно-защитные зоны (СЗЗ) для магистральных трубопроводов определяются с учётом минимальных расстояний от городов и других населённых пунктов, отдельных объектов, установленных с целью обеспечения их безопасности строительными нормами и правилами. Их величина согласована с Государственным Комитетом по охране окружающей среды Томской области Разрешение №1919 от 31.12.2001года.

Для линейной части газопроводов Чажемтовской ПП размеры СЗЗ совпадают с минимальными безопасными расстояниями, определёнными в СНиП 2.05.06-85*.

Для КС «Чажемто» размеры СЗЗ совпадают с минимальными безопасными расстояниями, определёнными в СНиП 2.05.06-85*, поскольку КС расположена в 1км от ближайшего населённого пункта, приведена в (таблице 1.1)/

Таблица 1.1 – Минимальные безопасные расстояния от газопроводов, КС, ГРС (в соответствии со СНиП 2.05.06-85*)

Диаметр газопровода 1 класса, мм	300 и менее	Свыше 300 до 600 вкл.	Свыше 600 до 800 вкл.	Свыше 800 до 1000 вкл.	Свыше 1000 до 1200 вкл.	Свыше 1200 до 1400 вкл.
РСНИП (м) от газопровода 1 класса	100	150	200	250	300	350
РСНИП (м) от КС	500	500	700	700	700	700

					Технологическая характеристика МГ «Лугинецкое - Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

1.3 Данные о природно-климатических условиях в район расположения объекта

Объекты Чажемтовской ПП располагаются на территории Томской области, относящиеся к холодному климатическому району (согласно карте районирования территории по воздействию климата на технические изделия и материалы из ГОСТ 350-80). Характеристика климатических условий приведена в (таблице 1.2).

Таблица 1.2 – Характеристика климатических условий

№ п/п	Наименование характеристики	Единица измерен.	Значение
1.	Среднегодовая температура наружного воздуха	°С	-3
2.	Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года	°С	22.8
3.	Абсолютный максимум температуры наружного воздуха	°С	37
4.	Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного периода	°С	-25.8
5.	Абсолютный минимум температуры наружного воздуха	°С	-52
6.	Наиболее жаркий месяц года		Июль
7.	Наиболее холодный месяц года		Январь
8.	Продолжительность времени года с положительными суточными температурами	Сут.	108
9.	Продолжительность времени года с отрицательными суточными температурами	Сут.	254
10.	Преобладающие ветры в теплое время года		Северо-западные
11.	Средняя скорость ветра в теплое время года	м/сек	1.8
13.	Преобладающие ветры в холодное время года		Юго-западные
14.	Средняя скорость ветра в холодное время года	м/сек	3,8
15.	Среднее давление воздуха в летний период	гПа	1000
16.	Среднее давление воздуха в зимний период	гПа	1019
17.	Среднегодовое количество осадков	мм	540
18.	Месяц, на который приходится наибольшее количество осадков		Август
19.	Средняя месячная интегральная поверхностная плотность потока суммарного солнечного излучения в 12 ч. 30 мин. местного времени в теплое время года (июль) в холодное время года (январь)	мдж/м2	518 371

2 Дефекты кранового узла

Крановый узел магистрального газопровода используют при прокладке любого трубопровода, предназначенного для передачи сжиженных или газообразных веществ. Он необходим для управления потоками. Устройство может монтироваться на линейном отрезке, обслуживать компрессорные, перекачивающие, распределительные и насосные станции.

Магистральный газопровод — это трубопровод, построенный специально для транспортирования природного газа с месторождения к перерабатывающим заводам. Магистраль является частью Единой системы газоснабжения России. К таким трубам подсоединяются ответвления, которые доставляют энергоноситель к населённым пунктам.

2.1 Отказы магистральных газопроводов

Отказы на магистральных трубопроводах наносят не только большой экономический ущерб из-за потерь продукта и нарушения непрерывного процесса производства в смежных отраслях, но могут сопровождаться загрязнением окружающей среды, возникновением пожаров и даже человеческими жертвами.

Общая протяженность линейной части магистральных трубопроводов составляет более 260 тыс. км, из которых:

- магистральных газопроводов — 182 тыс. км;
- магистральных нефтепроводов — 54 тыс. км;
- магистральных продуктопроводов — 24 тыс. км, в том числе:

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Разработка мероприятий по замене кранового узла магистрального газопровода, расположенного в Томской области</i>		
<i>Разраб.</i>		<i>Арусланов И.Д</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В..</i>				30	124
<i>Консульт.</i>					ТПУ эр 2Б8А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>					
					<i>Дефекты кранового узла</i>		

- аммиакопроводов — 1,4 тыс. км;
- трубопроводы широких фракций углеводородов — 4 тыс. км.

В 2020 году на ОПО магистрального трубопроводного транспорта произошло 11 аварий (в 2019 году — 7) (таблица 2.1) [1]. Экономический ущерб от произошедших аварий в 2020 году составил 489 800 тыс. руб. (в 2019 г. — 282 282 тыс. руб.), из них экологический ущерб в 2020 году составил 207 710 тыс. руб. (в 2019 г. — 107 250 тыс. руб.) (рисунок 2.1).

Таблица 2.1 – Распределение аварий, произошедших в 2019-2020 годах, по видам магистральных трубопроводов.

Виды магистральных трубопроводов	2019 г.	2020 г.
Газопроводы	4	8
Нефтепроводы	2	3
Нефтепродуктопроводы	1	0
Аммиакопроводы	0	0
ПХГ	0	0
Всего:	7	11



Рисунок 2.1 - Динамика аварийности и случаев смертельного травматизма на ОПО в 2010-2020 годах.

Распределение аварий на объектах трубопроводного транспорта различных классов опасности и по видам аварий показано в (таблице 2.2).

Таблица 2.2 – Распределение аварий на ОПО в 2019-2020 годах по видам аварий

Виды аварий	Количество аварий		
	2019 г.	2020 г.	+/-
Повреждения при проведении работ в охранной зоне	0	1	+1
Неисправность и износ оборудования	5	6	+1
Ошибки персонала	2	1	-1
Чрезвычайная ситуация природного характера	0	0	0
Брак сварочно-монтажных работ	0	3	+3
Всего:	7	11	+4

Из рисунка 2.1 можем наблюдать, что показатель количества аварий варьируется из года в год, к примеру, по сравнению с 2019 годом, в 2020 году количество аварий в следствии неисправности и износа оборудования увеличилось. Именно поэтому разработка мероприятий по ремонту кранового узла на магистральном газопроводе является актуальной проблемой.

Крановые узлы в системе необходимы для отключения конкретных участков трассы. Их устанавливают каждые 20 км вместе с байпасной обвязкой. Также запорные механизмы на отводах, перед различными преградами, на подходах к станциям.

Краны могут иметь пневмогидравлический, пневматический или ручной привод. Рядом с ними монтируются продувочные свечи. Они необходимы для опустошения отключённого участка во время проведения ремонтных работ.

Преимущества кранов:

- низкое гидравлическое сопротивление;
- прямооточность;

- простота конструкции;
- небольшие габаритные размеры и масса;
- высокая прочность и жесткость;
- надежная герметизация;
- независимость от направления движения среды;

Недостатки кранов

- максимальная рабочая температура не более 125 °С;
- необходимость точности изготовления трущихся деталей;
- высокая величина требуемого крутящего момента на шпинделе при открытии и закрытии (рисунок 2.2).

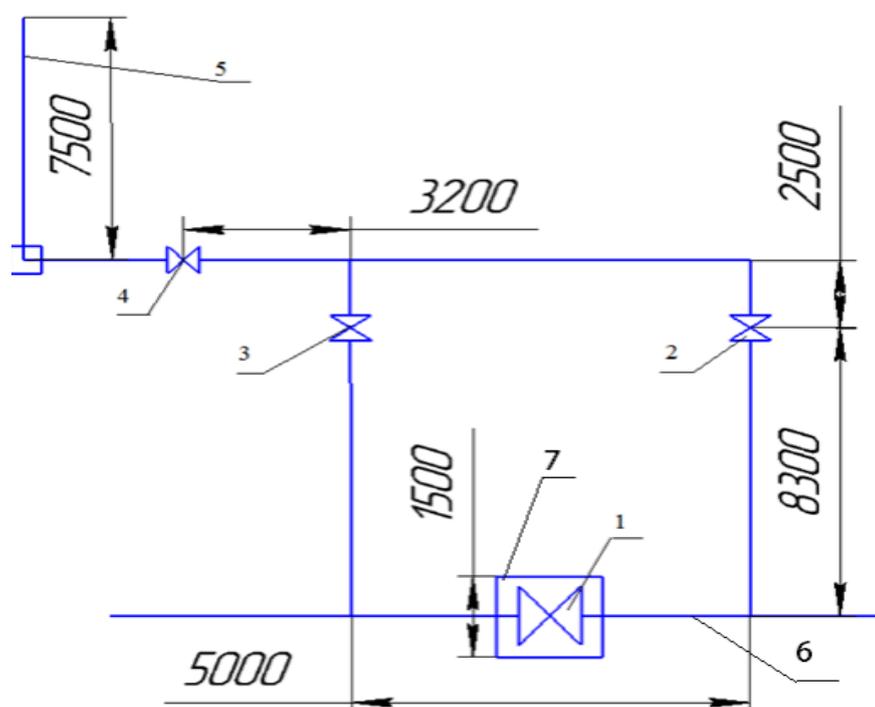


Рисунок 2.2 – Схема кранового узла магистрального газопровода

Согласно требованиям нормативной документации в конструкции газопровода необходимо предусматривать установку запорной арматуры (ЗА) на расстоянии, определяемом расчетом, но не превышающем 30 км. ЗА устанавливается с целью создания секций МГ, необходимых для уменьшения

					Дефекты кранового узла	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

объема стравливаемого газа при проведении ремонтных работ, а также в аварийных ситуациях. В случае аварийной ситуации или при проведении ремонтных работ закрытие ЗА позволит осуществлять стравливание газа из отключенного участка протяженностью не более 30 км, а не из всего газопровода.

Установка ЗА обычно представляет собой сооружение – крановый узел (КУ), состоящий из линейного крана, байпасной обвязки, вспомогательных кранов, свечи продувки МГ, измерительного оборудования и различных датчиков. Байпасная обвязка линейных крановых узлов и кранов перемычек, согласно регламентирующим нормативам, выполняется с устройством линии дополнительного байпаса DN = 50..150 мм с двумя кранами (кранами- 14 регуляторами). Правилами эксплуатации МГ запрещено производить открытие ЗА DN \geq 500 мм при перепаде давления газа на затворе более 0,2 МПа . На основании этого разработана типовая схема кранового узла , приведенная на рисунке 2.3.

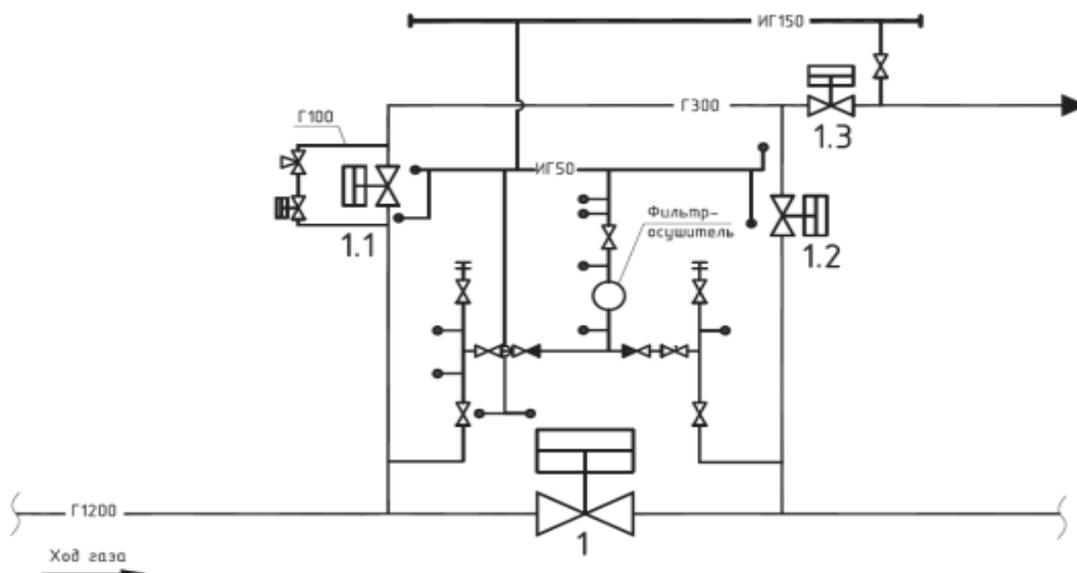


Рисунок 2.3 – Типовая схема КУ

По схеме видно, что для линейного крана (как правило, DN1000-DN1400) предполагается сооружение обвязки с байпасной линией DN300, на которой устанавливается два крана – 1.1 и 1.2, дублирующие линейный кран, и один кран 1.3, отсекающий выход на свечу сброса газа. Также для одного дублирующего крана (1.1) устанавливается дополнительная байпасная линия DN100, на которой, в свою очередь, устанавливаются кран и кран-регулятор (позволяющий регулировать скорость перепуска газа). Схема МГ представлена на (рисунке 2.4).

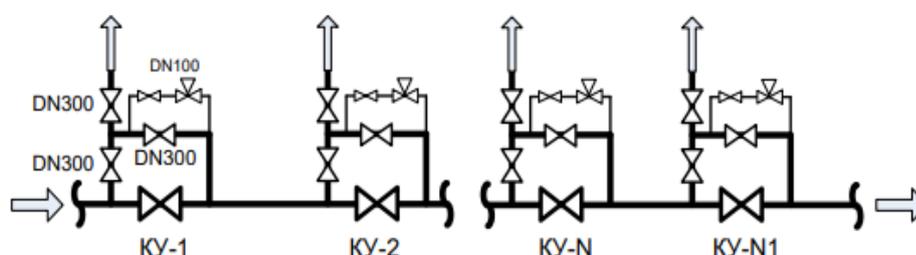


Рисунок 2.4 – Схема МГ

2.2 Диагностика крановых узлов магистральных газопроводов

Наиболее опасными дефектами крановых узлов являются трещины в сварных швах тройниковых соединений представлена на (рисунке 2.5).

					Дефекты кранового узла	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 2.5 – Наиболее опасные дефекты крановых узлов

Опыт проведения работ показывает, что около 5 % крановых узлов имеют критические дефекты в виде трещин сварных швов тройниковых соединений. Причиной возникновения трещин в тройниковых соединениях является поперечное перемещение байпасной линии относительно плоскости основной нитки, вызываемые просадкой грунта и разрушением опор.

Фактором повышенного риска при диагностике крановых узлов является неконтролепригодность сварных соединений приварки патрубка к магистрали, находящихся под накладкой.

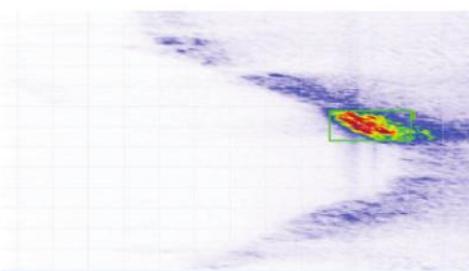
Проведение контроля таких сварных соединений традиционными методами ультразвуковой или рентгеновской дефектоскопии невозможно с наружной поверхности тройника, т.е без вырезки оборудования из трассы.

Для решения задачи контроля угловых сварных соединений патрубков, находящихся под накладкой, НПЦ «МОЛНИЯ» использует автоматизированную систему ультразвукового контроля «АВГУР-Т» представлена на (рисунке 2.6).

					<i>Дефекты кранового узла</i>	<i>Лист</i>
						36
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



Система «АВГУР-Т» в работе



Визуализация результатов диагностики сварного шва с дефектом

Рисунок 2.6 – автоматизированную систему ультразвукового контроля «АВГУР-Т»

АО НПЦ «МОЛНИЯ» провела ряд испытаний на специально созданных стендах, подтвердивших заявленные параметры системы, а именно обнаружение и определение размеров дефектов в виде трещин, непроваров, несплавлений и инородных включений.

Отказы запорной арматуры трубопроводов. Подавляющее большинство отказов крановых узлов трубопроводов обусловлено потерей герметичности из-за износа уплотнений, которые под действием сероводородсодержащей среды охрупчиваются, теряют эластичность и выкрошиваются. Через 6 - 8 лет эксплуатации кранов для исключения аварийных ситуаций проводят плановые ремонтно-восстановительные работы-вырезают и заменяют их. При потере герметичности крана сероводородсодержащая среда, воздействуя на крепеж(болты, шпильки, винты) крышек и боковых фланцев запорной арматуры, вызывает его сероводородное растрескивание.

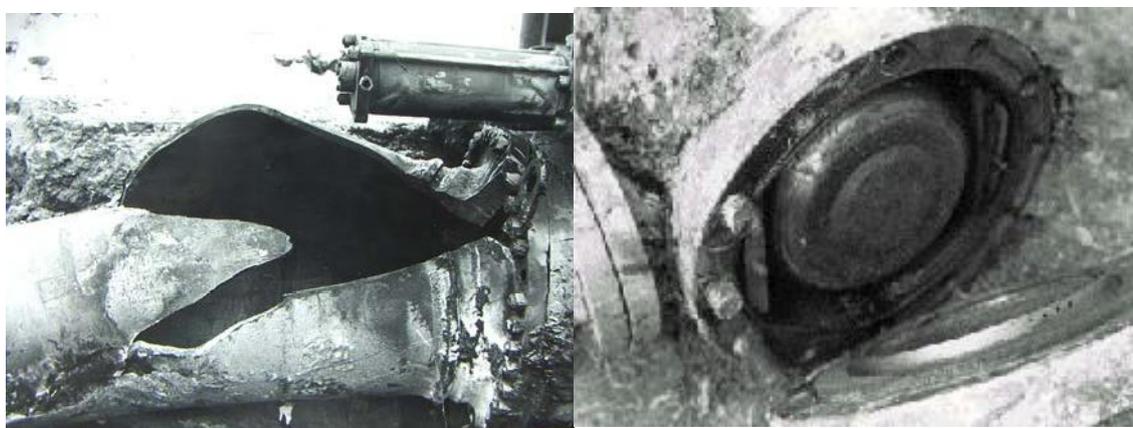
Винты и шпильки изготовлены, в основном, из стали А320L7М, обладающей низкой стойкостью против сероводородного растрескивания, поэтому, по условиям работы крепеж не должен контактировать с сероводородсодержащим газом.

Разрушение крепежа происходит по резьбовой или по гладкой части. Микротрещины располагаются преимущественно перпендикулярно оси детали и развиваются, как правило, по границам зерен. Кроме сероводородного растрескивания крепежа наблюдается язвенная коррозия болтов крановых

					<i>Дефекты кранового узла</i>	<i>Лист</i>
						37
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

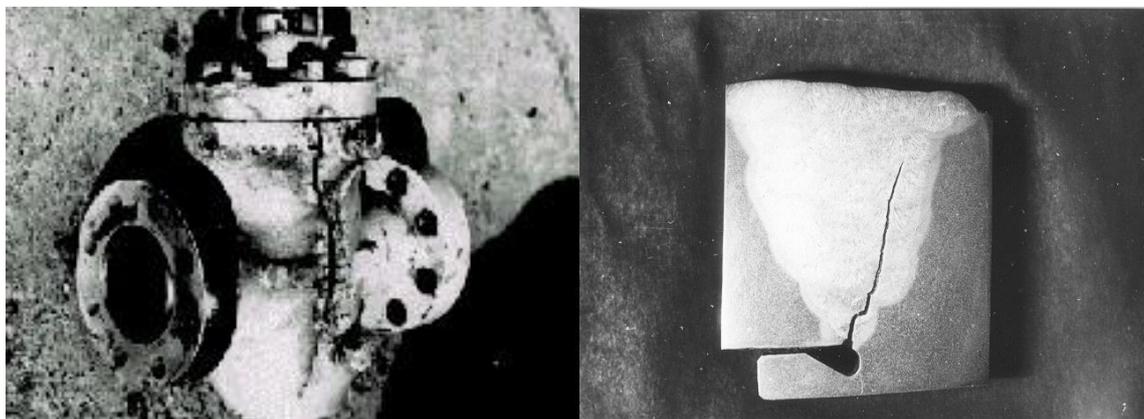
узлов.

Случаи сероводородного растрескивания корпуса крана (рисунок 2.7, б) обусловлены металлургическими дефектами: в очаге разрушения и прилегающих зонах наблюдается большое количество неметаллических включений, пор, трещиноподобных дефектов. Кроме того, механические испытания образцов из металла корпуса показали, что пластические свойства его более чем в 2 раза ниже требуемых НД. Имелись случаи разрушения корпусов шаровых кранов (рисунок 2.7).



а) СР шпилек крана Ду 100 мм

б) СР корпуса крана Ду 700 м



в) СР корпуса задвижки г) СР шва корпуса шарового клапана

Рисунок 2.7 - Разрушения запорной арматуры

Исследованиями установлено, что в месте установки резинового уплотнения между крышкой и корпусом крана в корпусе имелась кольцевая наплавка (наплавленный металл имел структуру мартенсита).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

В зоне термического влияния у границы сплавления металл корпуса крана также имел структуру мартенсита, а по мере удаления от наплавленного металла – тростит, а затем – феррит + перлит. Результаты анализа химического состава наплавленного металла позволили сделать предположение, что наплавка производилась хромистыми электродами ферритного класса для придания антикоррозионных свойств металлу корпуса крана в зоне уплотнения и расположения винтов (концентраторов напряжения). Вследствие перемешивания в процессе сварки наплавленного металла с основным металлом корпуса крана, содержание хрома в наплавленном слое уменьшилось до 8,5 %. Такого содержания хрома недостаточно для получения коррозионностойкой ферритной структуры. В результате, в наплавленном слое был получен металл с мартенситной структурой, не обладающий стойкостью против СР, что в итоге привело к образованию трещин в корпусе кранов и нарушению их герметичности.

В кранах потеря герметичности обусловлена разрушением уплотняющих резиновых прокладок вследствие износа, попадания на них металлической стружки и появления задиров. При эксплуатации кранов фирмы «SDT» имелись случаи разрушения крепежных винтов, соединяющих корпус с переходником.

Для установления причин разрушения исследовали химический состав, условия эксплуатации, механические свойства, структуру металла винтов, а также характер их разрушения. В результате проведенных исследований установлено, что разрушение крепежных винтов шаровых кранов вследствие СР происходило лишь в тех случаях, когда материалом винтов являлась высокопрочная низколегированная сталь А320grL-7, и они подвергались воздействию влажной сероводородсодержащей среды из-за потери герметичности кранов.

Растрескивание сварного соединения корпуса шарового клапана (рисунок 7, г). Характер разрушения хрупкий, поверхность излома покрыта

					<i>Дефекты кранового узла</i>	<i>Лист</i>
						39
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

продуктами коррозии, растрескивание начинается от непровара. В области очага разрушения в з.т.в. под корневым слоем обнаружен участок укрупненного бейнитного зерна с твердостью 266 - 285 HV. В последующих слоях сварного шва в з.т.в. наблюдается мелкозернистая нормализованная структура с твердостью 210 - 221 HV. СР сварного соединения инициировал концентратор напряжений - непровар в сочетании с бейнитной структурой металла, обладающей высокой твердостью.

					<i>Дефекты кранового узла</i>	<i>Лист</i>
						40
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3 Расчёт подземного газопровода

Прочностной расчёт газопровода осуществляется по методу предельных состояний. Сущность метода заключается в том, что рассматривается такое напряжённое состояние газопровода, при котором дальнейшая его эксплуатация невозможна. Первое предельное состояние – несущая способность газопровода (разрушение его под воздействием внутреннего давления), второе – предельно допустимые деформации. Характеристикой несущей способности газопровода является временное сопротивление металла труб (предел прочности). При расчёте на предельно допустимые деформации используется предел текучести материала трубы. При расчете работы использовать свод правил «Магистральные трубопроводы», СП 36.13330.2012 (Актуализированная редакция), СНиП 2.05.06-85*.

Данные для расчёта:

$R_{\min} = 1000D_n = 530$ м – минимальный радиус упругого изгиба;

$D_n = 530$ мм – наружный диаметр газопровода;

$P = 5,5$ МПа – рабочее давление;

$R_1^H = \sigma_{вр} = 510$ МПа – временное сопротивление материала труб;

$R_2^H = \sigma_T = 363$ МПа – предел текучести материала труб;

17Г1СУ – марка стали труб;

продукт перекачки – природный газ;

категория газопровода III;

$\Delta t = \pm 40^\circ\text{C}$ – расчётный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании;

					<i>Разработка мероприятий по замене кранового узла магистрального газопровода, расположенного в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Арусланов И..Д</i>			<i>Расчёт подземного газопровода</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В</i>					41	124
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр 2Б8А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

$h_0 = 1,0$ м – высота засыпки от верхней образующей газопровода до поверхности грунта;

$\gamma_{гр} = 19$ кН/м³ – удельный вес грунта, суглинок;

$c_{гр} = 15$ кПа – сцепление грунта;

$\varphi_{гр} = 20$ град – угол внутреннего трения грунта;

$K_0 = 20$ МН/м³ – коэффициент постели грунта при сжатии;

$k_1 = 1,4$ – коэффициент надежности по материалу труб; (СП 36.13330.2012 табл. 10),

$k_H = 1,0$ – коэффициент надёжности по назначению газопровода. (СП 36.13330.2012 табл. 12)

3.1 Расчёт толщины стенки газопровода

Расчётное сопротивление:

$$R_1 = \frac{R_n}{k_n} \cdot \frac{m}{k_1} = \frac{510}{1,0} \cdot \frac{0,9}{1,4} = 327,86 \text{ МПа} \quad (3.1)$$

где m – коэффициент условий работы газопровода при расчёте его на прочность, устойчивость и деформативность. (СП 36.13330.2012 табл. 1).

Толщина стенки трубы:

$$\delta = \frac{n_p P D_n}{2(R_1 + n_p P)} = \frac{1,1 \cdot 5,5 \cdot 0,53}{2(327,86 + 1,1 \cdot 5,5)} = 0,0092 \text{ м} \quad (3.2)$$

где n_p – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему давлению в газопроводе. (СП 36.13330.2012 табл. 14).

$$\begin{aligned} \sigma_{npN} &= \sigma_{npt} + \sigma_{np.p} = -\alpha_t E \Delta t + 0,3 \frac{n_p P D_n}{2\delta} = \\ &= -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 40 + 0,3 \frac{1,1 \cdot 5,5 \cdot 0,53}{2 \cdot 0,0092} = -8,22 \text{ МПа} \end{aligned} \quad (3.3)$$

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

где α_t – коэффициент линейного расширения металла трубы, град-1;

					Расчёт подземного газопровода	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), МПа;

Δt – расчётный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, 0С;

$\mu=0,3$ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона).

Знак «минус» в результате формулы (3.3) указывает на наличие осевых сжимающих напряжений, поэтому необходимо определить коэффициент ψ_1 , учитывающий двухосное состояние металла труб:

$$\begin{aligned}\psi_1 &= \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \\ &= \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{8,22}{327,86} \right)^2} - 0,5 \frac{8,22}{327,86} = 0,987\end{aligned}\quad (3.4)$$

тогда толщина стенки трубы :

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 5,5 \cdot 0,53}{2(0,987 \cdot 327,86 + 1,1 \cdot 5,5)} = 0,0096 \text{ м},$$

принимаем $\delta = 0,010$ м

3.2 Проверка прочности и деформации подземного газопровода

Проверяем газопровод на прочность по условию:

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 R_1 \quad (3.5)$$

$|\sigma_{npN}|$ - продольные осевые напряжения

Кольцевые напряжения, действующие тангенциально поверхности газопровода:

$$\sigma_{кц} = \frac{n_p P D_{вн}}{2\delta} = \frac{1,1 \cdot 5,5 \cdot 1}{2 \cdot 0,01} = 303 \text{ МПа} \quad (3.6)$$

Коэффициент учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб:

					Расчёт подземного газопровода	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{303}{327,86} \right)^2} - 0,5 \frac{303}{327,86} = 0,07 \quad (3.7)$$

$$\psi_2 R_1 = 0,07 \cdot 327,86 = 22,95$$

$|-8,22| < 22,95$ условие (3.5) выполняется

Для проверки по деформациям находим сначала кольцевые напряжения от действия нормативной нагрузки – внутреннего давления:

$$\sigma_{кц}^н = \frac{PD_{вн}}{2\delta} = \frac{5,5 \cdot 1}{2 \cdot 0,01} = 275 \text{ МПа} \quad (3.8)$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}^н}{\frac{m}{0,9k_n} R_2^н} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^н}{\frac{m}{0,9k_n} R_2^н} = \quad (3.9)$$

$$= \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{275}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} 363} \right)^2} - 0,5 \frac{275}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} 363} = 0,2735$$

$$\text{Условие } \sigma_{кц}^н \leq \frac{m}{0,9} R_2^н \quad 275 < \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} 363 \quad (3.10)$$

$275 < 330$ МПа условие выполняется

Продольные напряжения $\sigma_{пр}^н$ для полностью заземлённого подземного газопровода:

- для положительного температурного перепада $\Delta t = +40^\circ\text{C}$:

$$\sigma_{пр}^н = \mu \sigma_{кц}^н - \alpha_t E \Delta t - \frac{E D_n}{2R_{\min}} = 0,3 \cdot 275 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 40 - \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,53}{2 \cdot 530} = \quad (3.11)$$

$$= - 88,8 \text{ МПа}$$

- для отрицательного температурного перепада $\Delta t = - 40^\circ\text{C}$:

					Расчёт подземного газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

$$\sigma_{np}^n = \mu\sigma_{кц}^n - \alpha_t E\Delta t + \frac{E D_n}{2R_{\min}} = 0,3 \cdot 275 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 40 + \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,53}{2 \cdot 530} = 89 \text{ МПа} \quad (3.12)$$

Проверяем выполнение условия: $|\sigma_{np}^n| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_n}$

$$(3.13)$$

Для положительного температурного перепада:

$$|88,8| < 0,2735 \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} 363 = 90,3 \text{ МПа} \quad \text{условие выполняется}$$

Для отрицательного температурного перепада:

$$|89| < 0,2735 \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} 363 = 90,3 \text{ МПа} \quad \text{условие выполняется.}$$

3.3 Проверка общей устойчивости подземного газопровода в продольном направлении

Проверка общей устойчивости подземного газопровода в продольном направлении выполняется по СНиП 2.05.06-85* в плоскости наименьшей жёсткости системы в соответствии с условием: $S \leq mN_{кр}$

$$(3.14)$$

Площадь поперечного сечения металла трубы:

$$F = \frac{\Pi}{4} (D_n^2 - D_{вн}^2) = \frac{3,14}{4} (0,53^2 - 1^2) = 0,032 \text{ м}^2 \quad (3.15)$$

Эквивалентное продольное осевое усилие сжатия в прямолинейном или упругоизогнутом газопроводе, возникающее от действия двух расчётных нагрузок и воздействий: внутреннего давления и положительного перепада температур:

$$S = (0,2\sigma_{кц} + \alpha_t E\Delta t)F = (0,2 \cdot 303 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 40) \cdot 0,032 = 5,01 \text{ МН} \quad (3.16)$$

					Расчёт подземного газопровода	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $\sigma_{кц}$ - кольцевые напряжения от расчётного внутреннего давления, МПа

Осевой момент инерции поперечного сечения металла трубы:

$$J = \frac{\pi}{64} (D_n^4 - D_{вн}^4) = \frac{3,14}{64} (0,53^4 - 1^4) = 4,044 \cdot 10^{-3} \text{ м}^4 \quad (3.17)$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_m = n_{с.в.} \gamma_m \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_g^2) = 0,95 \cdot 78500 \frac{3,14}{4} (0,53^2 - 1^2) = 2365 \text{ Н/м}, \quad (3.18)$$

где $n_{с.в.}$ - коэффициент надёжности по нагрузкам от действия собственного веса трубы для подземных газопроводов.

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

$$q_{из} = n_{с.в.} (q_{и.п.}^н + q_{об.}^н) = n_{с.в.} (k_{из} ПД_n \delta_{и.п.} \rho_{и.п.} g + k_{из} ПД_n \delta_{об.} \rho_{об.} g) = \quad (3.19)$$
$$= 0,95 (1,09 \cdot 3,14 \cdot 0,53 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1046 \cdot 9,81 + 1,09 \cdot 3,14 \cdot 0,53 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1028 \cdot 9,81) =$$
$$= 43 \text{ Н/м},$$

где $n_{с.в.}$ - коэффициент надёжности по нагрузкам от действия веса изоляции;

$k_{из}$ - коэффициент, учитывающий величину нахлёста;

$\delta_{и.п.}$ - толщина изолирующей плёнки, мм;

$\rho_{и.п.}$ - плотность изолирующей плёнки, кг/м³;

$\delta_{об.}$ - толщина обёртки, мм;

$\rho_{об.}$ - плотность обёртки, кг/м³.

Нагрузка от веса продукта, находящегося в газопроводе единичной длины:

$$q_{пр} = n_{с.в.} 100 P D_{вн}^2 = 0,95 \cdot 100 \cdot 5,5 \cdot 1^2 = 523 \text{ Н/м}, \text{ где} \quad (3.20)$$

$n_{с.в.}$ - коэффициент надёжности по нагрузкам от действия продукта, находящегося в газопроводе.

Нагрузка от собственного веса газопровода:

					Расчёт подземного газопровода	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$q_{гр} = q_m + q_{из} + q_{пр} = 2365 + 43 + 523 = 2931 \text{ Н/м} \quad (3.21)$$

Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта газопровода с грунтом:

$$p_{зр} = \frac{2n_{зр}\gamma_{зр}D_n \left[\left(h_0 + \frac{D_n}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{зр}}{2} \right) \right] + q_{пр}}{\Pi D_n} = \quad (3.22)$$

$$= \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 19000 \cdot 0,53 \left[\left(1 + \frac{0,53}{8} \right) + \left(1 + \frac{0,53}{2} \right) \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{20}{2} \right) \right] + 2931}{3,14 \cdot 0,53} = 18999 \text{ Па},$$

где $n_{гр}$ – коэффициент надёжности по нагрузке от веса грунта;

$\gamma_{гр}$ – удельный вес грунта, суглинок, кН/м³;

h_0 – высота засыпки от верхней образующей газопровода до поверхности грунта, м;

$\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта, град.

Предельные касательные напряжения по контакту газопровода с грунтом:

$$\tau_{пр} = p_{гр} \text{tg} \varphi_{гр} + c_{гр} = 18999 \cdot \text{tg} 20^\circ + 15 = 6,93 \cdot 10^{-3} \text{ МПа} \quad (3.23)$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка газопровода единичной длины:

$$p_0 = \Pi D_n \tau_{пр} = 3,14 \cdot 0,53 \cdot 6,93 \cdot 10^{-3} = 22,2 \cdot 10^{-3} \text{ МН/м} \quad (3.24)$$

Сопротивление поперечным вертикальным перемещениям:

$$q_{верт} = n_{зр}\gamma_{зр}D_n \left(h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\Pi D_n}{8} \right) + q_{пр} = \quad (3.25)$$

					Расчёт подземного газопровода	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$= 0,8 \cdot 19000 \cdot 0,53 \left(1 + \frac{0,53}{2} - \frac{3,14 \cdot 0,53}{8} \right) + 2931 = 19,985 \cdot 10^{-3} \text{ МН/м}$$

Для прямолинейных участков подземных газопроводов в случае пластической связи трубы с грунтом продольное критическое усилие:

$$N_{кр} = 4,09 \sqrt{p_0^2 q_{верт}^4 F^2 E^6 J^3} = \quad (3.26)$$

$$= 4,09 \cdot \sqrt{(22,2 \cdot 10^{-3})^2 (19,985 \cdot 10^{-3})^4 \cdot 0,032^2 (2,1 \cdot 10^5)^6 \cdot (4,044 \cdot 10^{-3})^3} = 18,73 \text{ МН}$$

где p_0 – сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка газопровода единичной длины, МН/м;

F – площадь поперечного сечения трубы, м²;

E – модуль упругости, МПа;

J – осевой момент инерции поперечного сечения металла трубы, м⁴.

Проверяем выполнение условия $S \leq mN_{кр}$:

$$mN_{кр} = 0,9 \cdot 18,73 = 16,857 \text{ МН}$$

$S < mN_{кр}$; $5,01 < 16,857 \text{ МН}$ – условие выполняется

где S – эквивалентное продольное осевое усилие сжатия в прямолинейном или упругоизогнутом газопроводе, МН.

Проверим выполнение условия $S \leq mN_{кр}$ в случае упругой связи прямолинейного газопровода с грунтом:

$$N_{кр} = 2 \sqrt{k_0 D_n E J} = 2 \sqrt{20 \cdot 0,53 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,044 \cdot 10^{-3}} = 263,2 \text{ МН}, \quad (3.27)$$

где k_0 – коэффициент нормального сопротивления грунта (коэффициент постели грунта при сжатии), МН/м³;

$$mN_{кр} = 0,9 \cdot 263,2 = 236,88 \text{ МН}, \text{ где}$$

где m – коэффициент условий работы газопровода при расчёте его на прочность, устойчивость и деформативность. Газопровод III категории.

$5,01 < 236,88 \text{ МН}$ – условие выполняется.

Расчётная длина волны выпучивания:

					Расчёт подземного газопровода	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$L_{кр} = \Pi_4 \sqrt{\frac{EJ}{k_0 D_n}} = 3,144 \sqrt{\frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,044 \cdot 10^{-3}}{20 \cdot 0,53}} = 7,98 \text{ м},$$
(3.28)

где J – осевой момент инерции поперечного сечения металла трубы, м^4

3.4 Оценка устойчивости упругоизогнутых участков газопровода

определим параметры Z и Θ :

$$\theta = \frac{1}{R_{\min} \sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{EJ}}} = \frac{1}{1000 \cdot \sqrt[3]{\frac{19,985 \cdot 10^{-3}}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,044 \cdot 10^{-3}}}} = 0,0349$$
(3.29)

где $q_{верт}$ – сопротивление поперечным вертикальным перемещениям, МН/м

$$Z = \frac{\sqrt{\frac{p_0 F}{q_{верт} J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{EJ}}} = \frac{\sqrt{\frac{22,2 \cdot 10^{-3} \cdot 0,032}{19,985 \cdot 10^{-3} \cdot 4,044 \cdot 10^{-3}}}}{\sqrt[3]{\frac{19,985 \cdot 10^{-3}}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,044 \cdot 10^{-3}}}} = 103,5$$
(3.30)

Используя монограмму, найдём $\beta = 17$

Критическое усилие для криволинейных (выпуклых) участков газопровода, выполненных упругим изгибом, в случае пластической связи трубы с грунтом:

$$N_{кр} = \beta \sqrt[3]{q_{верт} \cdot EJ} = 17 \cdot \sqrt[3]{(19,985 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,044 \cdot 10^{-3}} = 11,856 \text{ МН}$$
(3.31)

					Расчёт подземного газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

$$mN_{кр} = 0,9 \cdot 11,856 = 10,67 \text{ МН};$$

$$\text{или } N_{кр} = 0,375 q_{верт} \cdot R_{мин} = 0,375 \cdot 19,985 \cdot 10^{-3} \cdot 1000 \cdot 0,53 = 7,644 \text{ МН},$$

(3.29)

где $R_{мин}$ – минимальный радиус упругого изгиба

$$mN_{кр} = 0,9 \cdot 7,644 = 6,88 \text{ МН}$$

в первом случае $5,01 < 10,67 \text{ МН}$ условие $S \leq mN_{кр}$ выполняется;

во втором случае $5,01 < 6,88 \text{ МН}$ условие $S \leq mN_{кр}$ выполняется.

					<i>Расчёт подземного газопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

4 Подготовительные работы по замене кранового узла

Подготовительные работы входят в себя:

1. создание временных подъездов и технологических дорог;
2. сдача-приёмка геодезической, разбивочной основы для капитального ремонта и геодезические разбивочные работы с целью прокладки инженерных дорог (подъездных), сетей;
3. организации быта работников; привлеченный к работе персонал таблица 4.2.
4. устройство временных проездов техники, площадок, с переездами через действующие трубопроводы и кабели связи с покрытием дорожных железобетонных плит;
5. в зоне капитального ремонта, близлежащих и переезжаемых действующих коммуникаций, обязательно обозначаются указательными знаками, осей трубопроводов, проектируемых или демонтируемых, задействованная спецтехника таблица 4.1.

Таблица 4.1 – Задействованная спецтехника

№ п/п	Наименование техники и оборудования	Модель	Требуемое кол-во
1	Бульдозер	Т-170 ДЗ-171	2
2	Экскаватор	Хитачи	5
3	УАЗ	39-094-4 (фермер)	1
4	УАЗ	220-694	3
5	Автокран	Урал-5557	1
6	Самосвал	Камаз-6522	2
7	Бензовоз	Камаз-6522	1

					<i>Разработка мероприятий по замене кранового узла магистрального газопровода, расположенного в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Арусланов И.Д.</i>			<i>Подготовительные работы по замене кранового узла</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					51	124
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр 2Б8А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Продолжение таблицы 4.1

8	"Газушка"	Газ-34039	2
9	Кислородка	ЗИЛ-130	1
10	Трал	Камаз-6522-5	2
11	"Газель"	Газ-3302	1
12	Трубоукладчик	ТР 1204.01	1

Таблица 4.2 Привлеченный к работе персонал

№ п/п	Наименование должности, профессии	Разряд	Кол-во в одной бригаде	Требуемое кол-во
1	Монтажник наружных трубопроводов	6	2	10
2	Монтажник наружных трубопроводов	5	2	10
3	Мастер строительно-монтажных работ (СМР)	11	1	5
4	Инженер ПТО	12	1	1
5	Электросварщик	6	2	2
7	Стропальщик	6	2	1
8	Газорезчик	5	1	1

4.1 Производство работ в охранной зоне магистральных коммуникаций

Согласно действующих норм, производство работ в охранной зоне действующих коммуникаций разрешается только при наличии ППР, регистрации начала капитального ремонта и согласованного в установленном порядке с владельцами коммуникаций. [19]

Ремонтные и демонтажные работы предусмотрены в стеснённых условиях технического коридора коммуникаций. Производство данных работ

					Подготовительные работы по замене кранового узла	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

должно быть увязано с работой действующих объектов. Должны быть предусмотрены меры, обеспечивающие безопасное проведение работ и полностью возможность возникновения аварийных ситуаций.

Перед производством работ в охранной зоне действующих коммуникаций Объекта № 1 (Подрядчик) необходимо получить письменное разрешение. Объекта № 1 на право производство работ. В границах всей зоны производства работ, необходимо определить местонахождение и техническое состояние коммуникаций.

В пределах полосы отвода работ, трассы действующих подземных коммуникаций должны быть закреплены вешками на местности с указателем глубины заложения, установленными в пределах видимости, высотой 1,5 м.[20]

Должны быть установлены знаки с надписями, предупреждающими об опасности на участках, где действующие коммуникации заглублены менее 0,8 м. Организация эксплуатирующая трубопровод в случае обнаружения утечек (выходов) транспортируемого продукта обязана принять срочные меры по устранению обнаруженных повреждений и неисправностей.

По специально оборудованным переездам только в местах, согласованных с эксплуатирующей организацией над действующими коммуникациями можно осуществлять проезды ремонтной техники.

4.2 Расчистка полосы отвода растительности

Объекта № 1 должна выдать разрешение на право производства работ (договора аренды, наряда-допуска и т.д.) на работы по расчистке ремонтной полосы следует выполнять только после разметки и выноски пикетов за её пределы.

Расчистка и планировка ремонтной полосы сводится к удалению растительности, крупных предметов, препятствующих свободному передвижению техники, проведению строительно-монтажных работ, осуществлению мероприятий по водоотводу и выравниванию микрорельефа.

					Подготовительные работы по замене кранового узла	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При расчистке строительной полосы от мелкокошья и кустарника, бульдозером (кусторезом) полоса очищается при помощи корчевателя-уборщика, который имеет рабочий орган в виде решетчатого отвала, и зубьями, которые служат для подборки.

Необходимо выполнить планировку трассы (выравнивание микрорельефа, поперечных и продольных уклонов, подсыпку низинных мест и т. д.), после расчистки ремонтной полосы от растительности для обеспечения работы ремонтной техники и беспрепятственного передвижения.

4.3 Отсечение участка газопровода от магистрали

На время проведения работ по врезке вновь проложенного участка газопровода в действующий газопровод будет отключён участок МГ. Отключаемый участок магистрального газопровода следует опорожнить от продукта перекачки.

Опорожнение ремонтного участка магистрального газопровода осуществлять методом выработки газа в МГ. Оставшийся газ в газопроводе стравливается через сбросные свечи магистрального газопровода. Объём вырабатываемого газа составляет 184299 м³, стравливаемого газа составляет 38586 м³.

4.4 Содержание и технологическая последовательность выполнения огневых работ

1. Сверление на 86 км газопровода отверстия диаметром 6-8мм, проверка наличия конденсата и установка U-образного манометра на месте работ.
2. Установление давления газа в отключенном участке газопровода 10-50мм водяного столба и регулирование его на крановых узлах №81; №107.

					<i>Подготовительные работы по замене кранового узла</i>	<i>Лист</i>
						54
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3. Вырезка в газопроводе технологических окон (ТО) размером не менее 250мм на 350мм для установки запорных устройств (УГО) на расстоянии 8-10м по обе стороны от места вырезки КУ.

4. Сброс остаточного давления открытием кранов вытежных свечей.

5. Установка запорных устройств марки УГО-500. Накачивание их до давления 450-500мм водяного столба. Контроль давления воздуха в УГО-500 вести через U-образный манометр каждые 15минут с записью в журнале (рисунок 4.2).

6. Продувка отсечённого участка газопровода через вырезанные технологические окна. Контроль содержания газа прибором ПГА-4,ШИ-12.

7. Расстановка техники (рисунок 4.1).

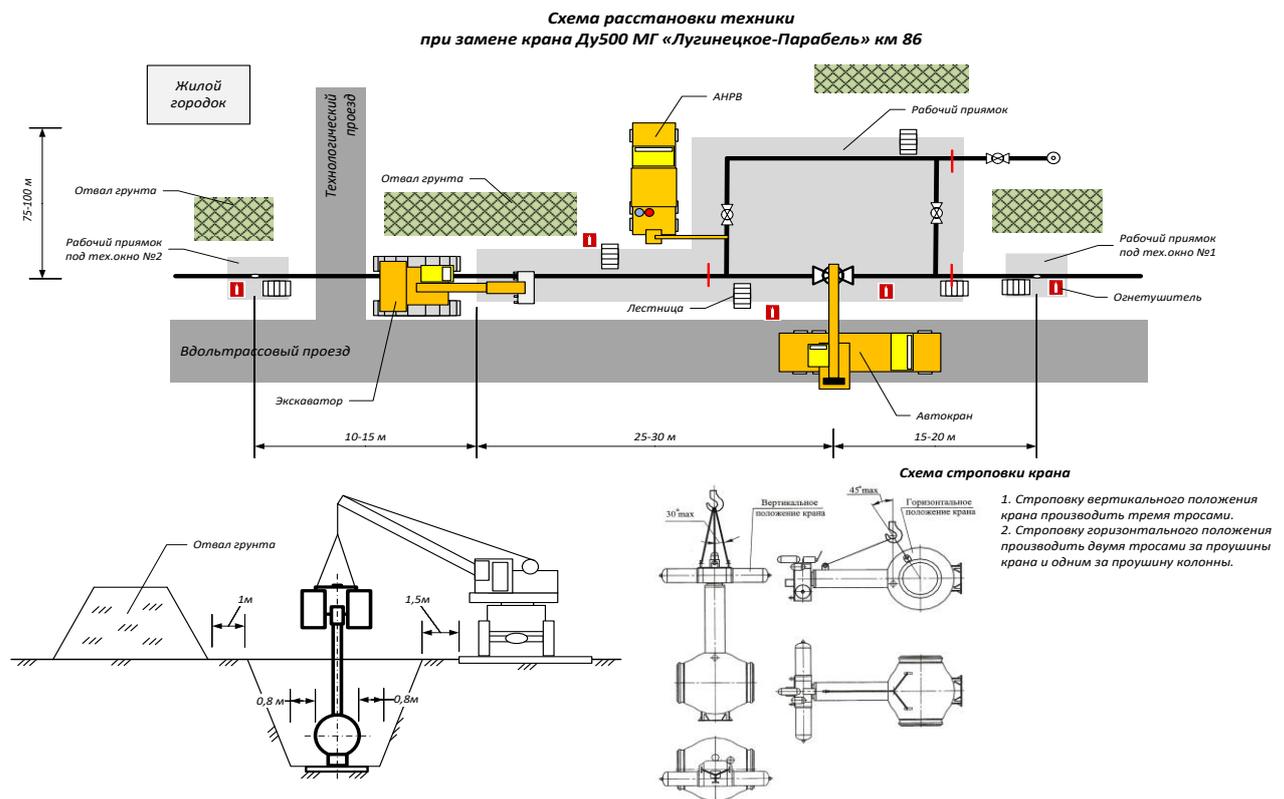
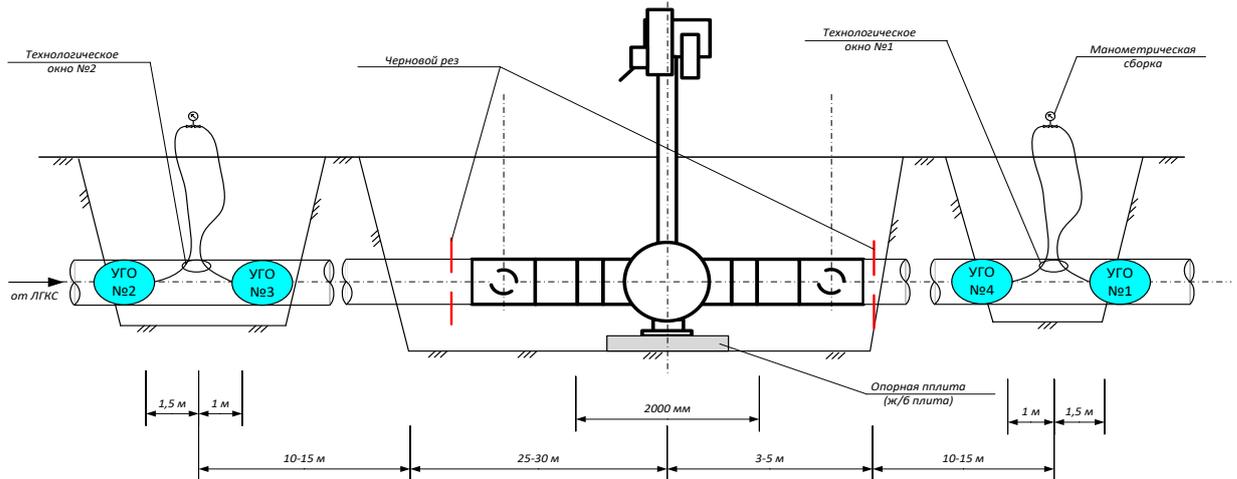


Рисунок 4.1 – Расстановка техники.

**Схема установки УГО
при замене крана Ду500 МГ «Лугинецкое-Парабель» км 86**



1. Избыточное давление газа при огневых работах по вырезке технологических окон необходимо поддерживать в пределах 10 - 50 мм вод. ст.
2. Вытеснение газа с ремонтируемого участка осуществлять до содержания метана в смеси не более 1%.
3. Вытеснение воздуха перед заваркой технологических окон осуществлять до содержания кислорода в смеси не более 2%.

Рисунок 4.2 – Установка УГО для продувки.

7. После полного освобождения участка от газа и продувки отсечённого участка вырезка «КУ». Смотри рисунок 4.2.
8. Подгонка «КУ» для выполнения захлёстов.
9. Выполнение прихваток.
10. Выполнить сварку корневого слоя шва.
11. Выполнить сварку заполняющих слоев с механической обработкой.
12. Выполнить облицовочный слой сварных швов.
13. Контроль сварных швов 100% рентгенографии и 100% УЗК. Выдача заключений.
14. Удалить УГО и приступить к продувке ремонтируемого участка газопровода газом, заварить ТО при избыточном давлении газа 10-50мм вод. ст.
15. Заварка технологических отверстий.
16. Контроль качества заварки технологических отверстий.

5 Содержание и технологическая последовательность выполнения завершающих работ.

1 Изоляция отремонтированного участка.

После проведения работ по врезке «КУ» отремонтированный участок покрывают противокоррозионной изоляцией.

Согласно ГОСТ Р 51164-98 для изоляции применяем комбинированное покрытие усиленного типа состоящую из: грунтовки битумно-полимерной Транскор, ТУ 5775-003-32999231-00, толщиной не менее 0,1мм; мастики битумно-полимерной Транскор, ТУ 5775-002-32989231-99, толщиной не менее 3,0мм; обёртки защитной термоусаживающейся (в два слоя), Политерм, ТУ 2245-003-05801845-00, толщиной не менее 1,4мм. Общая толщина покрытия не менее 4,5мм.

Грунтовка наносится на очищенную поверхность газопровода для того, чтобы обеспечить лучшее сцепление (адгезию) между изоляционным покрытием и металлической поверхностью газопровода. Обёрточные материалы в битумной изоляции служат для защиты от механических повреждений. Кроме того, они защищают битумные мастики от оплывания.

2 Контроль качества изоляционного покрытия газопровода

Операционный контроль подразумевает проверку отдельных операций и готового покрытия при изоляции трубопровода. При нанесении изоляции на битумной основе контролируются следующие операции и параметры.

- качество очистки поверхности трубы;
- толщина грунтовки;
- адгезия (прилипаемость) слоя мастики представлено на рисунке 5.1.
- толщина изоляции.

					<i>Разработка мероприятий по замене кранового узла магистрального газопровода, расположенного в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Арусланов И.Д.</i>			<i>Содержание и технологическая последовательность выполнения завершающих работ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					57	124
<i>Консульт.</i>						ТПУ эр 2Б8А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						



Рисунок 5.1 – Адгезиметр АМЦ-2-20

Таблица 5.1 – Технические характеристики Адгезиметра АМЦ-2-20

Диапазон взвешивания	0,05-20,0 кг
Диапазон измерения среднеинтегральной величины адгезии	0,01-20,0 кг
Цена деления	0,01 кг
Среднеквадратичная погрешность в рабочем диапазоне температур	$0,01 \cdot N + 0,01$
Диапазон рабочих температур	-20...+45 °С
Напряжение питания	3,0 В
Потребляемая мощность	менее 40,0 мВт
Тип индикатора	Жидкокристаллический, без подсветки
Тип датчика	Интегральный тензометрический преобразователь силы
Возможность подключения к компьютеру	Опционально

Толщину грунтовки лучше измерять электронным толщиномером. Адгезию изоляции – путём надреза покрытия в виде равностороннего треугольника с углом 60° в вершине и длиной стороны 3-5 см и отслаивания

вершины надреза. Изоляция считается удовлетворительной, если она не отслаивается, а при отрыве часть мастики остаётся на поверхности. Если покрытие отрывается от металла сплошным, неповреждённым полотном, то изоляцию бракуют. Толщину изоляционного слоя рекомендуется контролировать с помощью вихретоковых толщиномеров, предел измерения толщины 0-10мм.

2 Засыпка траншеи.

4 Удаление персонала и механизмов за охранную зону.

5 Вытеснение газовой смеси давлением 1кгс/см² на участке

6 Закрытие кранов и заполнение участка.

7 После выравнивания давления (перепад не более 1кгс/см²) между «северным» и «южным» участками, открытие линейных кранов №61, №107 закрытие перемычек

					<i>Содержание и технологическая последовательность выполнения завершающих работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

6 Земляные работы

Согласно СН 452-73, ширина и длина полос земель, отводимых во временное пользование для капитального ремонта магистральных трубопроводов, определяются проектом, утверждённым в установленном порядке, при этом ширина указанных полос не должна превышать ширины, предусмотренной таблицей 10 для соответствующих диаметров.[21]

Нормы отвода земель.

Таблица 6.1 – Земляные работы

Диаметр трубопровода, мм	Ширина полосы земель, отводимых для одного подземного трубопровода, м	
	на землях несельскохозяйственного назначения или непригодных для сельского хозяйства и землях государственного фонда	на землях сельскохозяйственного назначения худшего качества (при снятии и восстановлении плодородного слоя)
≤ 426	20	28
>426 – 720	23	33
>720 – 1020	28	39
>1020 – 1220	30	42
>1220 – 1420	32	45

Ремонтный котлован предназначен для выполнения работ в месте вырезки «кранового узла», поэтому его размеры должны обеспечить нормальную и безопасную работу ремонтного персонала.

					<i>Разработка мероприятий по замене кранового узла магистрального газопровода, расположенного в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Арусланов И.Д.</i>				<i>Земляные работы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Гончаров Н.В.</i>						60	124
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр 2Б8А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							

Длина котлована определяется из расчёта:

$$L = \lambda + 3 = 2 + 3 = 5 \text{ м}$$

(6.1)

где λ – длина заменяемого участка, м

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

Разработка ремонтного котлована без откосов не допускается.

Значения откосов приведены в таблице 6.2

Таблица 6.2 – Допустимая крутизна откосов траншеи и ремонтного котлована

Грунт	Глубина траншеи, котлована, м					
	< 1,5		1,5-3,0		3,0-5,0	
	угол откоса, градус	уклон	угол откоса, градус	уклон	угол откоса, градус	уклон
Насыпной	56	1:0,67	45	1:1,00	38	1:1,25
Песчаные и гравийные	63	1:0,50	45	1:1,00	45	1:1,00
Супесь	76	1:0,25	56	1:0,67	50	1:0,85
Суглинок	76	1:0,25	63	1:0,50	53	1:0,75
Глина	76	1:0,25	76	1:0,25	63	1:0,50
Лессовидный сухой	76	1:0,25	63	1:0,50	63	1:0,50

Расстояние от нижней образующей трубы до дна котлована должно быть не менее 0,6 м. Отвал грунта, извлечённого из котлована для предотвращения падения его в котлован, должен находиться не менее 0,5 м от края котлована. Котлован необходимо оборудовать приставными лестницами из расчёта по две лестницы на каждую сторону торца котлована. Поверхность трубы,

					<i>Земляные работы</i>	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

находящейся под давлением, на всю длину участка продуктопровода ШФЛУ в котловане очищают от остатков грунта, изоляции на расстоянии не менее 100 мм в каждую сторону от границ предполагаемых сварных соединений узлов врезки. Очистку производят вручную либо пескоструйными установками, скребками, другими инструментами безударного действия.

Определяют и намечают мелом на поверхности трубы места врезки и установки узлов врезки (разрезных тройников, перепускных патрубков), разработка котлована таблица 6.3. Происходит строповка крана (рисунок 6.1).

Таблица 6.3 – Разработка котлована производится следующим составом:

№ п/п	Профессия	Разряд	Количество, чел.
1	Машинист экскаватора	6	1
2	Машинист бульдозера	5	1

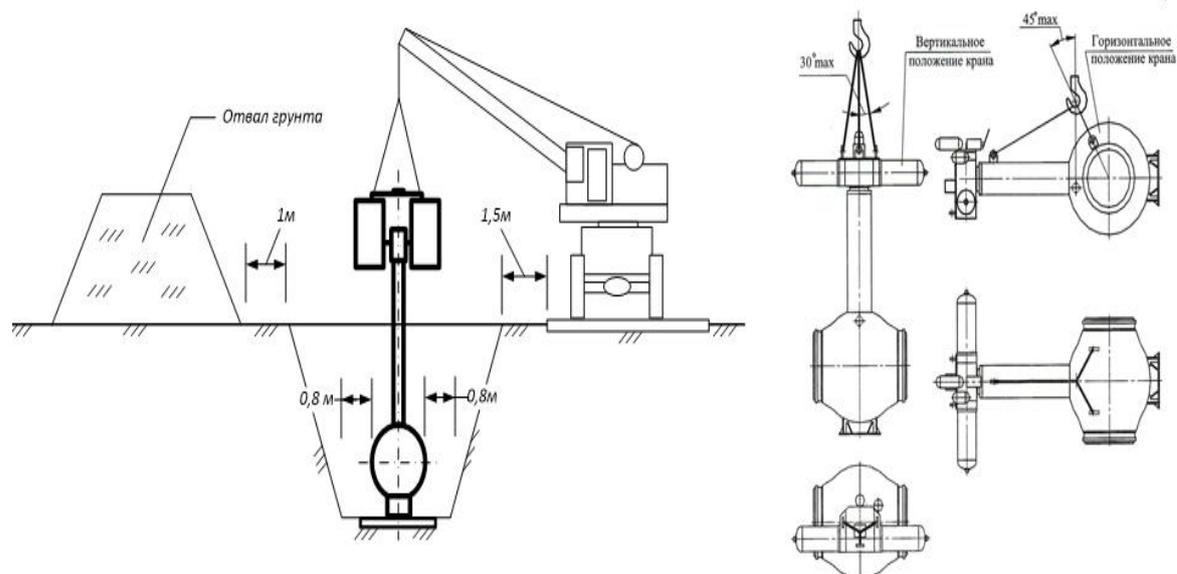


Рисунок 6.1 – Схема строповки крана

Используется бульдозер Т-170 (рисунок 6.2), технические характеристики таблица 6.4.



Рисунок 6.2 – Бульдозер Т-170

Таблица 6.4 – Технические характеристики Бульдозер Т-170

Марка двигателя	Д-160.11 / Д180.111-1
Мощность двигателя	160 / 180 л.с.
Номинальная частота вращения коленчатого вала	1 250 об/мин
Рабочий объем	14,48 л
Диаметр цилиндра	150 мм
Ход поршня	205 мм
Удельный расход топлива	218 г/кВт*ч
Топливный бак	300 л

Используется экскаватор НІТСНІ ZX330 (рисунок 6.3), его технические характеристики таблица 6.5.



Рисунок 6.3 – Экскаватор НІТСНІ ZX330

Таблица 6.5 – Технические характеристики НІТСНІ ZX330

Модель	ZX330-5G
Номинальная мощность (ISO), кВт	л.с.184 / 246 при 2000 об/мин
Эксплуатационная масса, кг3	1500 - 32100
Емкость ковша «с шапкой» (ISO), м ³	1,38 - 1,86
Длина рукояти, м3	2
Максимальный поток гидросистемы, л/мин	2 x 279
Скорость поворота платформы, об/мин	10,7
Максимальная глубина копания, мм	7380
Усилие резания грунта ковшом (ISO), кН	246

7 Контроль качества металла трубы

Проводят визуальный и неразрушающий контроль сплошным сканированием ультразвуковым методом по ГОСТ 14782 полного периметра очищенной поверхности газопровода в месте монтажа кранового узла, включая участки на расстоянии не менее 200 мм в каждую сторону от границ предполагаемых сварных соединений узлов и/или деталей узлов врезки.

Проводят неразрушающий контроль радиографическим методом по ГОСТ 7512 или ультразвуковым методом по ГОСТ 14782 полной длины заводского сварного шва (продольного и спирального) на очищенной поверхности трубы газопровода на расстоянии не менее 100 мм в каждую сторону от границ предполагаемых сварных соединений узлов врезки. Допускается при необходимости применять дополнительные физические методы неразрушающего контроля. Для контроля качества металла трубы и замера толщины стенки используют ультразвуковые толщиномеры по ГОСТ 28702 и дефектоскопы по ГОСТ 23667. В месте монтажа узла врезки в металле трубы и заводского сварного шва трубы (продольного или спирального) не допускается наличие поверхностных и внутренних дефектов (расслоений, трещин, раковин, коррозионных дефектов любой глубины и протяженности, рисок, задигов, царапин глубиной более 5 % от толщины стенки).

Критерии оценки качества сварных швов трубы (продольных и спиральных) неразрушающими физическими методами контроля должны соответствовать требованиям, указанным в ТУ на трубы.

При обнаружении в контролируемых зонах недопустимых поверхностных или внутренних дефектов место врезки сдвигают. Наружные дефекты (риски, задиры, царапины) глубиной не более 0,2 мм, составляющие

					<i>Разработка мероприятий по замене кранового узла магистрального газопровода, расположенного в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Арусланов И.Д.</i>				<i>Контроль качества металла трубы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Гончаров Н.В.</i>						65	124
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр 2Б8А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							

не более 5 % от толщины стенки, устраняют шлифованием до величины шероховатости поверхности RZ20-RZ30, толщина стенки трубы не должна выходить за пределы минусового допуска по ТУ на трубы.

					<i>Контроль качества металла трубы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

8 Вырезка кранового узла и разделка кромок трубы.

Согласно СТО Газпром 14-2005 огневые работы на линейной части газопровода состоят из четырёх основных этапов:

- 1 вырезка технологических отверстий (ТО), люков с установкой УГО;
- 2 разъединение газопровода под избыточным давлением газа или после освобождения ремонтного участка от газа;
- 3 сварочно-монтажные работы;
- 4 заварка технологических отверстий.

В местах вырезки ТО и на расстоянии не менее 100мм от контура предполагаемого отверстия выполняется ультразвуковой контроль с целью определения толщины стенки трубы.

Перед началом огневых работ должна быть выбрана схема вырезки и герметизации ТО. ТО должны иметь форму овала (эллипса) и располагаться в верхней четверти газопровода со смещением от верхней образующей трубы $\pm 20^0$. Размеры отверстия не должны превышать 250×350мм и не должны быть менее 100×150мм. Отверстия должны располагаться не ближе 250мм от продольного и 500мм от кольцевого шва.

Для вырезки технологических отверстий используем воздушно-плазменную резку ДС120П.33 под давлением газа в газопроводе в пределах 100-500Па (10-50мм водяного столба) при условии стабилизации давления газа после стравливания.

Пламя загорающего газа при вырезке ТО и выполнении черновых резов следует гасить войлочной кошмой или асбестовым полотном, а линию реза по мере продвижения резака – замазывать мятой мокрой или бентонитовой глиной.

					<i>Разработка мероприятий по замене кранового узла магистрального газопровода, расположенного в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Арусланов И.Д</i>			<i>Вырезка кранового узла и разделка кромок трубы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В</i>					67	124
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр 2Б8А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

8.1 Воздушно-плазменная резка

Аппарат ДС120П.33 предназначен для резки электропроводных материалов толщиной до 40мм в цеховых и монтажных условиях, в том числе для резки жаропрочных сталей и цветных металлов.

Для подачи плазмообразующего газа может быть задействован компрессор. В качестве плазмообразующего газа чаще всего используют воздух или азот. Сравнение воздушно-плазменной резки с газокислородной показывает, что более высокие первоначальные затраты на оборудование для воздушно-плазменной резки быстро окупаются за счет низких эксплуатационных затрат. Учитывая стоимость рабочей силы и значительные преимущества воздушно-плазменной резки по производительности, окупаемость затрат на оборудование, как показывает производственный опыт, составляет не более 3 месяцев.

К важным преимуществам воздушно-плазменной резки следует отнести:

- большую зону термического влияния;
- универсальность процесса по отношению к видам металлов;
- нечувствительность к качеству поверхности разрезаемого металла.

Аппарат ДС120П.33 имеет:

Толщину разрезаемой стали до 40 мм (разделительный рез) и 35 мм (качественный рез), алюминиевых сплавов - 30 мм, меди и её сплавов – 20 мм.

Бесконтактное возбуждение дуги.

Встроенный регулятор подачи плазмообразующего газа. Манометр, контролирующий давление газа.

Фильтр-влагомаслоотделитель.

Воздушный клапан с подогревом для работы при отрицательных температурах.

Встроенные сетевые фильтры для работы от дизель-генератора

Увеличенный срок службы электрода за счет плавного нарастания тока резки и постепенного увеличения расхода газа до максимального значения

					<i>Вырезка кранового узла и разделка кромок трубы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68

после возбуждения дуги.

Защиту резака за счет блокировки аппарата при отсутствии или низком давлении плазмообразующего газа.

Легкое прожигание возможных загрязнений поверхности. Основная дуга (между катодом и разрезаемым материалом) зажигается при помощи косвенной (пилотной) дуги.

Возможность работы с ручным резаком, автоматическим резаком в составе трубореза ТР-2 или других машин автоматической резки.

Специальный шлангопакет для работы при температурах до -40 С.

8.2 Труборез ТР-2.

Труборез ТР-2 используют с аппаратом ДС 120П.3М для резки труб диаметром от 56 до 1420 мм и листовых материалов.

Передвижение трубореза по трубе или листу осуществляется по специальной цепи. Труборез состоит из самоходной тележки, выполненной в виде шарнирной рамы с валом и двумя зубчатыми шестернями. Вал связан через редуктор с приводным двигателем постоянного тока. Шарнирная рама снабжена опорными колесами и механизмом натяжения цепи. На одной из сторон шарнирной рамы закреплен плазмотрон, который можно передвигать вдоль трубы или листа по направляющим для точного позиционирования.

На рисунке 8.1 приведена схема установки плазмотрона на трубе при полуавтоматической резке

					<i>Вырезка кранового узла и разделка кромок трубы</i>	<i>Лист</i>
						69
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

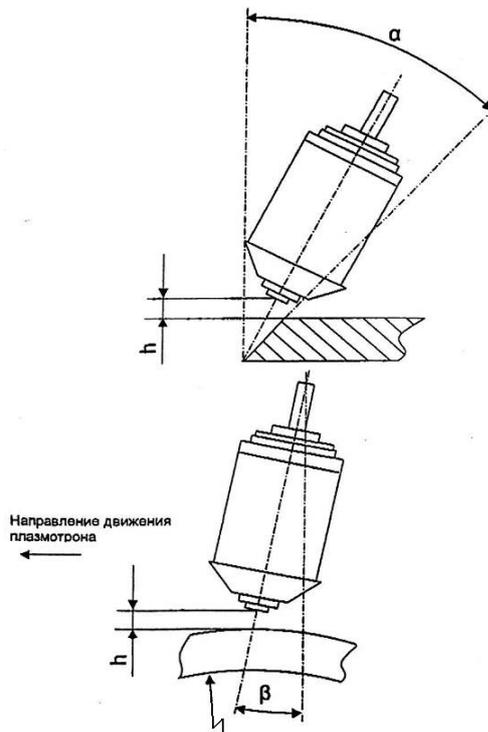


Рисунок 8.1 – Схема установки плазматрона на трубе при полуавтоматической резке.

Корректировать оптимальную скорость ручной и полуавтоматической плазменной резки можно на основе оценки угла, под которым выбрасывается материал со стороны нижнего края разрезаемой детали, а также на основе наблюдения поверхности детали после выполнения испытательной резки (рисунок 8.2).

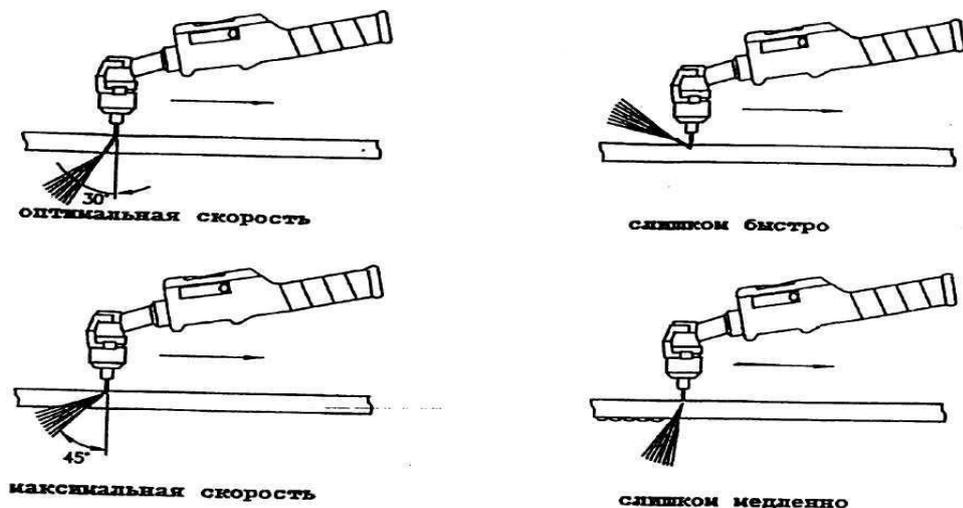


Рисунок 8.2 – Подбор скоростей резки

					Вырезка кранового узла и разделка кромок трубы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Резку труб с толщиной стенки выше 10 мм рекомендуется начинать медленно. Скорость резки следует увеличивать только после проникновения дуги через нижний край разрезаемой стенки.

Схема вырезки демонтируемого участка после вентиляции полости между ВГУ, установленными в сторону запорной арматуры и в сторону проведения работ

					<i>Вырезка кранового узла и разделка кромок трубы</i>	<i>Лист</i>
						71
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

9 Временное герметизирующее устройство (ВГУ)

Резиновый шар или другое устройство, применяемое при проведении огневых работ для временной локализации участка проведения огневых работ

ВГУ устанавливаются в газопроводе на расстоянии не менее 8-10 м в обе стороны от места выполнения огневых работ (местом реза) между технологическими отверстиями и местом работы. При невозможности установки ВГУ на расстоянии 8 м от места реза допускается установка на меньшем расстоянии при условии их защиты дополнительными средствами от попадания искр и сварочного графа (асботканью, огнезащитными стенками из асбоцементных щитов и т.п.).

Помещенное в газопровод ВГУ накачивается воздухом или инертным газом до давления, установленного изготовителем и обозначенного на ВГУ или в его паспорте. ВГУ должно плотно прилегать к внутренней поверхности трубы.

За состоянием и давлением внутри ВГУ необходимо осуществлять регулярный контроль с записью в журнале значений давления. Периодичность и порядок регистрации давления определяет ответственный за проведение огневых работ. Персонал, на который возложен контроль за состоянием ВГУ, к выполнению других видов работ не привлекается. В случае снижения давления в каком-либо из ВГУ необходимо немедленно приостановить огневые работы, подкачать ВГУ, проверить дальнейшее изменение давления в нем. Если давление снижается медленно, то через определенный интервал времени производить его подкачку до заданного давления. В случае быстрого снижения давления дефектное ВГУ подлежит замене.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Разработка мероприятий по замене кранового узла магистрального газопровода, расположенного в Томской области</i>			
Разраб.		Арусланов И.Д.			<i>Временное герметизирующее устройство (ВГУ)</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					72	124
Консульт.						ТПУ гр 2Б8А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Установка ВГУ 1,2,3,4 через технологические отверстия в сторону запорной арматуры и вытеснение газа путем продувки воздухом, азотом или естественная вентиляция, представлено на (рисунке 9.1). Выбираем УГО-500 (рисунок 9.2), его технические характеристики таблица 9.1.

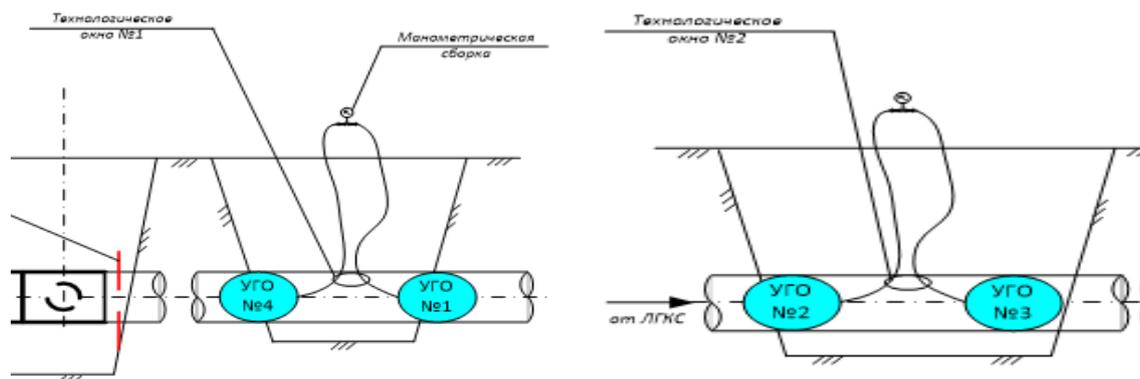


Рисунок 9.1 – Установка ВГУ 1,2,3,4



Рисунок 9.2 – УГО-500

Таблица 9.1 – Технические характеристики УГО-500

Обозначение	Материал	Габаритные размеры		Масса, кг	Раб.из-быточное давление, кПа(кгс/см)
		Д, мм, не бол.	Л, мм, не мен.		
УГО-500-1М	прорезин. ткань	500	700	3	25,0±5,0 (0,25±0,05)

10 Сварочные работы

После вырезки дефектного участка газопровода оси его соединяемых концов должны находиться на одной прямой линии. Другими словами, на месте врезки кранового узла не должно быть искривления оси газопровода, то есть плоскости торцовых поверхностей стыкуемых труб должны быть перпендикулярны осям этих труб и параллельны друг другу. Это достигается перемещением свободных концов газопровода.

При несоосности концов газопровода его свободные концы дополнительно освобождаются от грунта. При невозможности центровки газопровода с требуемой точностью ремонт данного участка производится с использованием гнутых отводов.

Перед началом сварочных работ торцы труб сушат или подогревают. Сушка производится нагревом до температуры 20-50⁰С при температуре воздуха ниже +5⁰С и при наличии следов влаги на кромках.

Температура предварительного подогрева концов труб назначается в зависимости от эквивалента углерода $C_{\text{э}}$, толщины стенки трубы, температуры окружающего воздуха и вида электрода.

Качество сварных швов зависит от правильного выбора основных параметров ведения сварочных работ: величины зазора, марки и диаметра электродов и параметров режима сварки (сила тока, напряжение, полярность).

10.1 Ручная дуговая сварка покрытыми электродами

При сварке покрытыми электродами происходит плавление стержня и покрытия. Расплавляющееся покрытие образует шлак и газы.

					<i>Разработка мероприятий по замене кранового узла магистрального газопровода, расположенного в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Арусланов И.Д.</i>			<i>Сварочные работы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					74	124
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр 2Б8А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Шлак обволакивает капли металла, образующиеся при плавлении электродной проволоки. В ванне шлак перемешивается и всплывает на её поверхность.

Образуется шлаковый покров, предохраняющий металл от взаимодействия с кислородом и азотом воздуха. Кроме того, при всплывании на поверхность шлака, взаимодействуя с расплавленным металлом, очищает его.

Образующиеся при расплавлении покрытия газы оттесняют воздух из реакционной зоны и таким образом способствуют созданию лучших условий для защиты.

Основные преимущества данного способа:

- возможность сварки во всех пространственных положениях и в условиях монтажа;
- относительная простота и надежность оборудования сварки;
- возможность сварки различного спектра металлов (углеродистые стали, цветные металлы, медь и т. д.);
- возможность использования более дешевого оборудования.

Основные недостатки:

- низкая производительность;
- наличие на сварной ванне шлака;
- самый тяжелый способ сварки по технике выполнения;
- многофакторность качества сварного соединения (человеческий фактор, оборудование и т. д.);
- тяжелые условия труда сварщика

10.2 Выбор сварочных материалов для ручной дуговой сварки

В ГОСТ 9467–75 «Электроды, покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных низколегированных сталей». Для сварки

					<i>Сварочные работы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

конструкционных низколегированных и легированных сталей рекомендованы следующие типы электродов Э50А, Э60.

Электроды этих типов регламентированы только по характеристикам механических свойств и содержанию серы и фосфора в наплавленном металле.

Выбор электродов для дуговой сварки конструкционных низколегированных сталей производится в зависимости от прочности и пластичности свариваемой стали, а также условий эксплуатации сварной конструкции. Согласно механическим характеристикам стали 17Г1СУ рекомендуется использовать электроды МТГ-01К. Эти электроды обеспечивают высокую пластичность и ударную вязкость металла шва и стойкость против образования трещин. Электроды МТГ-01К диаметром 3,0 мм предназначены также для сварки заполняющих и облицовочного слоёв шва тонкостенных конструкций, включая стыки трубопроводов из сталей прочностных классов до К54 включительно (с нормативным пределом прочности до 539 Н/мм) (таблица 10.1).

Таблица 10.1 - Характеристика электродов, ГОСТ 9467 – 75

Марка электродов	МТГ-01К
Покрытие марки сварочных электродов	Основное
Коэффициент наплавки	9,5 г/А·ч
Производительность наплавки электродов (для диаметра 4,0 мм)	1,4 кг/ч
Расход электродов на 1 кг наплавленного металла	1,7 кг
Особые свойства электродов сварочных	Наплавленный металл устойчив к разрыву и имеет хорошие показатели ударной вязкости также при низких температурах. Сварочные свойства: электроды предназначены для сварки во всех положениях, кроме вертикального сверху вниз. Дуга стабильна, разбрызгивание малое, удаление шлака легкое.
Технологические особенности сварки электродами	Повторная прокалка в течение 1 часа при температуре 350±20°С. Сварку производить на короткой дуге

11 Монтаж кранового узла

Сборку и сварку труб и запорной арматуры производят в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-137-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов» (часть II).

Для магистрального газопровода приняты трубы стальные электросварные прямошовные из стали 17Г1С классом прочности К52 по ТУ 14-3-1573-96 с наружным двухслойным полиэтиленовым покрытием по ТУ 1390-008-01297858-02. Для участка трубы, подключенному к магистральному газопроводу для обвязки (байпас) приняты трубы стальные электросварные прямошовные из стали 17Г1С классом прочности К52 по ГОСТ 10705-80 без наружного покрытия.

Соединительные детали предусмотрены с характеристиками аналогичными основной трубе по ГОСТ 17375-2001. При поставке труб и деталей трубопроводов наравне с технической документацией должны быть представлены сертификаты соответствия и разрешения Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) на применение.

Сварку и контроль сварных стыков производить согласно СНиП III-42-80 и технических требований на трубы, по технологии, аттестованной в соответствии с требованиями РД 03-615-03, под руководством аттестованных специалистов.

Контроль сварных стыков стальных газопроводов производится физическими методами лабораториями строительно-монтажных организаций, выполняющих сварочные работы.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка мероприятий по замене кранового узла магистрального газопровода, расположенного в Томской области			
Разраб.		Арусланов И.Д.			Монтаж кранового узла	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					77	124
Консульт.						ТПУ гр 2Б8А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Технология сварочных работ должна соответствовать СНиП III-42-80.

Контроль сварных соединений выполняется в соответствии с требованиями СНиП III-42-80.

Проектной документацией предусматривается:

– 100 % визуально – измерительный контроль сварных соединений (ВИК);

– 100 % радиографический контроль сварных соединений (РК);

– 25 % ультразвуковой контроль сварных соединений (УЗК).

В соответствии с условиями использования подбираем крановый узел (рисунок 11.1), с техническими характеристиками таблица 11.1, и маркой стали таблица 11.2.

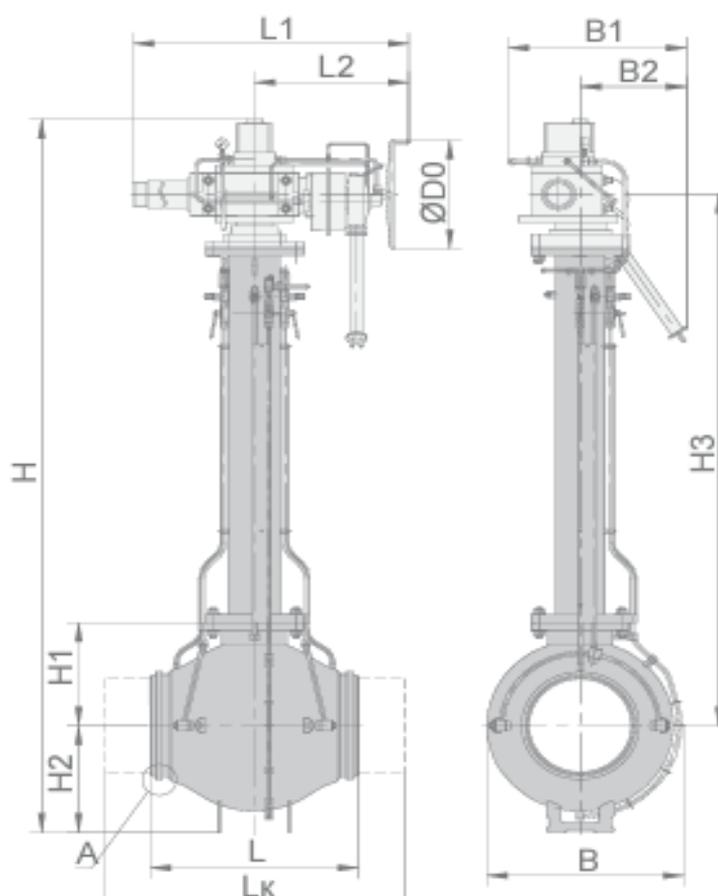


Рисунок 11.1 – Линейный кран DN500 PN8

					Монтаж кранового узла	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

Таблица 11.1 – Габаритные и присоединительные размеры Линейного крана DN500 PN8

Условное обозначение		11лс(6)768п17		
Завод изготовитель		Тяжпромарматура		
Кл. исп.		ХЛ1		
DN, мм		500		
PN, МПа		8,0		
Тип привода		Пневмопривод		
Тип установки		Подземный		
Тип присоединения		С концами под приварку		
B	мм	960		
B1		825		
B2		455		
L		1020		
L1		1285		
L2		713		
H		3915		
H1		2540		
H2		550		
H3		3030		
m, кг		2610		

Таблица 11.2 – Применяемые материалы

Применяемые материалы	
корпус	Сталь – 09Г2С
пробка	Сталь – 09Г2С + Cr30мкм
шпиндель	сталь – 40Х, 40ХН, 20ХН3А + Cr30
Уплотнение	эластомер

Крановый узел идет в комплекте с опорными лапами (рисунок 11.2), его технические характеристики таблица 11.3.

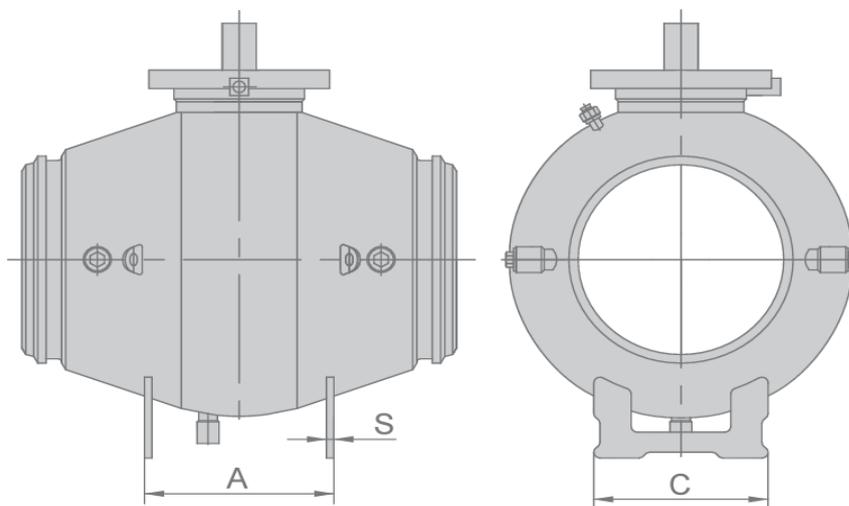


Рисунок 11.2 – Опорные лапы шарового крана для установки на фундамент

Таблица 11.3 – Размеры опорных лап

DN	Размеры, мм		
	A	C	S
500	432	400	16

Вместе с крановым узлом идет пневмопривод (рисунок 11.3), с техническими характеристиками таблица 11.4.

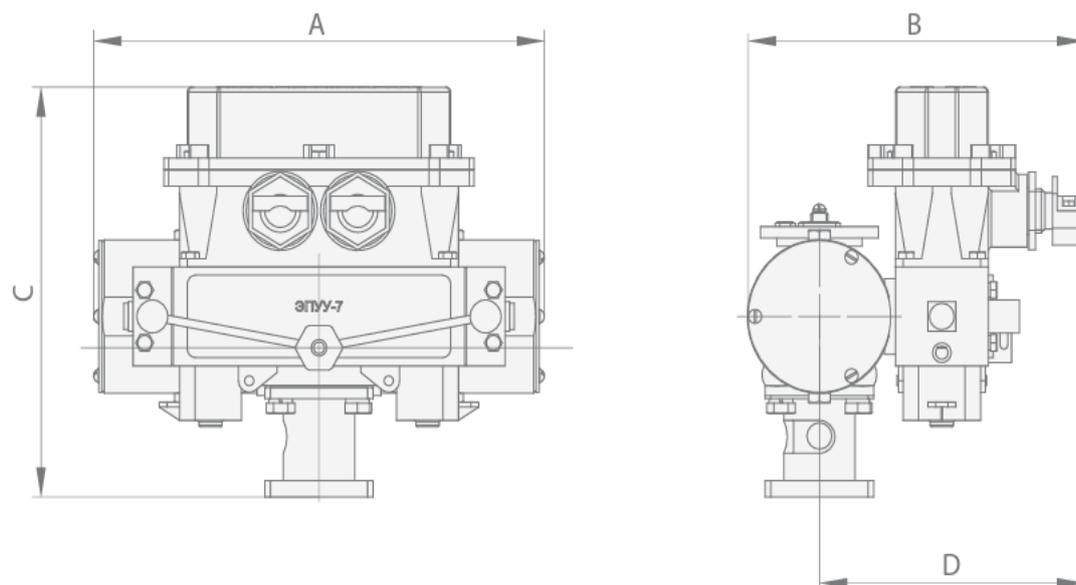


Рисунок 11.3 – Пневмопривод ЭПУУ-7

Таблица 11.4 – Основные технические данные пневмопривода ЭПУУ-7

Условное обозначение	Максимальное давление, МПа	Крутящий момент, Нм/МПа		Размеры, мм				Масса, кг
		открытие	закрытие	A	B	C	D	
МА39208-050БА	10,0	60	60	291	212	254	175	19,2

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

Монтаж кранового узла

Лист

81

12 Обратная засыпка котлована

После завершения ремонтных работ и восстановления устройств ЭХЗ проводят процесс восстановления земель, который включает: - засыпку ремонтного котлована минеральным грунтом; - рекультивацию земель (технический и биологический этапы) Производство земляных работ по засыпке трубопровода должно выполняться по наряд-допускам в соответствии с требованиями, указанными в ППР. Засыпку выполняют бульдозером или экскаватором.

Ремонтный котлован должен быть засыпан после вывода МГ на технологический режим работы в соответствии с утвержденным технологическим режимом работы и после получения положительного заключения контроля качества защитного покрытия. Запрещается выполнение работ по засыпке котлована при нахождении в нем людей. Запрещается использование плодородного слоя почвы для засыпки ремонтного котлована после окончания работ. Перед засыпкой ремонтного котлована в скальных, щебенистых, а также сухих комковатых и мерзлых грунтах необходимо выполнить подсыпку под и над трубопроводом мягким грунтом или гравием фракцией от 20 до 50 мм толщиной не менее 20 см, произвести подбивку и трамбовку грунта. Окончательную засыпку ремонтируемого участка газопровода проводят грунтом из отвала. Засыпка газопровода с учетом рекультивации грунта должна быть выполнена с образованием валика высотой до 20 см. По ширине валик должен перекрывать ремонтный котлован не менее чем на 0,5 м в каждую сторону от его границ. На участок земли, подлежащий рекультивации, по окончании ремонтных работ следует нанести и спланировать плодородный слой грунта. После засыпки ремонтного котлована и рекультивации отведенную площадь земли предъявляют землепользователю.

					<i>Разработка мероприятий по замене кранового узла магистрального газопровода, расположенного в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Арусланов И.Д.</i>			Обратная засыпка котлована	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					82	124
<i>Консульт.</i>						ТПУ эр 2Б8А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

13 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективности и ресурсосбережение

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

Потенциальные потребители результатов исследования.

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка. Размер компании очень важен, так как крупные компании часто используют новые технологии и допускают некоторые риски, имея возможность возместить убытки. Что же касается отраслей, то не во всех предприятиях применяется данный исследовательский проект, а только в газонефтедобывающих и транспортирующих. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газовые и нефтяные ресурсы

					<i>Разработка мероприятий по замене кранового узла магистрального газопровода, расположенного в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Арусланов И.Д.</i>			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективности и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					83	124
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр 2Б8А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

На (рисунке 13.1) отражена карта сегментирования рынка предоставляемых услуг для крупных, и мелких газонефтедобывающих и транспортирующих компаний

	Отрасль	
	Газо-нефтедобывающие предприятия	Транспортирующие предприятия
Крупные		
Средние		

Рисунок 13.1 – Карта сегментирования рынка предоставляемых услуг

Как видно из таблицы основными наиболее перспективными сегментами рынка в отраслях газонефтедобычи и транспортировки для формирования спроса являются компании всех размеров.

Анализ конкурентных технических решений.

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты (таблица 13.1).

Таблица 13.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б катушка	Б муфта	К катушка	К муфта
1	2	3	4	5	6
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Повышение производительности труда пользователя	0,1	5	4	0,75	0,6
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	0,75	0,5
2. Надежность	0,15	5	4	0,5	0,4
4. Безопасность	0,15	5	4	0,5	0,4
5. Энергоэкономичность	0,1	5	3	0,75	0,45
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Цена	0,15	5	4	1,0	0,8
2. Конкурентоспособность продукта	0,1	4	3	0,25	0,15
3. Финансирование научной разработки	0,05	4	4	0,2	0,2
4. Срок выхода на рынок	0,05	4	4	0,2	0,2
Итого	1	42	34	4,9	3,7

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (13.1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Конкурентоспособность разработки составила 4,9, в то время альтернативная разработка всего 3,7, в результате чего видно, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет весомое преимущество.

13.2 SWOT-анализ

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 13.2).

Таблица 13.2 – Матрица SWOT

Факторы SWOT	Сильные стороны проекта: 1. Наличие достаточного финансирования 2. Квалифицированный персонал 3. Простота проектирования 4. Использование технологий на безлюдных территориях (в отдаленных районах) 5. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями.	Слабые стороны проекта: 1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца 2. Отсутствие бюджетного финансирования 3. Отсутствие сертификации 4. Большой срок поставок материалов и комплектующих, используемых при проведении научного исследования 5. Отсутствие прототипа научной разработки
Возможности: 1. Использован ие разработки на других объектах нефтегазового промысла 2. Появление спроса на продукт	Более низкая стоимость производства и простота проектирования может вызвать спрос на нее, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров. Кроме того, квалифицированный персонал и возможность использования разработки в отдаленных районах может уменьшить	При снижении конкурентоспособности подобных разработок и при появлении спроса на новые может появиться возможность использования данной НИР в компаниях, использующих традиционные методы ремонта магистральных нефтепроводов.

Продолжение таблицы 13.2

	конкурентоспособность других разработок.	
Угрозы: 1. Изменение законодательства 2. Развитая конкуренция технологий производства	В силу того, что в данной разработке используется более простое проектирование наряду с аналогами, то это может повысить спрос и конкуренцию разработки, а из-за сравнительно низкой затратности проекта, представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация.	Отсутствие прототипа научной разработки, необходимого оборудования и большой срок поставок материалов и комплектующих говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствии конкуренции проекта. Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации.

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Эти соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта (таблица 3). Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-»,(таблица 13.3).

Таблица 13.3 – SWOT-анализ

<p>Факторы SWOT</p>	<p>Сильные стороны проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Наличие достаточного финансирования 2. Квалифицированный персонал 3. Простота проектирования 4. Использование технологий на безлюдных территориях (в отдаленных районах) 5. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями. 	<p>Слабые стороны проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца 2. Отсутствие бюджетного финансирования 3. Отсутствие сертификации 4. Большой срок поставок материалов и комплектующих, используемых при проведении научного исследования 5. Отсутствие прототипа научной разработки
<p>Возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Использование разработки на других объектах нефтегазового промысла 2. Появление спроса на продукт 	<p>Более низкая стоимость производства и простота проектирования может вызвать спрос на нее, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров. (B2, C3, C5) Кроме того, квалифицированный персонал и возможность использования разработки в отдаленных районах может уменьшить конкурентоспособность других разработок (B1, C1, C2, C4).</p>	<p>При снижении конкурентоспособности подобных разработок и при появлении спроса на новые может появиться возможность использования данной НИР в компаниях, использующих традиционные методы ремонта магистральных нефтепроводов (B1, Сл.1,Сл.2,Сл.3,Сл.4)</p>
<p>Угрозы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Изменение законодательства 2. Развитая конкуренция технологий производства 	<p>В силу того, что в данной разработке используется более простое проектирование наряду с аналогами, то это может повысить спрос и конкуренцию разработки (У2,С4,С5), а из-за сравнительно низкой затратности проекта, представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация (У1,С2,С3).</p>	<p>Отсутствие прототипа научной разработки, необходимого оборудования и большой срок поставок материалов и комплектующих говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствии конкуренции проекта (У2, Сл.1, Сл.4, Сл.5). Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации (У1, Сл.3).</p>

По результатам SWOT-анализа можно сделать вывод, что у разрабатываемого проекта сильных сторон больше чем слабых, и, изучая возможные угрозы, выяснилось, что технологии конкурентоспособны.

13.4 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ож\ i}$ используется следующая формула:

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{min\ i} + 2t_{max\ i}}{5} \quad (13.2)$$

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

$t_{min\ i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{max\ i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ож\ i}}{Ч_i} \quad (13.3)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ож\ i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективности и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

В качестве примера рассчитаем продолжительность 1 работы разработка ТЗ:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{min} + 2t_{maxі}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 3}{5} = 1.8 \text{ чел} - \text{дн};$$

(13.4)

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{\Psi_i} = \frac{1.8}{1} = 1.8 \text{ дн.}$$

(13.5)

13.5 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал},$$

(13.6)

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = 1,22$$

(13.7)

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в 2022 году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в 2022 году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в 2022 году.

13.6 Бюджет научно-технического исследования НТИ

Расчет материальных затрат НТИ.

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включаем транспортно-заготовительные расходы, составляющие 5 % от цены (таблица 13.4).

Таблица 13.4 Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Ед. Измерения	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма. Руб.
Бумага	Пачка	2	350	500
Ручка	шт.	4	40	160
Карандаш	Шт.	1	20	20
Тетрадь для записей	Шт.	1	110	210
Мультифора	Шт.	5	3	15
Папка	Шт.	1	60	60
Транспортно-заготовительные расходы(5%)				44
Итого:				1009

13.7 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного научного проекта и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в виде амортизационных отчислений. Так, стоимость персонального компьютера при сроке амортизации 24 месяца и его использовании в течение 6 месяцев составит 37 тысяч рублей, (таблица 13.5)

Таблица 13.5 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во ед.оборудования	Цена ед. оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	Персональный компьютер	2	26	52
2	Мышь	1	0,5	0,5
3	Интернет-модем	1	1,3	1,3
4	Microsoft Office 2016 Home and Business RU x32/x64	2	7,2	14,4
Итого				68,2

13.8 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (13.8)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера)

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективности и ресурсосбережение	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}}, \quad (13.9)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 13.6);

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad (13.10)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 13.6 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	52	52
- выходные дни	14	14
- праздничные дни		
Потери рабочего времени	56	28
- отпуск		
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	271

$$Z_{\text{дн. (рук.)}} = \frac{37700 \cdot 11,2}{243} = 1737,6 \text{ руб.} \quad (13.11)$$

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_b \cdot (k_{пр} + k_d) \cdot k_p \quad (13.12)$$

где Z_b – базовый оклад, руб

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент (определяется Положением об оплате труда);

k_d – коэффициент доплат и надбавок (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: определяется Положением об оплате труда);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска)

Таблица 13.7 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Z_b , руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$. руб.	Тр, раб. Дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	37700	1,3	-	1,3	63713	1737,6	45	78192
Инженер	19200	-	-	1,3	24960	_793,5	125	99187
Итого:								177379

13.9 Дополнительная заработная плата исполнителей участвующих в выполнение темы

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} \quad (13.13)$$

где $Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{доп}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

$Z_{осн}$ – основная заработная плата, руб, (таблица 13.7).

Таблица 13.7 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Инженер
Основная зарплата	78192	99187
Дополнительная зарплата	11728,8	14878
Итого по статье С _{зп}	89920,8	114065

среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} \quad (13.14)$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя, (таблица 13.8)

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно технического персонала, раб. дн.

Таблица 13.8 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	52	52
- выходные дни	14	14
- праздничные дни		
Потери рабочего времени	56	28
- отпуск		
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	271

$$Z_{\text{дн. (рук.)}} = \frac{37700 \cdot 11,2}{243} = 1737,6 \text{ руб.} \quad (13.15)$$

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{б}} \cdot (k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} \quad (13.16)$$

где Z_6 – базовый оклад, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент (определяется Положением об оплате труда);

k_d – коэффициент доплат и надбавок (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: определяется Положением об оплате труда);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска), (таблица 13.9)

Таблица 13.9 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Z_6 , руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн.}$ руб.	T_p , раб. Дн.	$Z_{осн.}$ руб.
Руководитель	37700	1,3	-	1,3	63713	1737,6	45	78192
Инженер	19200	-	-	1,3	24960	793,5	125	99187
Итого:								177379

13.10 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (13.17)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.), (таблица 13.10).

Таблица 13.10 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	78192	89920
Инженер	99187	114065
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	30%	
Отчисления, руб.	53213,7	61195
Итого	114408,7	

13.11 Накладные расходы

Накладные расходы – это расходы на прочие затраты, не учитываемые в п.п 1.3.1 – 1.3.3, например, затраты на печать, ксерокопирование, оплата интернета и прочих услуг связи и коммуникации, электроэнергии. Величина накладных расходов

определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (13.18)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принята в размере 16%.

Рассчитаем накладные расходы на выполнение НТИ:

$$Z_{\text{накл исп 1}} = (1009 + 68200 + 177379 + 203985,8 + 114408,7) * 0,16 = 90397,2 \text{ рублей} \quad (13.19)$$

$$Z_{\text{накл исп 2}} = (1000 + 68200 + 177379 + 203985,8 + 114408,7) * 0,16 = 90395,7 \text{ рублей} \quad (13.20)$$

$$Z_{\text{накл исп 3}} = (985 + 68200 + 177379 + 203985,8 + 114408,7) * 0,16 = 90393,3 \text{ рублей} \quad (13.21)$$

13.12 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции, (таблица 13.11).

Таблица 13.11 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Материальные затраты НИИ	1009	1000	985
Специальное оборудование для научных работ	68200	68200	68200
Основная заработная плата	177379	177379	177379
Дополнительная заработная плата	203985,8	203985,8	203985,8
Отчисления на социальные нужды	114408,7	114408,7	114408,7
Накладные расходы	90397,2	90395,7	90393,3
Бюджет затрат	655379,7	655369,2	655351,8

13.13 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективности и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} \quad (13.22)$$

где I_{ϕ}^p - интегральный финансовый показатель разработки;

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n ab^a \quad (13.23)$$

где I_m^a – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b^a , b^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения, (таблица 13.12).

Таблица 13.12 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп.3
Срок службы	0,15	5	5	4
Удобство в эксплуатации	0,25	5	4	3
Материалоемкость	0,25	5	4	4
Энергосбережение	0,15	3	3	4
Надежность	0,1	3	3	2
Эффективность	0,1	5	5	5
Итого	1	4,5	4	3,65

$$I_{p-исп1} = 5*0,15 + 5*0,25 + 5*0,25 + 3*0,15 + 3*0,1 + 5*0,1 = 4,5; \quad (13.24)$$

$$I_{p-исп2} = 5*0,15 + 4*0,25 + 4*0,25 + 3*0,15 + 3*0,1 + 5*0,1 = 4; \quad (13.25)$$

$$I_{p-исп3} = 4*0,15 + 3*0,25 + 4*0,25 + 4*0,15 + 2*0,1 + 5*0,1 = 3,65. \quad (13.26)$$

Интегральный показатель эффективности разработки и аналога определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{Финр}^{Исп1} = \frac{I_m^p}{I_\phi^p} = \frac{4,6}{0,98} = 4,69 \quad (13.27)$$

$$I_{Финр}^{Исп2} = \frac{I_m^{a1}}{I_\phi^{a2}} = \frac{4}{1} = 4 \quad (13.28)$$

$$I_{Финр}^{Исп3} = \frac{I_m^{a2}}{I_\phi^{a2}} = \frac{3,65}{0,8} = 4,56 \quad (13.29)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки, позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных, (таблица 13.13). Сравнительная эффективность проекта (\mathcal{E}_{cp}):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{Исп1}}{I_{Исп2}} \quad (13.30)$$

Таблица 13.13 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,98	1	0,75
2	Интегральный финансовый показатель ресурсоэффективности разработки	4,5	4	3,65
3	Интегральный показатель эффективности	4,69	4	4,56
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,913	0,853	0,972

Вывод

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НИИ, основная часть которого приходится на материальные затраты, связанные с приобретением оборудования и материалов. Была посчитана ресурсная, финансовая, бюджетная, социальная и экономическая эффективность исследования. Был выбран лучший вариант разработки.

14 Социальная ответственность

14.1 Производство и безопасность работ по замене кранового узла на магистральном газопроводе.

Объект исследования: Объектом исследования является участок магистрального газопровода. Сам трубопровод проложен подземно. Рабочая зона находится под охраной и имеет ограждения и знаки, обозначающие опасный производственный объект, его схему и название. На рабочую зону допускается только уполномоченный персонал компании.

14.2 Правовые и организационные вопросы

14.2.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности при выполнении работ по капитальному ремонту трубопровода трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

- 1) 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.).
- 2) Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 07.08.2000.
- 3) Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014).
- 4) Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка мероприятий по замене кранового узла магистрального газопровода, расположенного в Томской области		
Разраб.		Арусланов И.Д			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В				102	124
Консульт.					Социальная ответственность		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					ТПУ гр 2Б8А		

5) Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.

6) ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда» и т.д.

14.2.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Перед началом работ проводится анализ воздушной среды. В случае концентрации паров нефти в воздухе свыше предельно допустимой концентрации (ПДК) работа в этой зоне без средств защиты органов дыхания не допускается [27]. Участники работ должны быть ознакомлены с особенностями местности, расположением технических средств, средствами связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи.

Все участники работ обеспечиваются спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми СИЗ.

Далее технические службы эксплуатирующей организации производят:

1. Уточнение местоположения дефектного участка на трассе нефтепровода и дополнительное обследование обнаруженных дефектов;
2. Планирование мероприятий по предотвращению возможных нарушений работы нефтепровода;
3. Выбор вида и способа ремонта, установление сроков проведения ремонта в зависимости от характера дефекта с учетом загруженности нефтепровода на рассматриваемый момент и перспективу;
4. Составление перспективного и текущего планов капитального ремонта нефтепровода.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						103
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

14.3 Производственная безопасность

Вредные и опасные производственные факторы, возникающие при проведении работ по замене кранового узла на магистральном газопроводе (таблица 14.1).

Таблица 14.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.)		Нормативные документы
	Опасные	Вредные	
Замена кранового узла на магистральном газопроводе	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные). 2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке. 3. Поражение электрическим током. 4. Пожаро- и взрывоопасность.	1. Повышенный уровень шума. 2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. 3. Отклонение показателей климата. 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны.	ГОСТ 12.1.005-88 [10] ГОСТ 12.1.007-76[11] ГОСТ 12.4.011-89[12] ГОСТ 12.1.003-2014[13] ГОСТ 12.1.012-90[14] ГОСТ 12.1.004-91*[15] ГОСТ 12.3.009-76*[16]

14.4 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека.

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

При эксплуатации строительных машин и механизмов следует руководствоваться СНиП III-4-80 «Техника безопасности в строительстве. Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов» [27] и инструкциями заводов-изготовителей, учитывая, что работы проходят в осложненных условиях, а именно, в болотистой местности.

Ответственные за содержание строительных машин и механизмов в рабочем состоянии обязаны обеспечивать проведение их технического обслуживания и ремонт в соответствии с требованиями инструкции завода-изготовителя.

Во время нахождения людей в ремонтном котловане запрещается проводить на бровке работы, связанные с перемещением механизмов. Если в процессе работы в стенках траншеи появились трещины, грозящие обвалом, то рабочие должны незамедлительно покинуть ее, стенку с трещинами следует обрушить, грунт удалить и принять меры против дальнейшего обрушения грунта[23].

При погрузочно-разгрузочных работах следует руководствоваться ГОСТ 12.3.009-76[25], СНиП III-4-80[17]. Строповать грузы следует инвентарными стропами или специальными грузозахватными устройствами, изготовленными по утвержденному проекту (чертежу). Способы строповки должны исключать падение или скольжение застропованного груза

14.4.2 Электрическая дуга и металлические искры при сварке

Выдается наряд допуска на огневые работы – разрешение на выполнение временных работ с высоким уровнем опасности возникновения пожара, требующих тщательной подготовки рабочего места; к которым допускаются только квалифицированные специалисты, имеющие техническое профильное

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		105

образование, в т.ч. прошедшие обучение ПТМ, имеющие специальную подготовку, подтверждающие документы (удостоверения, аттестаты, дипломы, справки).

Пожарно-технический минимум (ПТМ) — обязательный минимум знаний пожарной безопасности у работников организации на любом предприятии

Перед началом огневых работ следует измерить концентрацию паров нефти/нефтепродуктов для определения возможности ведения огневых работ. Допускаются к сварочным работам на нефтепроводе сварщики, прошедшие курсовое обучение, проверку знаний (аттестацию) в соответствии с «Правилами аттестации сварщиков» и получившие удостоверение на право производства сварочных работ для способа и положения сварки, а также типа свариваемого металла, аналогичных предстоящим условиям сварки

.Сварщики и их помощники обязаны работать с применением соответствующих СИЗ, в том числе надевать спецодежду и спецобувь, а также пользоваться защитными щитком, маской, противогазом.

Сварочный аппарат и вспомогательные устройства должны располагаться не ближе 20м от места огневой работы. После окончания работы или перерыва в ней электросварочный аппарат должен быть выключен.

14.4.3 Поражение электрическим током

Источником поражения током является: электрические провода, вспомогательное оборудование работающие от электричества. 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; защитное заземление, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов (СНиП 12.1.030-81.ССБТ [30]).

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						106
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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.

Для защиты персонала от поражения электрическим током при косвенном прикосновении передвижное электрооборудование должно быть оборудовано устройством защитного отключения.

14.4.4 Пожаро - и взрывоопасность

В процессе испарения нефтепродуктов образуется облако топливно-воздушной смеси (ТВС). Наличие источника зажигания в пределах облака ТВС может повлечь за собой воспламенение и взрыв облака ТВС.

Природные горючие газы по токсикологической характеристике относятся к веществам 4-го класса опасности по ГОСТ 12.1.007

К категории А относятся помещения, в которых находятся (обращаются) горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 градусов Цельсия в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 килопаскалей, и (или) вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом, в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 килопаскалей.

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 объектов, и поэтому ей уделяется первостепенное внимание при решении вопросов защиты

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

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.

Для предотвращения пожаров и взрывов необходимо исключить возможность образования горючей и взрывоопасной среды и предотвратить появление в этой среде источников зажигания. Требования пожарной безопасности при проведении огневых работ устанавливаются Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации (ППБ 01-03) [32].

Места проведения огневых работ следует обеспечивать в необходимом количестве первичными средствами пожаротушения (не менее двух Воздушно-пенных огнетушителей с массой (объемом) не менее 8 кг (10 л) каждый и ОП-50, лопаты, ёмкости с водой). В опасной зоне места проведения огневых работ запрещается курить, разводить костры применять открытый огонь. Все принимающие непосредственное участие в огневых работах должны быть в сертифицированной спецодежде из термостойких материалов. Используют 2 пожарных автоцистерны АЦ 2,0-40.

14.5 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

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

14.5.1 Повышенный уровень шума

Шум может создаваться работающими транспортом и оборудованием – кранами-трубоукладчиками, экскаватором, бульдозером, шлифовальной машинкой. 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, (таблица 14.2). Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется по ГОСТ 12.1.003-2014 [24].

Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-2014) [24] представлены в таблице 19

Таблица 14.2 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала грузовых автомобилей	100	87	79	72	68	65	63	61	59	70
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала (пассажиров) легковых автомобилей и автобусов	93	79	70	63	58	55	52	50	49	60
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала тракторов, самоходных шасси, прицепных и навесных сельскохозяйственных машин, строительно-дорожных и др. аналогичных машин	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

При превышении предельно допустимых норм шума работники должны обеспечиваться СИЗ органов слуха: противошумными

					Социальная ответственность					Лист
										109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

наушниками, шлемами или противошумными вкладышами.

СИЗ органов слуха следует выбирать в зависимости от частотного спектра шума на рабочем месте. Типы и группы СИЗ органов слуха следует выбирать в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.051-87 [24].

При проведении электросварочных и газопламенных работ воздействующий шум не должен превышать значений, предусмотренных требованиями ГОСТ 12.1.003 [24].

Степень вредности и опасности условий труда при действии виброакустических факторов устанавливается с учетом их временных характеристик (постоянный, непостоянный шум, вибрация и т.д.).

Предельно допустимые уровни шума на рабочих местах установлены с учетом тяжести и напряженности трудовой деятельности СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [25]. Для определения ПДУ шума, соответствующего конкретному рабочему месту, необходимо провести количественную оценку тяжести и напряженности труда, выполняемого работником.

14.5.2 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. 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.

Сварочный аэрозоль представляет собой совокупность мельчайших частиц, образовавшихся в результате конденсации паров расплавленного металла, шлака и покрытия электродов, вызывая профессиональное

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						110
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

заболевание, называемое пневмокониоз сварщика, частично всасывается в кровь.

Чтобы избежать описанного неблагоприятного воздействия производственных факторов, характерных для электросварки, необходимо не допускать попадание в органы дыхания сварочного аэрозоля.

Также при пропуске газа между стенкой трубы и герметизирующим устройством и/или появлении в воздухе рабочей зоны паров газа, огневые работы должны быть немедленно прекращены, механизмы заглушены, электроустановки обесточены, остановлены все работы, а работающие выведены из опасной зоны [36].

Для защиты органов дыхания работающих внутри полости МТ и в колодце должны применяться шланговые противогазы. Использование фильтрующих противогазов запрещается. Срок одновременного пребывания работающего в шланговом противогазе определяют наряд-допуском, но не должен превышать 15 мин, с последующим отдыхом на чистом воздухе не менее 15 мин[36].

При ручной и механической газовой резке, ручной сварке, газовой строжке, газовой выплавке пороков металла и при нагреве изделий и ПН газосварщики и газорезчики должны быть обеспечены защитными очками закрытого типа со стеклами марки ТС-2, имеющими плотность светофильтров ГС-3, при использовании горелок (резаков) с расходом ацетилена до 750 л/ч, ГС-7 - до 2500 л/ч и ГС-12 - свыше 2500 л/ч [28].

Спецодежда должна быть безвредной, удобной, не стеснять движения работающего, не вызывать неприятных ощущений, защищать от искр и брызг расплавленного металла, свариваемого изделия, влаги, производственных загрязнений, механических повреждений, отвечать санитарно-гигиеническим требованиям и условиям труда. Выбор спецодежды в зависимости от методов сварки и условий труда должен производиться в соответствии с рекомендациями ГОСТ 12.4.011 [36].

При выполнении работ по сварке, наплавке, резке, а также когда

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

температура окружающего воздуха выше 50 С°, спецодежда должна обеспечивать эффективную теплозащиту. Для защиты рук при сварке, наплавке, ПН и резке работники должны обеспечиваться рукавицами, рукавицами с крагами или перчатками, изготовленными из искростойкого материала с низкой электропроводностью. Запрещается использовать рукавицы и спецодежду из синтетических материалов типа лавсан, капрон и т.д. Для защиты ног работники должны обеспечиваться специальной обувью. Применять спецобувь с открытой шнуровкой и металлическими гвоздями не допускается.

14.5.3 Микроклимат на рабочем месте

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма (к ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления), а также оказывает существенное влияние на самочувствие, состояние здоровья и работоспособность человека. Наилучшие условия – когда выделение теплоты человеком равняется ее отводу от человека, т. е. при наличии теплового баланса. Такие условия называются комфортными, а параметры микроклимата оптимальными.

Климат данного района Томской области континентальный, с продолжительной холодной зимой (температура достигает -50°С) и коротким тёплым летом (до +35°С). 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:

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

14.6 Экологическая безопасность

Все мероприятия по охране окружающей среды при строительстве магистрального газопровода выполнены в соответствии со СНиП III-42-80*[38] и рабочим проектом. При выполнении всех строительного-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.

После окончания основных работ строительная организация должна восстановить водосборные канавы, дренажные системы, снегозадерживающие сооружения и дороги, расположенные в пределах полосы отвода земель или пересекающих эту полосу, а также придать местности проектный рельеф или восстановить природный.

14.6.1 Оценка воздействия на гидросферу

Помимо того, что болотные массивы представляют собой весьма динамичные образования их возникновение и развитие тесно связаны с окружающей средой, то есть это водные объекты, через которые зачастую и происходит загрязнение окружающей природой среды. Сами болотные массивы выступают в роли запасов ценного сырья биогенного происхождения, которое используется для топлива, удобрений, некоторых строительных материалов, химической переработки и прочее. Поэтому не допускается сливать в болота и прилегающие к ним реки, озера и водоёмы воду, вытесненную из трубопровода, без предварительной её очистки.

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

14.6.2 Оценка воздействия на атмосферу

Основные источники загрязнения приземного слоя атмосферы при трубопроводном транспорте газ – аварийные выбросы газа и попутного газа при отказах линейной части магистральных газопроводов и выбросы при проведении технологических операций. Отказы газопроводов вызываются использованием некондиционных исходных материалов (арматура, сварочная проволока и т.п.), нарушением технологии строительно-монтажных работ, ремонта и эксплуатации, коррозией и т.д.

Отрицательное воздействие загрязнителей воздуха обуславливается их токсическими и раздражительными свойствами. Ввиду этого к наиболее опасным загрязнителям атмосферы относят окись углерода и сернистый ангидрид, образующиеся в результате сгорания природного газа.

14.6.3 Оценка воздействия на почву

При возникновении аварийной ситуации на магистральном газопроводе происходит негативное воздействие на почвенно-растительный покров и рельеф местности. Тип воздействия – механическое разрушение. Источниками воздействия являются: земляные работы при разработке котлованов; создание временных отвалов грунта, при разработке котлована передвижение техники; загрязнение отходами производства и т.д..

Для снижения воздействия на поверхность земли необходимо выполнить следующие мероприятия: рекультивация нарушенных земель; для исключения разлива горюче-смазочных материалов (ГСМ) заправка техники должна осуществляться только на временной площадке с твердым покрытием; для исключения загрязнения территории отходами производства должно быть предусмотрена своевременная уборка мусора; запрещение использования неисправных пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств и т.д.; При выполнении вышеуказанных мероприятий воздействие на

					Социальная ответственность	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

земельные угодья и растительность будет минимальным.

14.7 Природоохранные мероприятия

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, оборудование передвижных емкостей приспособлениями, исключающими разлив ГСМ при их транспортировке и заправке техники; строгое соблюдение правил работы в водоохраной зоне; озеленение водоохраных зон; соблюдение правил пожарной безопасности в бесснежный период времени, (таблица 14.3).

Таблица 14.3 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при гидрогеоэкологических работах

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	<ol style="list-style-type: none"> 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. 	<ol style="list-style-type: none"> 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	<ol style="list-style-type: none"> 1. Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова. 2. Лесные пожары. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. В пределах водоохраных зон запрещена вырубка леса. 2. Запрещается разведение костров рядом с лесным массивом.

Продолжение таблицы 14.3.

Болота 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.
Животный мир	1.Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и др. представителей животного мира, случайное уничтожение. 2.Браконьерство	1. Охота на дичь и рыбная ловля разрешена только лицам, имеющим на это право, с соблюдением сроков и правил охоты и рыбной ловли. 2. Предусматривается ограничение количества переездов через ручьи и овраги с целью минимизации производства работ в пойменных местах.

14.8 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Аварии на МГ происходят, как правило, по следующим причинам, определяемым источником негативного воздействия на МГ и механизмом этого воздействия, приводящего к разгерметизации трубопровода:

- коррозионное растрескивание под напряжением (КРН или стресскоррозия);
- подземная или атмосферная коррозия;
- механические повреждения (строительной техникой, бурильным оборудованием, в результате взрывных работ, актов вандализма и терроризма);
- дефекты труб, оборудования и материалов во время их изготовления, транспортировки;
- внутренняя коррозия и эрозия;
- циклические нагрузки, приводящие к усталостному разрушению;

					Социальная ответственность	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– природные воздействия (подвижки грунта из-за оползней, селей, карстов, землетрясений, размывов, морозного пучения и др. процессов, эффекты растления многомерзлых грунтов, обводнение траншей);

– нарушения правил технической эксплуатации магистральных газопроводов;

– вредительство.

Установленный индивидуальный риск для персонала проектируемого анализируемого объекта является приемлемым. В процессе эксплуатации требуется проведение мероприятий по поддержанию риска на уровне, не превышающем расчетный. [38]

С целью уменьшения уровня риска возникновения аварийной ситуации на объекте необходимо предусмотреть следующие мероприятия проведение работ по строительству и эксплуатации объекта в полном соответствии с проектом:

- соблюдение при эксплуатации объекта требования действующих нормативных документов;

- проведение своевременного контроля трубопроводов и запорной арматуры;

- проведение систематического наблюдения за состоянием содержание-поддержание в рабочем состоянии защиты трубопроводов от коррозии с помощью средств ЭХЗ, осуществление контроля за коррозионными процессами и состоянием изоляционного покрытия трубопроводов, их фланцевых соединений, металлических конструкций;

- соблюдение требований промышленной безопасности при эксплуатации сооружений объекта;

- ознакомление обслуживающего персонала с технологической схемой процесса, правилами подготовки оборудования к ремонту, правилами аварийных остановок оборудования, правилами обращения с опасными веществами, условиями, которые могут привести к пожару, взрыву, отравлениям и ожогам, мерами первой помощи пострадавшим.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						117
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

14.9 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

14.9.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности при выполнении работ по капитальному ремонту трубопровода трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

1) 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.).

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

3) Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)

4) Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03

5) Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.

14.9.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Перед началом работ проводится анализ воздушной среды. В случае концентрации паров газа в воздухе свыше предельно допустимой концентрации (ПДК) работа в этой зоне без средств защиты органов дыхания не допускается [12]. Участники работ должны быть ознакомлены с особенностями местности, расположением технических средств, средствами связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи. Все участники

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		118

работ обеспечиваются спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми СИЗ.

Далее технические службы эксплуатирующей организации производят:

– уточнение местоположения дефектного участка на трассе газопровода и дополнительное обследование обнаруженных дефектов;

– планирование мероприятий по предотвращению возможных нарушений работы газопровода;

– выбор вида и способа ремонта, установление сроков проведения ремонта в зависимости от характера дефекта с учетом загруженности газопровода на рассматриваемый момент и перспективу;

– составление перспективного и текущего планов ремонта кранового узла на магистральном газопроводе.

Выводы

Таким образом, в ходе исследования вопросов по данному разделу, была показана теоретическая и практическая значимость работ по замене кранового узла на магистральном газопроводе в условиях болотистой местности в сфере производственной и экологической безопасности, а также разработаны правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, применяемые на объектах нефтегазового комплекса

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						119
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Заключение

В настоящей работе предусмотрена замена кранового узла магистрального газопровода «Лугинецкое– Парабель» и включает в себя полную замену кранового узла в границах проектирования и приведение участка газопровода в соответствие с требованиями действующих нормативных документов для обеспечения безаварийной эксплуатации газопровода в течение длительного периода.

В разделе № 1 приведена характеристика существующего газопровода, инженерно-геологическая и гидрологическая, климатическая характеристика трассы.

В разделе № 2 приведена характеристика и назначение кранового узла, была рассмотрены основные дефекты возникающие на стыке крановых узлов.

В расчетной части проведен расчет толщины стенки трубы, проверка трубопровода на прочность и пластические деформации, расчет оценки упругоизогнутых участков газопровода.

В технологической части изложены этапы (подготовительный и основной) проведения работ по замене кранового узла.

В разделе производственная и экологическая безопасность разработаны мероприятия по охране труда и технике безопасности при проведении основных видов работ, по сохранности магистрального газопровода, пожаро-взрывоопасность, мероприятия по охране растительного и животного мира.

В организационно-экономической части приведены расчеты экономической эффективности проведения замены кранового узла на данном участке МГ.

					<i>Разработка мероприятий по замене кранового узла магистрального газопровода, расположенного в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Арусланов И.Д.</i>			<i>Заключение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В</i>					120	124
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр 2Б8А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

В работе были представлены и рассмотрены современные методы производства работ по замене кранового узла магистрального газопровода, использованы современные материалы, приборы, оборудование, техника.

Данный проект разработан в соответствии с нормами и правилами, действующими на территории Российской Федерации, и предусматривает экологическую, санитарно-гигиеническую, взрывную, пожарную и взрывопожарную безопасность при эксплуатации.

					<i>Заключение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		121

Список литературы

1. Бабин Л.А., Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. «Типовые расчёты при сооружении трубопроводов». – М.: Недра, 1995. – 246с.
2. ВСН 012-88 «Контроль качества и приёмка работ».
3. ВСН 004-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация».
4. ВСН 51-1-97 «Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов».
5. ВСН 51-1-80 «Инструкция по производству работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Мингазпром».
6. ВРД 39-1.10-006 2000 «Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов».
7. ГОСТ 7512-82 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод».
8. Салюков В.В. Разработка технологических решений капитального ремонта магистральных газопроводов: дис. канд. техн. наук/ Салюков В.В.; Управление по транспортировке газа и газового конденсата ОАО «Газпром» и ДООО «Оргэнергогаз» – Москва, 2007, – 353 с.
9. Файзулин Р.Н. Разработка методов определения мест неисправностей трубопроводов и их ремонта: дис. канд. техн. наук/ Файзулин Р.Н.; Управление по транспортировке газа и газового конденсата
10. Грачев В.А. Организационно-технологические решения капитального ремонта магистральных газопроводов: дис. канд. техн. наук/

					<i>Разработка мероприятий по замене кранового узла магистрального газопровода, расположенного в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Арусланов И.Д.</i>			<i>Список литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					122	124
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				<i>ТПУ гр 2Б8А</i>		

11. Грачев В.А.; Управление по транспортировке газа и газового конденсата ОАО «Газпром» и ДООАО «Оргэнергогаз» – Москва, 2007, – 353 с.
12. Крылов П.В. Разработка методов усовершенствования поточного производства капитального ремонта магистральных газопроводов: дис. Канд техн. наук/ Крылов П.В.; Управление по транспортировке газа и газового конденсата ОАО «Газпром» и ДООАО «Оргэнергогаз» – Москва, 2007, – 353 с.
13. История компании ОАО «Газпром». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/history/company//> (дата обращения 26.05.2022г.).
14. Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов ВНИИГАЗ, 1984г.
15. РД 558-97 «Технология сварки труб при производстве ремонтно – восстановительных работах на газопроводах».
16. «Спутник газовика» часть III.
17. СТО Газпром 14 – 2005, «Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на объектах ОАО «Газпром».
18. СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования».
19. СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приёмки работ».
20. СН 452 «Нормы отвода земель».
21. СП 104-34-96 «Земляные работы».
22. СП 111-34-96 «Очистка полости и испытание газопроводов».
23. ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы»

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		123

24. ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»
25. ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность»
26. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность»
27. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
28. ГОСТ 12.3.009-76 «Работы погрузочно-разгрузочные»
29. СНиП 3-4-80 «Техника безопасности в строительстве»
30. Сан.ПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Санитарные правила и нормы к естественному, искусственному освещению»
31. СНиП 12.1.030-81 «Электробезопасность. Защитное заземление»
32. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах»
33. ГОСТ 12.4.051 «Средства индивидуальной защиты органа слуха»
34. ГОСТ 12.4.4044 «Выбор спецодежды для сварки»
35. ГОСТ 12.4.010 «Средства индивидуальной защиты. Рукавицы»
36. ГОСТ 12.4.011 «Средства защиты работающих»
37. ГОСТ 12.4.023 «Щитки защитные лицевые»
38. ГОСТ 20448-90 «Газы углеводородные»

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		124