

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) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Разработка комплекса мероприятий по техническому перевооружению газораспределительной станции на примере объекта Томского линейного производственного управления магистральных газопроводов»

УДК 622.691.5-048.35(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Насекин Евгений Игоревич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк В. Б.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД	Сечин А.И.	д.т.н.		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОИЯ	Сумцова О. В.	к.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А. В.	д.т.н., доцент		

Планируемые результаты обучения

21.04.01 «Нефтегазовое дело»

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарт: 01.004</i>
Специализация «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»		
ПК(У)-1	Способность разрабатывать учебно-методическое	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	обеспечение программ профессионального обучения, а также реализовывать их	<i>ТПУ Профстандарт: 01.004</i>
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-6	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-7	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

_____ А.В. Шадрина
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ91	Насекину Евгению Игоревичу

Тема работы:

«Разработка комплекса мероприятий по техническому перевооружению газораспределительной станции на примере объекта Томского линейного производственного управления магистральных газопроводов»

Утверждена приказом директора (дата, номер)	11.02.2021 г. №24-29/с
---	------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объект исследования является автоматизированная газораспределительная станция нового поколения. Мероприятия по техническому перевооружению. Единая газотранспортная система Российской федерации. Природный газ.</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Провести обзор литературных источников по проблеме повышения надежности объектов газораспределительной станции как элемента газотранспортной системы.</p> <p>Разработка методов перевооружения АГРС НП, снижение энергозатрат, применение оборудования нового поколения. Провести расчет на допустимость использования трубы на участке газопровода.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Рисунки, схемы, таблицы</p>

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>В.Б. Романюк, доцента ОНД</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>А.И. Сечин, профессор ООД</p>
<p>Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШПИБ</p>	<p>О.В. Сумцова, старший преподаватель ОИЯ</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: понятие газораспределительной станции, назначение и классификация ГРС</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>17.12.2020</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>Доцент ОНД</p>	<p>О.В. Брусник</p>	<p>к.п.н.</p>		<p>17.12.2020</p>

Задание принял к исполнению студент:

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>2БМ91</p>	<p>Е.И. Насекин</p>		<p>17.12.2020</p>

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ91	Насекину Евгению Игоревичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Надежность и прочность объектов транспорта нефти и газа»</u>

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Организационная структура управления</i>
2. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i>
3. <i>Графики динамики и сравнения показателей</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	27.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк Вера Борисовна	к.э.н, доцент		27.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Насекин Евгений Игоревич		27.03.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ91	Насекину Евгению Игоревичу

ШКОЛА	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Тема дипломной работы: «Разработка комплекса мероприятий по техническому перевооружению газораспределительной станции на примере объекта Томского линейного производственного управления магистральных газопроводов»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<ul style="list-style-type: none"> • 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения 	<p>Объект исследования: методика оценки технического состояния стальных подземных газопроводов.</p> <p>Область применения: транспортировка по трубопроводам газа.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>Анализ показателей шума и вибрации</p> <ul style="list-style-type: none"> • установление соответствие показателей нормативному требованию; <p>Анализ показателей микроклимата</p> <ul style="list-style-type: none"> • показатели температурные, скорости движения воздуха, запыленности. <p>Анализ освещенности рабочей зоны</p> <ul style="list-style-type: none"> • типы ламп, их количество, соответствие нормативному требованию освещенности; • при расчете освещения указать схему размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету. <p>Анализ электробезопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> • наличие электроисточников, характер их опасности; • установление класса электроопасности помещения, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления. • при расчете заземления указать схему размещения заземлителя согласно проведенному расчету. <p>Анализ пожарной безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> • присутствие горючих материалов, тем самым, присутствие повышенной степени пожароопасности. • категории пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение. 	<p>Вредные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Повышенный уровень шума на рабочем месте; - Недостаточная освещенность рабочей зоны; - Монотонный режим работы и эмоциональный стресс; - Отклонение показателей микроклимата в помещении. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Механическое травмирование; - Поражение электрическим током.
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> • защита селитебной зоны • анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); • анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 	<p>Воздействие на атмосферу: выброс углеводородов в атмосферу.</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение грунтовых вод, рек, водоёмов.</p>

<ul style="list-style-type: none"> • анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); • разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Воздействие на литосферу: земляные работы, шурфование грунта, объезды на тяжелой технике.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; • выбор наиболее типичной ЧС; • разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; • разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Возможные ЧС: взрыв или возгорание газа и паров нефтепродуктов, разрушение трубопровода механическим воздействием, природные разрушения вследствие стихийных бедствий.</p> <p>Наиболее распространённый вид аварии: взрыв, сопровождающийся пожаром, возгоранием, разрушением.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> • специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>- ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны;</p> <p>- ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности; - Федеральный закон от 30.03.1999 N 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»;</p> <p>- ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;</p> <p>- ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»;</p> <p>- СанПиН 2.2.4.548-96. Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы»;</p> <p>- СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение»;</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	23.12.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД	Сечин А.И.	д.т.н.		23.12.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Насекин Евгений Игоревич		23.12.2020

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

Школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования магистратура

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ весенний семестр 2020 /2021 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

21.06.2021 г.

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.01.2021 г.	<i>Введение</i>	5
08.02.2021 г.	<i>Общие сведения о месте производства работ</i>	8
21.03.2021 г.	<i>Анализ технических решений по техническому перевооружению</i>	17
15.04.2021 г.	<i>Расчет толщины стенки трубопровода для применения на участке газопровода</i>	25
07.05.2021 г.	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение</i>	12
09.05.2021 г.	<i>Социальная ответственность</i>	12
15.05.2021 г.	<i>Заключение</i>	11
28.05.2021 г.	<i>Презентация</i>	10
<i>ИТОГО:</i>		

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	А.В. Шадрина	д.т.н., доцент		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 127 страниц, 2 рисунка, 43 источника, 1 приложение.

Ключевые слова: газораспределительная станция, техническое перевооружение, надежность, технологический отсек.

Объект исследования: газораспределительная станция.

Цель работы: разработка мероприятий по техническому перевооружению

Для достижения поставленной цели рассмотрены следующие задачи:

1. Изучение нормативно-технической документации в исследуемых областях газораспределительных станций и их эксплуатации;
2. Проведение литературного обзора по указанной тематике;
3. Исследование современных методов повышения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций;
4. Разработка рекомендаций по техническому перевооружению на основе объекта АГРС НП.
5. Выполнение технологических расчетов для определения прочности газопровода-отвода к ГРС «Апрель».

Методы и методики проведения работ: расчетная часть выполнена в соответствии с СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные трубопроводы» и СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы».

					Разработка комплекса мероприятий по техническому перевооружению газораспределительной станции на примере объекта Томского линейного производственного управления магистральных газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Насекин Е.И.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					11	127
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						
						НИ ТПУ гр.2БМ91		

Определения и сокращения

В настоящей работе используются следующие сокращения:

АГРС – автоматическая газораспределительная станция

АГРС НП – автоматическая газораспределительная станция Нового поколения

БК-ГРС – блочно-комплектные газораспределительные станции

БПГ – блок подогрева газа

БСУ – быстросъемное сужающее устройство

ВГРС – временная газораспределительная станция

ЕСК – емкость сбора конденсата

ЕХО – емкость хранения одоранта

ЗРПА – запорная, регулирующая, предохранительная арматура

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и средства автоматики

КИП – контрольно-измерительные пункт

КП – контролируемые пункты

ЛПУМГ – линейное производственное управление магистральных газопроводов

ЛЭС – линейно-эксплуатационная служба

НИОКР – Научно-исследовательские и опытно конструкторские работы

НТД – нормативно-техническая документация

ПДК – предельно допустимая концентрация

ППР – планово-предупредительный ремонт

ПСК – предохранительно сбросной клапан

ПУ – пульт управления

САУ – система автоматического управления

СИиА – средства измерения и автоматики

					Разработка комплекса мероприятий по техническому перевооружению газораспределительной станции на примере объекта Томского линейного производственного управления магистральных газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Насекин Е.И.			Определения и сокращения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					12	127
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						
						НИ ТПУ гр.2БМ91		

СИ – средства измерения

СКЗ – станция катодной защиты

ТО – техническое обслуживание

ТТОН – технологические трубопроводы основного назначения

УДКС – устройство дистанционного контроля и сигнализации

УК – ультразвуковой контроль

УСБ – сужающее быстросменное устройство

ЭХЗ – электрохимзащита

					<i>Определения и сокращения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

Оглавление

Введение.....	17
1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ	24
1.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ	24
1.2 Климатическая характеристика района работ	25
1.4 Гидрогеологическая характеристика	29
1.5 Сведения о земельных участках, занимаемых в аренду на период капитального ремонта.	29
2. АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ АГРС НП	33
2.1 Показатели надежности.....	33
2.2 Характеристика объекта исследования и технические решения по перевооружению	35
3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	40
3.1 Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией	40
3.2 Требование к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии.....	41
3.3 Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийных режимах.....	43
3.4 Описание проектных решений по релейной защите, управлению, автоматизации и диспетчеризации системы электроснабжения.....	44
3.5 Перечень мероприятий по экономии электроэнергии	44
3.6 Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов	45
3.7 Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите	45
3.8 Сведения о типе, классе проводов и осветительной арматуры, которые подлежат применению при техническом перевооружении объекта	50
3.9 Сведения об источниках теплоснабжения, параметрах теплоносителей систем отопления и вентиляции	50
3.10 Обоснование решений по отоплению АГРС НП.....	55

					<i>Разработка комплекса мероприятий по техническому перевооружению газораспределительной станции на примере объекта Томского линейного производственного управления магистральных газопроводов</i>					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Насекин Е.И.			Оглавление			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.						14	127	
Консульт.										
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.								
					НИ ТПУ гр.2БМ91					

3.11	Обоснование решений по вентиляции АГРС НП.....	56
3.12	Описание технических решений, обеспечивающих надежность работы систем в экстремальных условиях	58
3.13	Описание систем автоматизации и диспетчеризации процесса регулирования отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха ...	58
3.14	Перечень мероприятий по обеспечению эффективности работы систем вентиляции в аварийной ситуации	59
3.15	Сведения о типе и количестве установок, потребляющих топливо ..	60
3.16	Описание технических решений по обеспечению учета и контроля расхода газа и вырабатываемой тепловой энергии	60
3.17	Описание и обоснование применяемых систем автоматического регулирования и контроля тепловых процессов	61
3.18	Функционирования объектов систем газоснабжения, в том числе описание и обоснование проектируемых инженерных систем по контролю и предупреждению возникновения потенциальных аварий, систем оповещения и связи	62
3.19	Конструктивная характеристика труб и соединительных деталей....	63
3.20	Антикоррозионное покрытие трубопроводов	66
3.21	Испытание трубопроводов ГРС.....	67
3.22	Организация безопасного проведения технического перевооружения	69
4.	РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	71
4.1	Расчет толщины стенки газопровода диаметром 219x8 мм для применения на участке газопровода	71
4.2	Расчет толщины стенки газопровода диаметром 108x6 мм для применения на участке газопровода	74
4.3	Расчет толщины стенки газопровода диаметром 159x6 мм для применения на участке газопровода	78
4.4	Расчет толщины стенки газопровода диаметром 89x5 мм для применения на участке газопровода	78
5.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСНАБЖЕНИЕ	80
5.1	Анализ конкурентных технических решений.....	80
5.2	Структура работ в рамках научного исследования.....	82
5.3	Определение трудоемкости выполнения работ	83

5.4	Разработка графика проведения проекта	84
5.5	Бюджет научно-исследовательского исследования	88
5.6	Расчет материальных затрат и затрат на специальное оборудование	88
5.7	Страховые взносы.....	90
5.8	Накладные расходы	91
5.9	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	91
5.10	Определение ресурсоэффективности проекта	92
6.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	94
6.1.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	95
6.1.2	Производственная безопасность	96
6.2.1	Показатели микроклимата в помещении.....	98
6.2.2	Анализ уровня шума на рабочем месте	98
6.2.3	Анализ освещенности рабочей зоны	99
6.2.4	Анализ возможности механического травмирования.....	102
6.3	Экологическая безопасность	104
6.3.1	Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду	104
6.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	106
6.4.1	Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при проведении работ на линейной части	106
6.4.2	Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС	107
	Заключение	110
	Список использованных источников	112
	Приложение	115

Введение

Природный газ, важнейший сырьевой ресурс, передается по газовым сетям на большие расстояния под высоким давлением. Однако, это давление не подходит для местных газораспределительных сетей для подачи газа в коммунальные предприятия, промышленные, общественные и жилые здания.

Через газораспределительные станции (ГРС) газ поступает из магистральных газопроводов.

Когда газ проходит через ГРС – его давление снижают до необходимой потребителю и поддерживают его заданном уровне.

Дросселирование газа осуществляется в несколько потоков, на каждом из которых устанавливается соответствующий регулятор давления (РД).

На газораспределительной станции газу повышают температуру - это необходимо для того, чтобы избежать образования гидратов при дросселировании. При подогреве температура должна быть на таком уровне, на котором влагосодержание насыщенного газа будет больше влагосодержания газа, который поступает на ГРС. Также, помимо подогрева природный газ подвергается, ступенчатой очистке и одоризации.

Актуальность данной диссертационной работы связана с тем, что большая часть применяемых на данный момент ГРС были построены 12-20 лет назад. Оборудование ГРС изнашивается и становится не актуальным, в связи с чем производительность падает и ее становится недостаточно для обеспечения заданного давления в газовых распределительных сетях, а также для безопасной эксплуатации технического оборудования. Также за счет морального устаревшего и изношенного оборудования отмечаются большие издержки при транспортировке и учете газа. ГРС, на которых установлено изношенное или устаревшее оборудование, не соответствуют современным требованиям, и нуждаются в модернизации или полной замены.

					Разработка комплекса мероприятий по техническому перевооружению газораспределительной станции на примере объекта Томского линейного производственного управления магистральных газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Насекин Е.И.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					17	127
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ91		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Временная установка АГРС НП позволит оценить соответствие параметрам надежности, стойкости к климатическим факторам внешней среды, на основании результатов которых может быть принято решение о возможности серийного производства.

Внедрение программы импортозамещения так же окажет не мало важную роль на объектах ПАО «Газпром».

Все это вынуждает ПАО «Газпром» по возможности модернизировать старые ГРС, а там, если это необходимо строить новые.

В Обществе «Газпром» перед ОАО «Газпром трансгаз Томск» остро стоит вопрос повышения надежной, а главное безопасной эксплуатации газораспределительных станций.

Надежную и безопасную эксплуатацию ГРС обеспечивают:

- поддержанием технологического оборудования, узлов и систем в исправном работоспособном техническом состоянии;
- выполнением плановых ремонтов, капитального ремонта, узлов и систем;
- модернизация и или замена морально и физически изношенного (устаревшего) оборудования,
- диагностированием и контролем технического состояния технологического оборудования, узлов и систем;
- принятием предупредительных и оперативных мер по предотвращению возможных инцидентов и аварий.

Целью выпускной квалификационной работы является исследование и разработка методов повышения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций путем технического вооружения ГРС «Апрель» на АГРС НП.

Для реализации поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- изучение нормативно-технической документации в исследуемых областях газораспределительных станций и их эксплуатации;

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

- проведение литературного обзора по указанной тематике;
- исследование современных методов повышения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций;
- разработка рекомендаций по техническому перевооружению на основе объекта АГРС НП.
- выполнение технологических расчетов для определения прочности газопровода-отвода к ГРС «Апрель».

Актуальность темы дипломной работы связана со значительным распространением исследуемых методов повышения надежной и безопасной эксплуатации ГРС и заключается в необходимости разработки рекомендаций по совершенствованию работы в рассматриваемой области.

Объект исследования: ГРС «Апрель».

Предмет исследования: разработка методов технического перевооружения для повышения надежной и безопасной эксплуатации ГРС.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						19
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Литературный обзор

С помощью справочника [27] А.А. Данилова можно узнать о назначениях, устройстве, условиях эксплуатации, требованиям к помещениям и особенностях обслуживания газораспределительных станций. Кроме А.А. Данилова подобными вопросами занимались М.Б. Хадиев [28], а также Р.А. Кантюков [29].

Понятие газораспределительной станции

В конце каждого МГ или же его отвода ставится ГРС. Газ, который транспортируется по МГ, является высоконапорным. Данный газ не рекомендовано подавать непосредственно потребителям, в виду того что, газовое оборудование, используемое в повседневной жизни и в промышленной индустрии, не рассчитано на давление газовой сети. Кроме того, перекачиваемый продукт необходимо очистить от всевозможных примесей, таких как конденсат и механические частицы. Это необходимо для того, чтобы обеспечить безопасную работу оборудования. Ну и конечно, для того чтобы потребитель сразу же смог обнаружить утечку газа, ему нужно придать резкий специфический запах. Действие, в следствие которого газу придают запах называется одоризацией.

Одоризация, очистка, понижение давления газа до требуемого уровня, а также измерение расхода, все это происходит на газораспределительной станции[28].

Назначение и классификация ГРС

Газораспределительные станции (ГРС) предназначены для снабжения газом от магистральных и промысловых газопроводов следующих потребителей:

1. Объекты газонефтяных месторождений (на собственные нужды);
2. Объекты газокompрессорных станций (на собственные нужды);
3. Объекты малых и средних населенных пунктов;
4. Электростанции;

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

5. Промышленные, коммунально-бытовые предприятия и населенные пункты.

ГРС выполняет следующие функции:

1. Очистку газа от механических примесей и от конденсата;
2. Подогрев газа;
3. Редуцирование до заданного давления и постоянное поддержание его с определенной точностью;
4. Измерение расхода газа с многосуточной регистрацией;
5. Одоризацию газа пропорционально его расходу перед подачей потребителю.

В зависимости от производительности, исполнения, количества выходных коллекторов газораспределительные станции условно делятся на три большие группы:

1. Малой.
2. Средней.
3. Большой производительности.

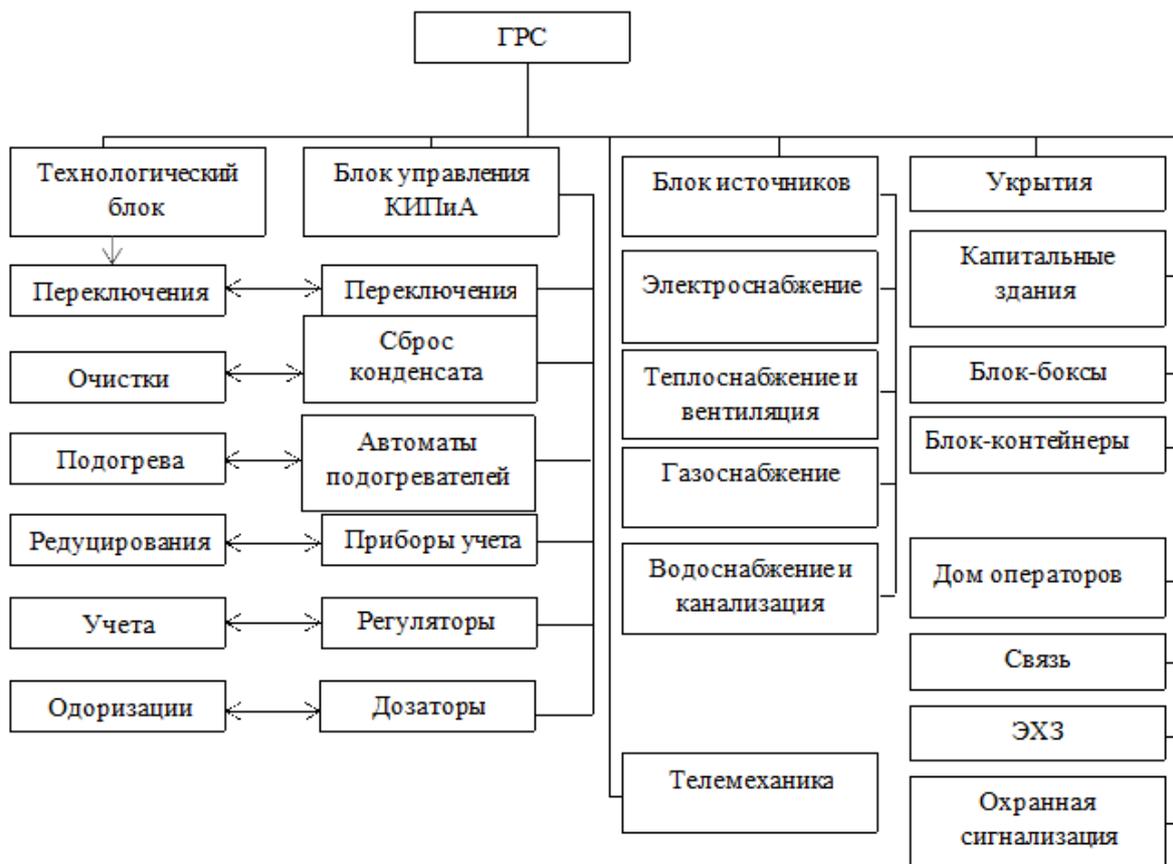
К станциям малой производительности (1,0–50,0 тыс. м³/ч) относятся несколько типов АГРС, изготовленных разными заводами, все технологическое оборудование которых размещается в нескольких металлических шкафах. Из этого ряда АГРС наиболее распространены станции типа АГРС-1/3, «Энергия-1», «Энергия-3» [27].

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

К станциям средней производительности (50,0–160,0 тыс. м³/ч) относятся БК-ГРС, выполненные в блочно-комплектном исполнении, с одной или двумя выходными линиями к потребителям; часть технологического оборудования размещается в блок-боксах, а другая часть – на открытой площадке (узлы очистки, одоризации, подогреватели); в блок-боксе находятся регуляторное оборудование, КИПиА, система отопления блоков. Из этого ряда станций наиболее распространены БК-ГРС-I-30, БК-ГРС-II-70, БКГРС-I-150.

К станциям большой производительности (от 160,0 до 1000,0 тыс. м³/ч и более) относятся станции, построенные по индивидуальным проектам, как правило, это ГРС и контрольно-распределительные пункты (КРП), подающие или распределяющие газ для крупных промышленных объектов и районов[28].

Рисунок 1 – структурная схема ГРС



ГРС содержит (рис. 1) следующие основные блоки:
технологический, управления КИПиА, источников.

Кроме того, ГРС содержит укрытия для основных блоков, дом операторов (на отдельной площадке) и вспомогательные блоки связи, электрохимической защиты, охранной сигнализации.

Основным блоком ГРС является технологический. В свою очередь, в составе этого блока имеются подблоки переключения, очистки, подогрева, редуцирования, учета количества газа и одоризации. Эти подблоки включены последовательно в порядке перечисления, кроме блока переключения.

Для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций выполняют техническое перевооружение станций. В качестве примера в данной работе, для описания методов повышения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций, была выбрана АГРС НП «Апрель».

Техническое перевооружение проводится в зависимости от технического состояния ГРС и связан с заменой основных узлов и деталей, в том числе и оборудования. А также в случае комплексной замены блоков и узлов ГРС или полной замены на другую ГРС аналогичной производительности.

Уровень надежной и безопасной эксплуатации ГРС зависит от качества технического обслуживания и проведения работ.

Высокоорганизованная и эффективная система технического обслуживания и ремонта позволяет поддерживать надежную и безопасную эксплуатацию ГРС на необходимом уровне.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

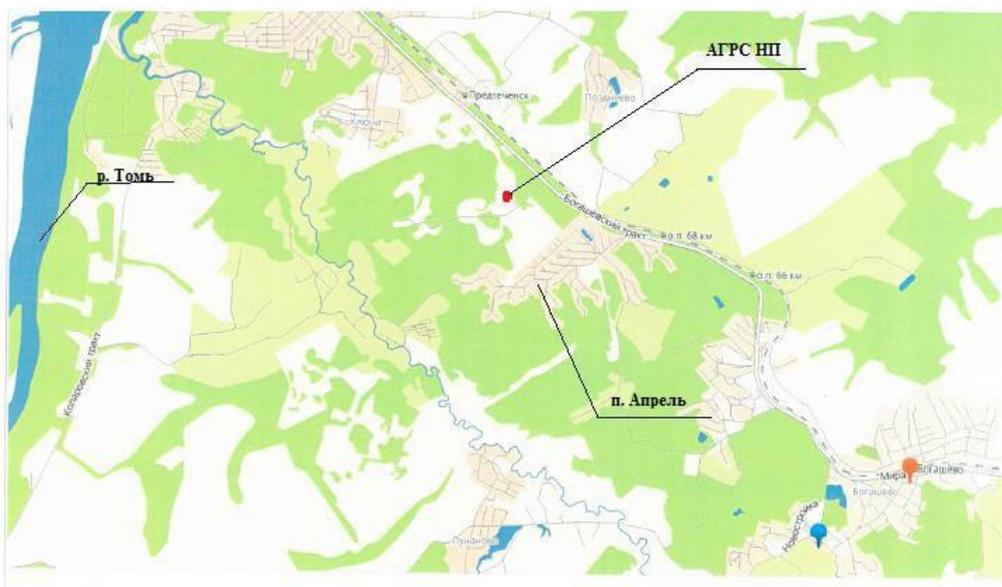
1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ

Производственный объект АГРС НП находится в Томской области, Томском районе, в 0,8 км от п. Апрель, в 9,7 км на юго-восток от г. Томска. Территория площадки АГРС НП находится на крайнем юго-востоке Западно - Сибирской плиты и в соответствии с инженерно-геологическим районированием Западно - Сибирской низменности входит в состав Обь-Чулымской инженерно-геологической области. Современная поверхность области представляет собой пологовсхолмлённую холмисто-увалистую озёрно-аллювиальную равнину, расчленённую долиной реки Томь и долинами её притоков.

В геоморфологическом отношении участок расположен в пределах западного склона Томь-Яйского водораздела и представляет собой всхолмленную равнину, сформировавшуюся в четвертичное время под действием эрозионных процессов и аккумулятивной деятельности. Абсолютные отметки поверхности территории колеблются 108-195 м.

Рис.2. Ситуационная карта-схема



					Разработка комплекса мероприятий по техническому перевооружению газораспределительной станции на примере объекта Томского линейного производственного управления магистральных газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Насекин Е.И.				Общая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Брусник О.В.						24	127
Консульт.								
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.							
					НИ ТПУ гр.2БМ91			

1.2 Климатическая характеристика района работ

Площадка АГРС НП находится в нормальной строительно-климатической зоне, климатический подрайон IV.

Климат – резко-континентальный, отмечается суровой продолжительной зимой и коротким летом.

Характеристика климатических и метеорологических условий района работ приведена по данным, предоставленным ГУ «Томский ЦГМС», СП 131.13330.2018 [13].

Среднегодовая температура воздуха составляет минус 0,6°С.

Расчетная температура самой холодной пятидневки обеспеченностью 0,98 равна минус 44 0С, обеспеченностью 0,92 равна минус 40°С.

Расчетная температура наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92 равна минус 44 0С, обеспеченностью 0,98 – 47 0С. Продолжительность безморозного периода в воздухе колеблется от 86 дней (1934 г.) до 155 дней (1908 г.) при средней продолжительности 115 дней.

Абсолютная минимальная температура воздуха – минус 55 0С (наблюдалась в январе 1931 г.), средняя минимальная температура воздуха минус 22,2 0С.

Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца + 23,4 0С, абсолютная максимальная температура воздуха + 36 0С (июль 1975г.).

Весной (апрель-май) и осенью (сентябрь-октябрь) возможны ночные заморозки до минус 5-7 0С. Наступление первого осеннего заморозка – 18 сентября, последнего – 25 мая. Приведены средние даты.

Среднегодовая температура поверхности почвы равна 0 0С. Глубины промерзания приведены по данным ГУ «Томский ЦГМС» для г. Томска. Замеры выполнены на площадках с нетронутым снеговым покровом (таблица 1).

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

минимальная плотность снежного покрова в ноябре – 160 кг/см³, максимальная – в апреле – 280 кг/см³.

Господствующее направление ветра южное и юго-западное. Средняя годовая скорость ветра составляет 2,4 м/сек.

Максимальная скорость ветра может достигать 34 м/сек.

В среднем за год по общей облачности в данном районе наблюдается 157,2 пасмурных дня и 30,9 ясных дней.

Образование гололеда связано с потеплением погоды в холодное время года и выпадением жидких и смешанных осадков. Гололедно - изморозевые явления наблюдаются с октября по май, с максимумом в ноябре – феврале. Максимальное количество дней со всеми видами обледенения может достигать 75.

В соответствии с таблицей в СП 20.13330.2016 [19], толщина стенки гололеда для II района, на территории которого расположен участок изысканий, составляет 5 мм.

Число дней с гололедом в год составляет 0,7, с изморозью – 36 дней. Максимальная величина отложений льда на проводах за год составляет 9 мм при гололеде, с изморозью – 23 мм.

Согласно схематической карте климатического районирования для строительства изучаемая территория относится к подрайону IV (СП 131.13330.2018) [10], характеризующемуся среднемесячными температурами в январе от минус 14 до минус 28 0С, средней скоростью ветра 5 и более м/с, средней месячной температурой в июле от +12 до +21 0С, средней месячной относительной влажностью воздуха в июле >75 %.

1.3 Инженерно-геологическая характеристика

В геологическом строении участка работ принимают участие современные техногенные образования и четвертичные субаэральные отложения, представленные суглинками от полутвердых, туго-мягкопластичных до текучепластичных.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Грунтовые воды вскрыты на глубине 5,50 – 6,20 м.

В геологическом строении участка выделены следующие инженерно-геологические элементы:

Слой 1- 1tIV – насыпной грунт, средней мощностью 1, 3м.

Слой 1а – почвенно-растительный слой средней мощностью 0,4 м.

ИГЭ 2 – суглинок полутвердый, средней мощностью 1,1 м.

ИГЭ 3 – суглинок мягкопластичный, средней мощностью 3,8 м.

ИГЭ 4 – суглинок текучепластичный, средней мощностью 5,2 м.

Нормативная глубина промерзания грунтов 2,0 м.

Согласно карте сейсмического районирования территории РФ (ОСР-97) данная территория к сейсмически опасным не относится. Исследуемая площадка расположена в сейсмически активном районе с расчетной сейсмической интенсивностью по степени А – 6 баллов, по степени В – 6 баллов, по степени С – 7 баллов согласно СП 14.13330.2018 [20].

На данной территории выделено два типа почвенного покрова:

– серые лесные почвы, сформированы на хорошо дренированных участках под пологом березово-осиновых лесов, частично оподзолённые, имеют преимущественно суглинисто- глинистый механический состав, встречаются серые лесные почвы со вторым гумусовым горизонтом, мощность гумусового горизонта – 0,4 м со средним содержанием гумуса до 5,5 %;

– черноземы оподзолённые и выщелочены – занимают наиболее дренированные территории с гумусовым горизонтом мощностью 0,4-0,5 м, со средним содержанием гумуса около 7 %.

Во время технического перевооружения объекта, образующийся почвенно-растительный слой складывается в бурты.

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

1.4 Гидрогеологическая характеристика

Площадка АГРС НП находится в 2,25 км западнее р. Басандайка (протяженностью 57 км) и 6 км западнее р. Томи (протяженностью 827 км).

Объект производства работ в водоохранные зоны не попадает.

В период производства работ по техническому перевооружению вода расходуется на производственные нужды, хозяйственно-бытовые нужды, а также на противопожарные нужды.

Доставка воды на хозяйственно-бытовые и питьевые нужды осуществляется путем привоза с Томского ЛПУМГ, г. Томск.

Хозяйственно-бытовые стоки вывозятся УАВР на промплощадку Томского ЛПУМГ.

Таблица 2 - Сводные данные по потребности в воде

Наименование	Водопотребление на период строительно-монтажных работ, м ³	Водоотведение на период строительно-монтажных работ, м ³
1	2	3
Расход воды на хозяйственно-бытовые нужды	139,4	139,4
Расход воды на питьевые нужды	4,62	4,62
Расход воды на производственные нужды	79,2	Безвозвратное
Расход воды на гидроиспытание	0,33	0,33
Расход воды на пожаротушение	9,0	Безвозвратное

1.5 Сведения о земельных участках, занимаемых в аренду на период капитального ремонта.

Право на использование земельного участка для размещения АГРС НП предоставлено Администрацией Томского района.

Категория земель – земли сельскохозяйственного назначения, земли государственные неразграниченные Администрации Томского района, кадастровый квартал – 70:14:0300095.

Право использования – для эксплуатации объектов газоснабжения.

В связи с тем, что временно установленная АГРС НП относится к

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

опасным производственным объектам, установлены охранные зоны в виде участков земли, ограниченных замкнутой линией, отстоящей от границ территории объекта:

- во все стороны от АГРС НП – 300 м;
- магистрального газопровода ($P = 5,4$ МПа) – 25 м от оси газопровода с каждой стороны;
- газопровод высокого давления II категории ($P = 0,6$ МПа) – 2 м от оси газопровода с каждой стороны.

Земельные участки, входящие в охранную зону, не изымаются у землепользователей, но на них устанавливаются сервитуты.

Отвод земель во временное пользование на период производства работ выполняется согласно законам и подзаконных нормативно-правовых актов РФ.

Кратковременный отвод земель предусматривается для временных площадок и подъездных дорог (от площадок до временной полосы отвода).

Проектом предусмотрено устройство следующих временных сооружений:

- площадка АГРС НП;
- минерализованная полоса площадки АГРС НП;
- площадка трансформаторной подстанции СКТП 63/10/0,4кВ;
- полоса отвода под прокладку КЛ-0,4кВ;
- подъездная дорога к временным площадкам;
- подъездная дорога к площадке АГРС НП;
- площадка для размещения временных зданий;
- площадка складирования строительных материалов и оборудования;
- площадка под трубосварочную базу;
- площадка заправки техники;
- полоса отвода под нагнетательный шлейф для испытания газопроводов;
- площадка под оборудование испытаний;
- проезды к временным площадкам;

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

- откосы и водоотводная канава.

Размеры земельных участков, испрашиваемых в краткосрочную аренду на период строительного-монтажных работ и на период эксплуатации объекта, представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Площадь отвода земли в краткосрочную аренду

Наименование	Площадь вновь испрашиваемых земельных участков, га
1	2
Площадка АГРС НП	0,0196
Минерализованная полоса площадки АГРС НП	0,204
Площадка трансформаторной подстанции СКТП 63/10/0,4кВ	0,0014
Полоса отвода под прокладку КЛ-0,4кВ	0,0503
Подъездная дорога к временным площадкам	0,0092
Подъездная дорога к площадке АГРС НП	0,0333
Площадка для размещения временных зданий	0,05
Площадка складирования строительных материалов и оборудования	0,06
Площадка под трубосварочную базу	0,03
Площадка заправки техники	0,0068
Площадка базирования строительной техники	0,06
Полоса отвода под нагнетательный шлейф для испытания газопровода	0,097

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Площадка под оборудование испытаний	0,04
Проезды к временным площадкам	0,196
Откосы и водоотводная канава	0,038
Итого:	0,895

Продолжение таблицы 3.

Границы полосы отвода земли при производстве работ должны быть обозначены хорошо видимыми знаками. Права на землю при производстве работ оформляется в соответствии с федеральным законом от 25.10.2001 г. № 136-ФЗ «Земельный кодекс Российской Федерации» [8].

Расчет площадей земельных участков под рекультивацию представлен в таблице 3 и составляет 8951 м² (0,895 га).

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

2. АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ АГРС НП

2.1 Показатели надежности

Надежность - свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции. Надежность - комплексное свойство, состоящее в общем случае из безотказности, долговечности, ремонтпригодности и сохраняемости.

Безотказностью называют свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени наработки. Под долговечностью понимают способность объекта не достигать в течение достаточно длительного времени предельного состояния, т.е. такого, при котором дальнейшее использование объекта по назначению становится невозможным или нецелесообразным, несмотря на наличие установленной системы технического обслуживания и ремонта. Объект может перейти в предельное состояние, оставаясь работоспособным, если его дальнейшее применение станет недопустимым по требованиям безопасности, экономичности или эффективности.

Ремонтпригодность - это свойство объекта, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта.

Безопасность - свойство объекта при изготовлении и эксплуатации и в случае нарушения работоспособного состояния не создавать угрозу для населения и/или для окружающей среды.

					Разработка комплекса мероприятий по техническому перевооружению газораспределительной станции на примере объекта Томского линейного производственного управления магистральных газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Насекин Е.И.			Анализ технических решений по техническому перевооружению АГРС НП	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					33	127
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ91		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Под живучестью понимаем свойство объекта, состоящее в его способности противостоять развитию критических и существенных отказов из дефектов повреждений и несущественных отказов при установленной системе технического обслуживания и ремонта. Примером служит сохранение несущей способности линейных частей магистральных газопроводов при возникновении в них усталостных трещин, размеры которых не превышают заданных значений.

Состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям документации, называют исправным. Если объект не соответствует хотя бы одному из требований, то его состояние называют неисправным.

Состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям документации, называют работоспособным.

Если значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность объекта выполнять заданные функции, не соответствует указанным требованиям, то состояние называют неработоспособным. В общем случае вводится промежуточное понятие частично неработоспособного (частично работоспособного) состояния. Примером частично неработоспособного состояния служит такое состояние ЛЧМГ, при котором участок способен выполнять требуемые функции по перекачке газа с пониженными показателями, в частности, с пониженной производительностью (при более низком давлении, чем номинальное). Переход объекта в предельное состояние влечет за собой временное или окончательное прекращение эксплуатации объекта. При достижении предельного состояния объект должен быть снят с эксплуатации, направлен в ремонт или на техническое перевооружение, списан, уничтожен или передан для применения не по назначению. Для ремонтируемых объектов выделяют два или более видов предельных состояний. В одних случаях требуется отправка объекта в средний или капитальный ремонт, в других случаях

					<i>Анализ технических решений по техническому перевооружению АГРС НП</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

предельное состояние влечет за собой окончательное прекращение применения объекта по назначению, и его полная замена.

2.2 Характеристика объекта исследования и технические решения по перевооружению

Автоматизированная газораспределительная станция нового поколения (АГРС НП) является опытным образцом и на период опытно-промышленной эксплуатации должна обеспечить бесперебойную подачу природного газа в заданном объеме, с заданным давлением на выходе и поддержания его с заданной точностью, необходимой степенью очистки, качества газа и учетом количества газа следующим потребителям:

- котельная санатория п. Ключи Томского района Томской области;
- потребителей п. Апрель Томского района Томской области;
- потребителей п. Просторный Томского района Томской области.

АГРС НП входит в состав магистрального газопровода-отвода к ГРС п. Апрель. Основные характеристики АГРС НП приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики АГРС НП

Наименование	Показатели
Максимальное (проектное) давление на входе, МПа	5,4
Минимальное давление газа на входе, МПа	2,0
Количество выходов	1
Максимальное давление на выходе (проектное), МПа	1,2
Рабочее давление газа на выходе (проектное), МПа	0,6
Производительность АГРС максимальное, тыс. м ³ /ч	10 000

Производительность АГРС минимальное, тыс. м ³ /ч	100
Температура газа на входе в АГРС, °С	от 1 до 13
Температура газа на выходе в АГРС, °С	от 0 до 10
Диаметр газопровода на входе в АГРС, мм	150
Диаметр газопровода на выходе в АГРС, мм	100
Электрическая мощность, кВт	
-установленная	32
-расчетная	19

Форма обслуживания ГРС - без постоянного присутствием обслуживающего персонала, надомная.

Технологическая схема АГРС НП обеспечивает следующие технологические процессы:

- очистку газа от твердых и жидких примесей;
- подогрев газа;
- редуцирование давления газа и поддержание его на заданном уровне;
- измерение расхода количества газа по «низкой» стороне ГРС;
- ограничение расхода газа потребителям;
- одоризацию газа;
- подготовку газа на собственные нужды АГРС НП.

Газ высокого давления по трубопроводу диаметром 100 мм поступает на узел переключения. В состав узла переключения входят электроприводной кран диаметром 100 мм на входе ГРС, управляемый электроприводной кран диаметром 150 мм на выходе ГРС, байпасная линия ГРС диаметром 100 мм с регулирующим клапаном с электроприводом, блоком предохранительных клапанов.

После узла переключения газ поступает на узел очистки газа, где очищается от механических примесей и капельной влаги. Узел оборудован

					Анализ технических решений по техническому перевооружению АГРС НП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

двумя аппаратами очистки газа, один из которых резервный. Аппараты очистки оборудованы системой автоматического удаления продуктов очистки газа: при достижении в аппаратах верхнего предельного уровня жидкости по сигналу датчика максимального уровня открывается пневмоприводной клапан (в рабочем состоянии закрыт) на линии сброса продуктов очистки, жидкость поступает в дренажный трубопровод и далее в емкость конденсата объемом 50 л. При снижении уровня жидкости в аппаратах до нижнего предельного уровня клапан закрывается. Слив продуктов очистки из аппаратов принудительно возможен в ручном режиме.

Сброс газа из емкости конденсата предусматривается в выходной газопровод. Для снижения давления газа, поступающего в выходной газопровод, после емкости установлена дроссельная шайба. Емкость сбора продуктов очистки оборудуется уровнемером. По мере накопления жидкость вывозится автотранспортом в места утилизации. Передавливание жидкости в автоцистерну осуществляется регулятором давления газа. Контроль давления осуществляется по манометру.

Очищенный газ направляется на узел предотвращения гидратообразования. В состав узла входит подогреватель газа типа ПГ100-80 80 МЗ 000 производства ООО «УРОМГАЗ-ИРБИТ», г. Ирбит-1.

Далее газ поступает на узел редуцирования оснащенный устройствами редуцирования производства ОАО «ТЭМЗ им. В.В. Вахрушева» г. Томск.

Узел редуцирования состоит из двух ниток редуцирования (одна рабочая и одна резервная), равнозначных по производительности и по набору оборудования, продувочной трубопроводной обвязке. Каждая нитка редуцирования включает в себя: электроприводной входной кран диаметром 100 мм, спаренный регулятор давления с функцией ограничения расхода газа (схема «монитор-регулятор»), ручной кран на выходе диаметром 150 мм.

Далее газ поступает на узел замера расхода газа. Узел замера состоит из двух измерительных ниток диаметром 150 мм (одна рабочая и одна резервная). Узел замера расхода газа оснащен ультразвуковыми расходомерными

					<i>Анализ технических решений по техническому перевооружению АГРС НП</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37

устройствами Вымпел-100 производства ООО «НПО «Вымпел» г. Москва и ручными кранами диаметром 150 мм.

После замера расхода газ подается на узел переключений, с которого поступает на узел одоризации.

Газ одорируется этилмеркаптаном с нормой ввода не менее 16 г на 1000 м³. Ввод одоранта производится пропорционально расходу газа посредством автоматической одоризационной установки 055.00.00.00-0911 (производитель ООО НПК «НТЛ», г. Верхняя Салда).

Пополнение расходных емкостей одоризационной установки производится путем передавливания одоранта азотом давлением 0,06 МПа. Азот подается от носимых баллонов или от воздуходелительной установки. Газ с парами одоранта, вытесняемый из расходных емкостей, откачивается эжектором (в составе одоризационной установки) в выходной газопровод потребителей.

Газ на собственные нужды ГРС отбирается из выходного газопровода после одоризации и подается на узел редуцирования и замера газа собственных нужд. Перед вводом в помещение отопительных агрегатов газ дополнительно редуцируется до давления $P_{\text{раб.}}=0,003$ МПа.

От линейной части по входу и выходам оборудование АГРС НП отсечным электроизолирующими фланцевыми соединением диаметром 100 и 150мм.

Потребность в основных видах ресурсов для технологических нужд АГРС НП на 5 лет приведена в таблице 11.

№ п.п.	Наименование ресурса	Количество
1	Газ природный на собственные нужды (котельная), тыс м ³ /год*	96
2	Одорант, т/год	1,4

3	Антифриз на базе пропиленгликоля,	1,070
	м ³ /год	
	-пропиленгликоль;	2,130
	-вода	
4	Электроэнергия, тыс.кВт. час/год	166,44

Потребителями природного газа на собственные нужды АГРС НП является отопительный котел собственной газовой котельной, в случае аварийного выхода из эксплуатации тепловых насосов.

Природный газ перед подачей населению одорируется этилмеркаптаном с нормой ввода не менее 16 г на 1000 м³. Одорант (смесь природных меркаптанов) поставляется с Оренбургского газоперерабатывающего завода.

АПо материалам, предоставленным заводом – изготовителем временной АГРС НП, основными потребителями электроэнергии являются:

- электродвигатели вентилятора, сетевых и тепловых насосов;
- системы автоматики и связи;
- аварийное, рабочее и ремонтное освещение технологического блока.

Предусмотрен следующий комплекс объектов и сооружений:

- технологический блок АГРС НП;
- газопровод-отвод на АГРС НП Р=5,4 МПа, Ду100 мм, протяженностью 30 м;
- крановый узел Ду150;
- трасса надземного газопровода Р=0,6 МПа, Ду150 мм, протяженностью 50 м;
- свечи Ду80 (2 шт.);
- поле коллектора тепловых насосов, состоящее из 22 скважин глубиной 100 м;
- подъездная дорога к АГРС НП, протяженностью 256 м;
- трансформаторная подстанция КТП 63/10/0,4кВ;
- прокладка подземного кабеля электрического в траншее КЛ-0,4кВ.

					Анализ технических решений по техническому перевооружению АГРС НП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Описание решений по обеспечению электроэнергией

электроприемников в соответствии с установленной классификацией

Проектирование системы электроснабжения временной АГРС НП выполняется в соответствии с техническими требованиями на разработку проектной документации, техническими условиями заказчика и действующими нормативными документами. Принятая схема организации электроснабжения АГРС НП, обеспечивает нормируемую ПУЭ 7-е изд. И СТО Газпром 2-6.2-1028-2015 [34], надежность электроснабжения в части общего количества источников электроснабжения и допустимого времени перерыва (III категория электроснабжения).

Проектом предусматриваются следующие технические решения в части организации электроснабжения проектируемого потребителя:

- монтаж СКТП-63-10/0,4кВ-УХЛ1 с одним трансформатором 63кВА;
- подключение СКТП-63-10/0,4кВ-УХЛ1 отпайкой от существующего разъединителя РЛНД-10кВ на опоре №18 возле ТП ЛК-13-9 проводом АС35/6,2мм²;
- прокладка в траншее проектируемой питающей кабельной линии 0,4кВ от проектируемой СКТП-63-10/0,4кВ-УХЛ1 до щита силового в технологическом блоке АГРС НП (комплектно с технологическим блоком АГРС НП);
- выполнение систем молниезащиты и заземления проектируемой АГРС НП.

Принятая в проекте схема электроснабжения проектируемого объекте обеспечивает:

					<i>Разработка комплекса мероприятий по техническому перевооружению газораспределительной станции на примере объекта Томского линейного производственного управления магистральных газопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Насекин Е.И.</i>			Технологическая часть	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					40	127
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ91		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

- электробезопасность;
- соответствующую надежность электроснабжения;
- возможность безаварийного останова технологического процесса;
- удобства обслуживания оборудования при эксплуатации.

3.2 Требование к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии

Категории потребителей по надежности электроснабжения приняты в соответствии с СТО Газпром 2-6.2-1028-2015 «Категорийность электроприемников промышленных объектов ОАО «Газпром» [34].

Объект технического перевооружения АГРС НП относится к 3 категории надежности электроснабжения.

Кроме того, в составе АГРС присутствуют электроприемники 1 категории по надежности электроснабжения:

- аварийное освещение;
- оборудование САУ;
- охранная и пожарная сигнализация.

Проектируемая АГРС НП поставляется в монтажную зону в максимальной заводской готовности.

Для потребителей 1 категории по надежности электроснабжения, в материалах завода – изготовителя технологического блока АГРС НП, предусматривается установка щита бесперебойного питания (ЩБП) с аккумуляторной батареей необходимой расчетной мощности. Проектируемый ЩБП поставляется комплектно с технологическим блоком АГРС НП и является аварийным источником электроснабжения для электроприемников 1 категории по надежности электроснабжения АГРС НП.

Для сохранения работоспособности и обеспечения устойчивой работы проектируемых потребителей показатели качества электроэнергии должны находиться в пределах, которые приведены в таблице 5.

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

Таблица 5 – показатели электроэнергии

Показатель качества электроэнергии	Предельно-допустимое значение	Нормально допустимое значение
Установившееся отклонение напряжения (п. 5.2 ГОСТ 13109-97)	±	±
Длительность провала напряжения (п.5.7 ГОСТ 13109-97)	30 с	60 с
Коэффициент искажения синусоидальной кривой напряжения (п.5.4.1 ГОСТ 13109-97)	12,0%	8,0%
Коэффициент гармонической составляющей напряжения (п.5.4.2 ГОСТ 13109-97) n=3 n=9	5,0% 1,5%	5,0% 1,5%
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности (п.5.5.1 ГОСТ 13109-97)	4%	2,0%

Доза фликера (п.5.3.3 ГОСТ 13109-97)	1,38	1,0
---	------	-----

3.3 Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийных режимах

Основным источником электроснабжения временной АГРС НП является проектируемая СКТП-63-10/0,4кВ-УХЛ1 с трансформатором 63кВА, 10/0,4кВ.

Для потребителей 1 категории по надежности электроснабжения, в материалах завода – изготовителя технологического блока АГРС НП, предусматривается установка щита бесперебойного питания (ЩБП) с аккумуляторной батареей необходимой расчетной мощности. Проектируемый ЩБП поставляется комплектно с технологическим блоком АГРС НП и является аварийным источником электроснабжения для электроприемников 1 категории по надежности электроснабжения АГРС НП.

Проектируемая АГРС НП поставляется в монтажную зону в полной заводской готовности. В качестве распределительного устройства, заводом – изготовителем, принят щит силовой ЩС, расположенный в технологическом блоке. В соответствии с СТО Газпром 2-1.11-081-2006 [33], проектируемый ЩС выполнен с тремя секциями шин. К первой секции шин подключены электроприёмники 3 категории надежности электроснабжения, ко второй секции шин подключены электроприёмники 2 категории надежности электроснабжения, к третьей секции шин подключены электроприёмники 1 категории надежности электроснабжения (по материалам завода – изготовителя АГРС).

Защита оборудования потребителей 0,4кВ от токов короткого замыкания осуществляется электромагнитными расцепителями автоматических выключателей, а от токов перегрузки и других ненормальных режимов работы используются чувствительные элементы тепловых

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

расцепителей автоматических выключателей, тепловых реле и УЗО.

3.4 Описание проектных решений по релейной защите, управлению, автоматизации и диспетчеризации системы электроснабжения

Компенсация реактивной мощности с данным проектом не предусматривается.

Предусматривается установка на вводе в РУНН-0,4кВ проектируемой КТП трехфазного микропроцессорного счетчика коммерческого учета электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М.09 класса точности 0,5S

В соответствии с требованиями СТО Газпром 2-1.11-081-2006 [33], в проектируемом ЩС, заводом изготовителем предусматривается установка трехфазного микропроцессорного счетчика коммерческого учета электроэнергии СЕ304 S32 432-JAAQ2НВ, класса точности 0,5S.

Проектируемые счетчики обеспечивают интеграцию в систему телемеханики.

3.5 Перечень мероприятий по экономии электроэнергии

В электротехнической части проекта, с целью уменьшения физических объемов потребления энергоресурсов предусматриваются следующие организационно – технические мероприятия:

– установка современных электронных счетчиков активной/реактивной энергии с возможностью интеграции их в существующую систему учета электроэнергии с целью обеспечения достоверности измерений;

– осуществление оперативного контроля показателей энергопотребления и своевременного проведения мероприятий по снижению и исключению нерационального расхода электроэнергии;

– перечисленные выше мероприятия позволяют оптимизировать энергобаланс, более точно определять максимум электрических нагрузок по времени суток, тем самым осуществлять рациональное планирование загрузки технологических участков с точки зрения выравнивания нагрузки и смещения пиков нагрузки энергосистемы, а также обеспечение возможности

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

обоснованного снижения заявленного максимума нагрузки;

– принятые проектом решения по организации электрических сетей, а также схемные решения по электроснабжению проектируемых потребителей направлены на уменьшение потерь активной мощности и электроэнергии при её транспортировке до потребителей в питающих и распределительных сетях;

– электроосвещение предусмотрено светильниками с современными энергосберегающими газоразрядными лампами. Данные источники света имеют улучшенные светотехнические характеристики, обеспечивают высокие качественные показатели освещения наряду с малым энергопотреблением, сокращая при этом расход электроэнергии и эксплуатационные затраты.

3.6 Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов

Характеристика проектируемой трансформаторной подстанции СКТП-63-10/0,4кВ-УХЛ1 приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристики трансформаторной подстанции

Наименование объекта	Количество, тип и мощность установленных трансформаторов	Примечание
Проектируемая КТП	Проектируемый трансформатор КТП 1хТМ-63/10У1, 63кВА, Y/Yn-11, ПБВ на стороне ВН±2х2,5%	Проектируемая КТП подлежит демонтажу после демонтажа АГРС НП

3.7 Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите

Заземление

Для защиты от прямого прикосновения проектом предусмотрено применение электрооборудования и проводников с изоляцией, соответствующей нормативным требованиям.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

В отношении мер безопасности запроектированные электроустановка относятся к электроустановкам напряжением 0,4 кВ с системой TN-C-S (системы освещения, вентиляции и др.).

Для защиты от поражения электрическим током в электроустановках напряжением 10кВ проектом предусмотрено защитное заземление открытых токопроводящих частей, которое осуществляется присоединением корпусов оборудования к заземляющему устройству защитного заземления (проектируемая СКТП-63/10/0,4кВ).

Защита от внутренних перенапряжений выполнена существующими разрядниками РВО-10, установленными на концевой опоре №18, обеспечивающих защиту от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Для защиты при косвенном прикосновении в случае повреждения изоляции в электроустановках 0,4 кВ проектом предусмотрены следующие меры (согласно ПУЭ, гл. 1.7, п. 1.7.51);

- защитное заземление (зануление);
- автоматическое отключение питания;
- уравнивание потенциалов.

Защитное зануление проектируемого электрооборудования выполняется присоединением открытых проводящих частей электрооборудования к РЕ-шине щита

«ЩС» (комплектация завода - изготовителя) с помощью специально предусмотренных РЕ (PEN)-проводников (жилы, входящие в состав кабелей).

В качестве заземляющего устройства используются железобетонные и металлические фундаменты и части зданий, а также искусственные заземлители (согласно ПУЭ, гл. 1.7, п.п. 1.7.54, РД 34.21.122-87 п. 2.26) [41].

В качестве искусственных заземлителей используются: горизонтальный заземлитель (стальная горячеоцинкованная сталь 4х40мм); вертикальные электроды (сталь горячего оцинкования круглая, диаметром 16 мм, длиной 5 м). Верхний конец вертикальных заземлителей, ввинчивающихся в грунт, заглубляется на 0,7 м. Глубина прокладки горизонтальных заземлителей - не

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

менее 0,7 м. Горизонтальные заземлители из полосовой стали 4х40 мм укладываются на дно траншеи, на ребро.

Для розеточной сети предусмотрена установка устройств защитного отключения (УЗО) с током срабатывания 30 мА (согласно ПУЭ, гл. 1.7, п. 1.7.151).

К заземляющему устройству электроустановок 0,4 кВ присоединены (согласно ПУЭ, гл. 1.7, п.п. 1.7.82, 1.7.98):

- броня кабелей;
- открытые проводящие части;
- стальные конструкции здания;
- магистрали заземления здания.

Во всех электроустановках 0,4 кВ для обеспечения автоматического отключения питания открытые проводящие части присоединяются к глухозаземленной нейтрали трансформатора, а характеристики защитных аппаратов и сечения защищаемых кабельных линий выбираются такими, чтобы обеспечить нормируемое время защитного автоматического отключения питания (согласно ПУЭ, гл. 1.7, п.п. 1.7.76, 1.7.79).

С целью уравнивания потенциалов металлоконструкции всех назначений и трубопроводы на вводе в сооружения, молниезащитные заземляющие устройства присоединяются к магистрали уравнивания потенциалов. В местах присоединения должен быть обеспечен надежный электрический контакт. В качестве магистрали системы уравнивания потенциалов используются строительные металлоконструкции здания, стальная полоса 40х4 мм. Магистральный проводник и РЕ жилы кабелей присоединяются к главной заземляющей шине (ГЗШ), соединенной с заземлителем.

Расчетные значения общего сопротивления заземляющего устройства определены с учетом климатической зоны и сезонного значения удельного сопротивления земли, соответствующего наиболее неблагоприятным условиям.

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

Молниезащита

Молниезащита проектируемого здания АГРС НП выполнена в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-1.11-170-2007 [32]. Для обеспечения молниезащиты АГРС НП проектом предусматривается установка отдельно стоящего молниотвода высотой 20м.

Токоотводы, соединяющие молниеприемник с заземлителями, в целях снижения вероятности возникновения опасного искрения располагаются таким образом, чтобы между точкой поражения и землей:

- ток растекался по нескольким параллельным путям;
- длина этих путей была ограничена до минимума.

Для защиты от вторичных проявлений молнии предусматривается следующее:

- металлические корпуса всего оборудования и аппаратов присоединяются к заземляющему устройству;
- трубопроводы и другие металлические конструкции в местах их взаимного сближения на расстояние менее 10см через каждые 20м соединяются перемычками диаметром не менее 5мм или стальной лентой.

Во фланцевых соединениях трубопроводов обеспечена нормальная затяжка не менее 6 болтов на каждый фланец, чтобы обеспечивать электрическое соединение не более 0,03 Ом.

Классификация проектируемых зданий и наружных установок по взрывоопасности согласно ПУЭ 6-изд., ГОСТ 30852.9-2002 [9], №123-ФЗ, ст. 19 от 22.07.2008 и надежности молниезащиты по СТО Газпром 2-1.11-170-2007 [32], представлена в таблице 7.

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

Таблица 7 - Классификация проектируемых зданий и наружных установок по взрывоопасности

Наименование сооружения	Класс взрывоопасной зоны	Категория и надежность молниезащиты	Способ выполнения молниезащиты	Высота (отметка верха) защищаемого сооружения, м
1	2	3	4	5
Блок технологический АГРС НП	В-1а	II категория защиты от ПУМ составляет 0,99	Молниезащита обеспечивается проектируемым молниетотводом, а также надежным заземлением металлоконструкций корпусов электрооборудования	6,15
Продувочные сбросные свечи технологического блока АГРС НП	В-1а	II категория защиты от ПУМ составляет 0,99	Молниезащита обеспечивается проектируемым молниетотводом, а также надежным заземлением металлоконструкций	6,15

			ций корпусов электрооборудов ания	
--	--	--	---	--

3.8 Сведения о типе, классе проводов и осветительной арматуры, которые подлежат применению при техническом перевооружении объекта

Распределительные сети 0,4/0,22 в технологическом блоке АГРС НП выполнены кабелями ВВГнг(А)-LS с пониженным дымовыделением (по документации завода изготовителя). Питающая сеть 0,4кВ выполнена кабелем АВБбШв-4х25мм².

Осветительная арматура внутри блока запроектирована светодиодными светильниками.

3.9 Сведения об источниках теплоснабжения, параметрах теплоносителей систем отопления и вентиляции

В качестве источника теплоснабжения в здании заводского изготовления – технологический блок АГРС НП (поз.1 по ГП), заводом-изготовителем ОАО «Томский электромеханический завод им. В.В. Вахрушева» предусмотрены:

- основной источник теплоснабжения – геотермальные тепловые насосы ЕСО 63Н2 и ЕСО 42Н2, производства ООО «Экоклимат»;
- резервный источник теплоснабжения - водогрейный газовый котел ИШМА-100 УЭ, производства ООО «БорКотлоМаш».

Данное оборудование входит в заводскую поставку и размещается в отдельном отсеке подготовки теплоносителя в технологическом блоке АГРС НП.

Источник теплоснабжения АГРС НП по надежности отпуска тепла согласно СП 89.13330.2016 [18], соответствует I категории. Потребители тепла по надежности теплоснабжения соответствуют I категории.

									Лист
									50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технологическая часть				

Теплоноситель – незамерзающая жидкость на основе этиленгликоля (рассол), разрешенная к применению на объектах ПАО «Газпром» (поставляется в комплекте).

Основной вид топлива – отсутствует, в связи с тем, что геотермальные тепловые насосы преобразовывают низкопотенциальное тепло земли в высокотемпературное тепло.

Резервный вид топлива – природный газ по ГОСТ 5542-2014.

Технические характеристики геотермальных тепловых насосов приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики геотермальных тепловых насосов

Наименование характеристики	Наименование геотермального теплового насоса	
	ЕСО 42Н2	ЕСО 63Н2
Тепловая мощность, кВт	41,28	63
Электрическая мощность потребления, кВт	8,4	10,10
Коэффициент теплопроизводительности	4,1	4,14
Номинальное напряжение	3 x 380, 50 Гц	
Макс. Рабочий ток, компрессор, А _{ср}	25	29,8
Класс степени защиты IP	IP 21	
Тип компрессора	Спиральный, герметичный	
Количество компрессоров	2	
Тип хладагента	410С	
Тип теплообменника	Пластичный медопаянный высокоэффективный, V4A, AISI 316, 1,4401	

Объем испарителя, дм ³	5,6	6,2
Макс./мин. Температура подаваемого рассола из теплового насоса °С	Минус 5/15 или 8/15	
Макс./мин. Температура отводимого рассола из теплового насоса °С	Минус 8/12 или 4/12	
Максимальное давление в системе рассол, МПа	0,3	
Объем конденсатора, дм ³	5	
Максимальное давление в системе теплоносителя в контуре потребителя, МПа	0,4	
Макс./мин. температура (подача) в контуре потребителя °С	25/70	
Макс./мин. температура (возврат) в контуре потребителя °С	15/60	
Габаритные размеры, мм	640x640x1750	
Вес, кг	390	425

Технические характеристики газового котла приведены в таблице 9.
Таблица 9 – Технические характеристики котла газового ИШМА-100 УЭ

Наименование характеристики	Значение
Номинальная тепловая мощность, кВт	108,8
КПД, %	91
Расход природного газа, м ³ /ч	10,6
Рабочее давление теплоносителя в котле, МПа	0,3
Параметры теплоносителя в подающем/обратном трубопроводе, °С	95/70

Минимальное разряжение за котлом, Па	6
Максимальное разряжение за котлом, Па	25
Температура уходящих газов, °С	145
Габаритные размеры, мм	1060x719x1081
Диаметр газохода, мм	220
Масса, кг	356

Параметры теплоносителя в зависимости от источника теплоснабжения приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Параметры теплоносителя в контуре потребителя

Наименование характеристики	Наименование источника теплоснабжения	
	Геотермальные тепловые насосы	Газовый котел
Давление в подающей магистрали, МПа	0,25	
Давление в обратной магистрали, МПа	0,2	
Температура в подающей магистрали, °С	70	95
Температура в обратной магистрали, °С	60	90

Геотермальные насосы и газовый котел обвязаны в единую тепловую схему. В тепловой схеме, кроме основного оборудования, имеется вспомогательное оборудование: буферные емкости, расширительный бак, циркуляционные насосы системы отопления и системы подогрева природного газа, коллектор внешнего контура, грунтовый теплообменник, запорную и

предохранительную арматуру.

Геотермальные тепловые насосы обеспечивает покрытие тепловой нагрузки на отопление технологического АГРС НП и подогрев природного газа с использованием низкопотенциального тепла грунта. Грунтовый теплообменник, состоящий из 22 геотермальных зондов, осуществляет доставку этого низкопотенциального тепла к тепловому насосу, который производит трансформацию ее в энергию; передаваемую теплоносителю в систему отопления технологического блока АГРС НП и на нужды подогрева природного газа. Грунтовый теплообменник располагается снаружи технологического блока АГРС НП, на территории минерализованной полосы площадки АГРС НП.

Зонд представляет собой U-образную петлю полимерного трубопровода в одной скважине глубиной 100 м. Все промежутки между трубами и грунтом заполняются материалом с повышенной теплопроводностью (бетонитом). Шаг установки зондов составляет 4 м.

Принцип работы теплового насоса: охлажденный теплоноситель, проходя по внешнему трубопроводу, нагревается на несколько градусов. Внутри теплового насоса теплоноситель, проходя через теплообменник (испаритель), отдает собранное из окружающей среды тепло во внутренний контур теплового насоса. Внутренний контур теплового насоса заполнен хладагентом, который переходит в газообразное

состояние при низком давлении и температуре (5°C). Из испарителя газообразный хладагент попадает в компрессор, где он сжимается до высокого давления и высокой температуры. Далее горячий газ поступает во второй теплообменник - конденсатор. В конденсаторе происходит теплообмен между горячим газом и теплоносителем из обратного трубопровода системы отопления технологического блока АГРС НП и системы подогрева природного газа. Хладагент отдает свое тепло, охлаждается и снова переходит в жидкое состояние, а нагретый теплоноситель поступает к отопительным приборам и на подогреватель природного газа. При прохождении хладагента

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

через редукционный клапан давление понижается, хладагент попадает в испаритель, и цикл повторяется снова.

В случае аварийной ситуации при выходе из строя тепловых насосов автоматически включается газовый водогрейный котел. Газовый водогрейный котел оборудован предохранительным клапаном. Высота дымовой трубы составляет 6 м, диаметр дымовой трубы DN200 поставляются комплектно с технологическим блоком АГРС НП.

Опорожнение теплоносителя из систем отопления и подогрева природного газа предусмотрено в переносную емкость.

3.10 Обоснование решений по отоплению АГРС НП

В качестве нагревательных приборов в помещениях технологического блока АГРС НП используются алюминиевые секционные радиаторы. Количество отопительных приборов в каждом помещении определено из расчета поддержания нормируемой температуры воздуха внутри помещений в соответствии с СанПиН 2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату в производственных помещениях» [40].

Система отопления АГРС НП - двухтрубная с верхней разводкой. Приборы отопления подключены к контуру теплоснабжения. В качестве приборов отопления приняты панельные радиаторы типа «RIFAR АХуЦ 500» ЗАО «РИФАР» (Россия).

На подводках к отопительным приборам установлен клапаны регулирующие и запорный кран шаровой. Трубопроводы системы отопления приняты из стальных водогазопроводных труб по ГОСТ 3262-75[12]. Трубопроводы в системе подогрева природного газа приняты из стальных электросварных труб ГОСТ 10704-91.

Удаление воздуха из систем отопления и теплоснабжения осуществляется автоматическими воздухоотводчиками. Опорожнение систем предусмотрено шаровыми кранами, установленными в низших точках системы.

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

Арматура и трубопроводы систем отопления и системе подогрева природного газа, окрашены эмалью МЛ-165 ГОСТ 12034-77 в два слоя по грунтовке ГФ-021 ГОСТ 25129-82 в один слой. Перед нанесением антикоррозионного покрытия трубопроводы обезжириваются, очищаются от ржавчины и окалины до степени 2 и обеспыливаются по ГОСТ 9.402-2004.

Арматура и трубопроводы системы теплоснабжения и узла обвязки теплового насоса и котла в отсеке подготовки теплоносителя покрываются тепловой изоляцией из вспененного каучука марки К-ФХОБ ST с покрытием АЛУ ТУ 2535-001-75218277-06 толщиной теплоизоляционного слоя 20 мм.

Заводом-изготовителем предусмотрен переносной электрический отопительный прибор для доведения температуры внутреннего воздуха в местах производства ремонтных работ до плюс 16 °С в холодный период года.

3.11 Обоснование решений по вентиляции АГРС НП

Для обеспечения допустимых санитарно-гигиенических условий в обслуживаемой или рабочей зоне в помещениях АГРС НП предусмотрены приточно-вытяжные вентиляционные системы с механическим и естественным побуждением.

Вентиляция и параметры внутреннего воздуха помещений предусмотрены из условия обеспечения установленных санитарными и технологическими нормами метрологических условий и чистоты воздуха в помещениях по ГОСТ 12.1.005-84, СП 60.13330.2016 [17].

Сведения о содержании вредных веществ в воздухе приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Содержание вредных веществ в воздухе

Загрязняющие вещества	ПДК, мг/м ³	Допустимая концентрация в приточном воздухе С _{пр} , мг/м ³ (30% ПДК)	Фоновые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, мг/м ³
Оксид углерода	20,0	6,0	1,8

Взвешенные вещества	4,0	1,2	0,14
Диоксид азота	2,0	0,6	0,056
Диоксид серы	10,0	3,0	0,011
Сероводород	5,0	1,5	0,004

Отсек технологический

В помещении технологического отсека с производственным процессом категории А с периодическим кратковременным пребыванием людей предусмотрена приточно-вытяжная вентиляция с естественным побуждением в объеме трехкратного воздухообмена.

Кроме того, предусматривается аварийная механическая вытяжная вентиляция из верхней зоны, в объеме восьмикратного воздухообмена в час по внутреннему объему помещения. Включение вентиляционной системы в помещении технологического отсека предусматривается от газоанализаторов, при концентрации горючих веществ в воздухе обслуживаемого помещения, превышающих 10% НКПР газовой смеси, и от кнопки, установленной перед входной дверью за 10 минут до входа обслуживающего персонала в помещение.

Отсек подготовки теплоносителя

В помещении подготовки теплоносителя предусмотрена естественная вытяжная вентиляция, рассчитанная на 3-х кратный воздухообмен, через дефлектор. Приток наружного воздуха предусмотрен через клапан вентиляционный утепленный с ручным приводом в объеме восполнения расхода вытяжной вентиляции и необходимого количества воздуха, для устойчивого горения газа.

Отсек управления, хозяйственный отсек

В отсеках управления и в хозяйственном отсеке предусмотрена общеобменная приточно-вытяжная естественная вентиляция, рассчитанная на

					Технологическая часть	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

однократный воздухообмен.

Отсек одоризации

Вентиляция отсека одоризации выполнена постоянно действующей общеобменной приточно-вытяжной естественной в объеме десятикратного воздухообмена.

Приток воздуха - через жалюзийную решетку в нижней зоне стены.
Вытяжка воздуха - через жалюзийную решетку в верхней зоне стены.

3.12 Описание технических решений, обеспечивающих надежность работы систем в экстремальных условиях

В помещении технологического отсека с производственным процессом категории А с периодическим кратковременным пребыванием людей предусматривается аварийная механическая вытяжная вентиляция из верхней зоны, в объеме восьмикратного воздухообмена в час по внутреннему объему помещения.

Включение вентиляционной системы помещения технологического отсека предусматривается от газоанализаторов, при концентрации горючих веществ в воздухе обслуживаемого помещения, превышающих 10% НКПР газовой смеси, и от кнопки, установленной перед входной дверью за 10 минут до входа обслуживающего персонала в помещение.

При пожаре все системы вентиляции отключаются автоматически, а также вручную по месту их установки и со щитов управления.

3.13 Описание систем автоматизации и диспетчеризации процесса регулирования отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха

Системы отопления и вентиляции интегрированы в САУ ГРС. САУ ГРС осуществляет:

- сигнализацию отклонения температуры воздуха в технологическом отсеке и отсеке управления;
- сигнализацию включения аварийно-вытяжной вентиляции в технологическом отсеке;

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

– управление аварийно-вытяжной вентиляцией в технологическом отсеке.

Управление системой отопления производится в автоматическом режиме контроллером, входящим в комплект теплового насоса. Разработанный производителями алгоритм работы теплового узла на базе теплового насоса позволяет автоматически поддерживать заданные параметры внутренней системы круглый год наиболее экономичным способом. Внутри теплового насоса предусмотрена система WM НРС, обеспечивающая учёт, контроль и регистрацию параметров теплоносителя, режимов работы тепловых насосов и затраченной электроэнергии.

Система WM НРС оборудована панелью оператора на лицевой части насоса, где можно видеть и контролировать параметры системы оповещения, температурные установки и др., а также имеется web-интерфейс, который позволяет контролировать различные параметры установки через локальную сеть и интернет.

3.14 Перечень мероприятий по обеспечению эффективности работы систем вентиляции в аварийной ситуации

Включение аварийной вытяжной вентиляции, обслуживающей помещение категории А производится от газоанализаторов, при концентрации горючих веществ в воздухе помещения, превышающих 10% НКПР газозвушной смеси и от кнопки, установленной перед входной дверью, за 10 минут до входа обслуживающего персонала в помещение.

Предусматривается автоматическое отключение во время пожара всех систем вентиляции с механическим побуждением.

Исполнение вентиляционного оборудования по искро- и взрывозащите соответствует характеру перемещаемой и окружающей среды. Вентиляционное оборудование вытяжной системы, обслуживающее помещение категории «А» в АГРС НП предусмотрено во взрывозащищенном исполнении.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Температура теплоносителя системы отопления и теплоснабжения в технологическом отсеке АГРС НП не превышает температуру самовоспламенения веществ, имеющихся в отсеках.

Все оборудование, трубопроводы системы отопления и теплоснабжения заземляются в соответствии с требованиями ПУЭ.

3.15 Сведения о типе и количестве установок, потребляющих топливо

Источником газоснабжения на собственные нужды является выходной газопровод, расположенный в технологическом отсеке АГРС НП. Топливный газ для водогрейного газового котла подается через узел редуцирования газа с давления 0,6 МПа до 0,003 МПа.

Ввод газопровода осуществляется непосредственно в помещение, где установлено газоиспользующее оборудование (отсек подготовки теплоносителя) в соответствии с требованиями п.5.1.6 СП 62.13330.2011 [25].

Газовый водогрейный котел ИШМА-100 УЭ имеет тепловую мощность 108,8 кВт, максимальным расходом природного газа 10,6 м³/ч. Котел поставляется в комплекте с газовой горелкой и автоматикой безопасности.

Котел напольный газовый со стальным теплообменником с закрытой камерой сгорания.

3.16 Описание технических решений по обеспечению учета и контроля расхода газа и вырабатываемой тепловой энергии

Узел подготовки природного газа на собственные нужды, расположенный в технологическом отсеке АГРС НП, состоит:

- узел редуцирования газа;
- узел замера расхода газа;
- предохранительной арматуры.

Узел редуцирования состоит из двух одинаковых ниток редуцирования (основной и резервной), каждая из которой рассчитана на 100% пропускную способность. Нитки редуцирования выполнены по одинаковой схеме: входной ручной кран, регулятор давления (РД7.1, РД7.2) типа РДУ-32/С1-4-1,2 в

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

комплекте с клапаном-отсекателем (КО7.1, КО7.2) и предохранительный клапан (ПСК7), выходной ручной кран. При нормальном режиме работы одна из ниток редуцирования находится в работе, вторая – в резерве. Клапаны-отсекатели выполняют функцию дополнительной защиты выходного трубопровода узла редуцирования от недопустимого повышения давления (первая ступень – регулятор давления, вторая – предохранительный клапан, третья – клапан-отсекатель).

После узла редуцирования газ поступает в узел замера расхода газа. Узел замера расхода газа на собственные нужды состоит из одной замерной нитки и нитки байпаса. Замерная нитка построена по схеме: входной ручной кран, счетчик газа (СГ7), выходной ручной кран.

В качестве замерного устройства в замерной нитке используется счетчик газа «Гранд-16ТК». Для возможности проведения поверки счетчика предусмотрены краны до и после счетчика и на байпасах. Установка счетчика предусмотрена на высоте 1,5 м от уровня пола помещения п.6.47 СП 42-101-2003 [23].

3.17 Описание и обоснование применяемых систем автоматического регулирования и контроля тепловых процессов

В отсеке подготовки теплоносителя газовый водогрейный котел ИШМА-100 УЭ оборудован автоматикой безопасности, автоматическим регулированием и контролем технологического процесса.

В соответствии с требованиями СП 89.13330.2016 [18], автоматическая подача газа к котлу прекращается в следующих случаях:

- погасание факела горелки;
- отклонение давления газа перед горелками за допустимые пределы области устойчивой работы;
- уменьшения разрежения в топке.

Предусмотрено автоматическое регулирование температуры теплоносителя для нужд отопления и вентиляции в зависимости от наружной

					Технологическая часть	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

температуры воздуха. На котел установлена электроуправляемая система автоматики безопасности САБК - МЭ, состоящая из блока газового с датчиком температуры, блока силового, блока управления, запальной горелки, датчика тяги, импульсных трубок, трубки запальника. На входе в блок автоматики установлен фильтр.

Датчики термометра и температуры установлены в верхней части водяной полости теплообменника котла, датчик тяги – в контрольном отверстии дымоотводящего коллектора котла.

3.18 Функционирования объектов систем газоснабжения, в том числе описание и обоснование проектируемых инженерных систем по контролю и предупреждению возникновения потенциальных аварий, систем оповещения и связи

Для надежной эксплуатации и предотвращения аварий узел редуцирования газа на собственные нужды оборудован:

- входным ручным краном,
- регулятором давления (РД7.1, РД7.2) типа РДУ-32/С1-4-1,2 в комплекте с клапаном-отсекателем (КО7.1, КО7.2);
- предохранительным клапаном (ПСК7) типа ПСК-25П-Н;
- контрольно-измерительными приборами для измерения давления газа на входе и выходе;
- продувочными свечами.

Фильтр газа оборудован манометрами контроля перепада давления.

Для безопасного эксплуатирования системы газоснабжения на входном газопроводе внутри отсека подготовки теплоносителя предусмотрена установка арматуры по ходу газа:

- термочувствительный запорный клапан типа КТЗ-25;
- быстродействующий электромагнитный клапан типа ВН 1Н-02;
- отключающая арматура у котла.

Термочувствительный запорный клапан и быстродействующий электромагнитный клапан срабатывают на закрытие при возникновении

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

аварийных ситуаций.

Помещение отсека подготовки теплоносителя оборудовано датчиками-газоанализаторами по содержанию метана в воздухе помещения и окиси углерода.

Термозапорный клапан автоматически перекрывает газовую магистраль при достижении температуры среды в помещении при пожаре 100⁰С. Отсечной электромагнитный клапан заблокирован с датчиками-газоанализаторами, срабатывающими при образовании в воздухе рабочей зоны концентрации окиси углерода СО, превышающих ПДК=20 мг/м³, а также концентраций горючих веществ, превышающих 10% концентрационного предела распространения пламени газо-, паро-, пылевоздушной смеси.

Электроуправляемая автоматика котла имеет несколько степеней защиты при аварийных ситуациях:

- при погасании пламени на запальной горелке;
- при перегреве теплоносителя выше 95⁰С,
- при нарушении тяги.

3.19 Конструктивная характеристика труб и соединительных деталей

Категория трубопроводов в пределах территории АГРС НП принята в соответствии с СП 36.13330.2012 [14], с коэффициентом условий работы 0,6.

Для обеспечения надежной и безопасной работы трубопроводы, оборудование и арматура АГРС НП должны быть выбраны на максимальное рабочее давление в подводящем газопроводе-отводе.

Выбор труб и соединительных деталей для выполнения технического перевооружения на АГРС НП выполнен в соответствии с СТО Газпром 2-2.1-131-2007

«Инструкция по применению стальных труб на объектах ОАО «Газпром», с учетом температуры эксплуатации.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Диаметры трубопроводов должны быть определены на основании гидравлических расчетов из условий допустимых скоростей в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-051-2006 [29]. Скорость газа в трубопроводах ГРС не должна превышать 25 м/с.

Толщины стенок труб магистрального газопровода ($P=5,4$ МПа) определены расчетом на рабочее давление с учетом коэффициентов условий работы, надежности по материалу, надежности по нагрузке, по грунту на основании рекомендаций СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [14].

Ударная вязкость металла для труб и соединительных деталей, находящихся под рабочим давлением, принимается в соответствии с таблицей в СП 36.13330.2012 [14].

Расчет толщины стенок труб трубопроводов газораспределения ($P=0,6$ МПа) определены согласно раздела 5, п.5.86 СП 42-102-2004 «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб» [24].

Поставка труб заводом-изготовителем производится с обязательным выполнением следующих требований:

- трубы должны поставляться с гарантией по химическому составу и механическим свойствам;
- величины давлений гидроиспытаний труб на заводах-изготовителях должны быть определены в соответствии с СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [14].

В соответствии с вышеизложенным, для технического перевооружения линейной части газопровода приняты следующие трубы:

- труба стальная горячедеформированная $\text{Ø}219 \times 8$ -09Г2С по ТУ 14-3Р-1128-2007 без изоляции, производства ОАО «Первоуральский новотрубный завод»;
- - трубы стальные бесшовные хладостойкие $\text{Ø}159 \times 6$, $\text{Ø}108 \times 6$, $\text{Ø}89 \times 5$, $\text{Ø}57 \times 5$ из стали 09Г2С по ТУ 14-3Р-1128-2007 без изоляции,

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

производства ОАО «Синарский трубный завод».

Соединительные детали должны быть изготовлены, испытаны и термообработаны в заводских условиях в соответствии СП 36.13330.2012, СП 86.13330.2014.

Все соединительные детали должны отвечать требованиям СТО Газпром 2-4.1-273-2008 [42].

В объекте применены следующие соединительные детали [43]:

- тройник по ГОСТ 17376-2001;
- отводы крутоизогнутые по ГОСТ 17376-2001;
- переходы по ГОСТ 17378-2001;
- заглушки по ГОСТ 17379-2001.

Выбор арматуры выполняется с учетом максимального рабочего давления, максимальных и минимальных температур, которые принимает арматура в процессе эксплуатации.

Запорная арматура, предназначенная для эксплуатации на газопроводах, по герметичности затвора соответствует требованиям класса «А» по ГОСТ Р 54808-2011. Седла запорной арматуры, уплотняющие прокладки, сальники и другие материалы, чувствительные к температуре, рассчитаны на работу в диапазоне температур от минус 40⁰ С до плюс 50⁰ С.

Вся арматура, поставляемая на АГРС НП для монтажа должна соответствовать описанию, приведенному в заказе на поставку, в котором указано следующее: количество, тип арматуры, класс давления, условный проход, форма, виды присоединений, требования к работе от ручного или автоматического привода, специфические требования.

В качестве основной запорной арматуры кранового узла принят равнопроходной шаровый кран для подземной установки с концами под приварку, с пневмогидроприводом (герметичность затвора – А) DN150, PN 80-условное обозначение 11лсб60пбм производства «Тяжпромарматура».

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

3.20 Антикоррозионное покрытие трубопроводов

Для пассивной защиты от коррозии подземных трубопроводов, соединительных деталей, сварных стыков в подземной части и надземных участков на высоте 15 см от поверхности земли должно быть применено защитное покрытие усиленного типа в соответствии с «Реестром изоляционных материалов, в том числе нанесенных в заводских условиях на трубы (соединительные детали), технические условия которых соответствуют техническим требованиям ПАО «Газпром».

Поверхности надземных трубопроводов и оборудования должны быть защищены от атмосферной коррозии лакокрасочным покрытием, включенным в «Реестр систем покрытий и лакокрасочных материалов для противокоррозионной защиты надземных металлоконструкций, технологического оборудования и строительных сооружений». Все надземные газопроводы на территории АГРС НП и в технологическом блоке, включая импульсные трубки, должны быть электрически изолированы от опор.

Антикоррозионная изоляция газопровода - отвода к АГРС НП (P=5,4 МПа) и СТД принята усиленного типа согласно ГОСТ Р 51164-98, ВСН 008-88, СТО Газпром 2-3.5-051-2006 [29]:

- подземные фасонные детали, трубопроводная арматура Ду200, Ду150, Ду100 и подземные трубопроводы Ду200, Ду150, Ду100- грунтовка полимерно-битумная "Транскор-Газ", материала рулонного мастичного армированного РАМ и ленты полимерно-битумной "ДОНРАД-ГАЗ";
- надземная поверхность корпуса крана, газопровода покрываются эмалью "СпецПротект 110" в два слоя по грунтовке "Армокот 01", согласно «Эксплуатационных требований к оформлению и содержанию производственных объектов. Линейная часть магистральных газопроводов. Альбом 1. Площадочные объекты».

Антикоррозионную защиту подземных участков стального защитного футляра от коррозии провести в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-2005* "весьма усиленную".

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

Надземные участки стального газопровода высокого давления II категории (P=0,6 МПа) окрасить масляной эмалью "СпецПротект 110" по ТУ 2313-024-81433175-2014 за 2 раза на 2 слоя грунтовки «Армокот 01» по ТУ 2312-009-23354769-2008.

Опознавательную окраску надземного газопровода выполнить в соответствии с ГОСТ 14202-69.

Качество изоляционных покрытий должно соответствовать ГОСТ Р 51164-98. Контроль качества изоляционных покрытий осуществлять в соответствии с ГОСТ Р 51164-98, СП 86.13330.2014, ВСН 012-88.

3.21 Испытание трубопроводов ГРС

Все трубопроводы на территории АГРС НП должны подвергаться очистке полости, гидравлическим испытаниям на прочность и герметичность с последующей осушкой полости трубопроводов. На период проведения по очистке и испытанию газопроводов устанавливается охранная зона, которую обозначают соответствующими знаками, определяют места и условия безопасного пребывания лиц, занятых в работах. Размер охранной зоны для газопроводов Ду100 мм и P=5,4 МПа составляет 100 м в обе стороны от оси газопровода и 600 м в направлении возможного отрыва заглушки от торца газопровода, согласно СТО Газпром 2-3.5-354-2009 [31].

Перед началом испытаний необходимо завершить полный монтаж:

- основного и вспомогательного оборудования;
- основных и вспомогательных трубопроводов с арматурой;
- выполнить мероприятия, обеспечивающие проведение испытаний;
- произвести 100 % контроль сварных стыков (в том числе дублирующий контроль отдельных видов стыков);
- ревизия оборудования и запорной арматуры;
- установка необходимых заглушек;
- установка необходимых контрольно-измерительных приборов. В состав работ по испытанию входят:
- подготовка к испытанию;

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

- заполнение трубопроводов и оборудования водой;
- ступенчатый подъем давления до испытательного и выдержка в течении 24 часов;
- сброс давления до рабочего и проверка на герметичность в течении 12 часов;
- удаление воды из системы и осушка. Осушку трубопроводов ГРС после гидроиспытаний предусмотреть нагретым воздухом.

Осушка выполняется сухим сжатым воздухом до достиганием температуры точки росы (ТТР) на выходе осушаемого трубопровода минус 20⁰С.

С целью предотвращения образования взрывоопасной газозвушной смеси при заполнении трубопроводов газом следует до подачи газа заполнить его азотом до избыточного давления 0,02 МПа, с концентрацией не менее 98%, ТТР минус 20⁰С.

Удаление воды производится самотеком из нижних точек и вытеснением сжатым воздухом.

Участки магистральных и технологических газопроводов ГРС (все трубопроводы категории В) испытываются на прочность и проверку на герметичность в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-3.5-354-2009 «Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях» [31]. Величина давления испытания $P_{исп}$ для газопроводов на прочность принята равной $1,25 P_{раб.} = 6,75$ МПа; на герметичность - равной рабочему давлению $P_{исп.} = 5,4$ МПа.

Газопровод высокого давления II категории, проходящий от ограждения площадки АГРС НП до точки подключения к существующему газопроводу высокого давления II категории ООО "Газпром распределение Томск", подвергаются испытанию на герметичность воздухом давлением $P_{исп}=1,25 P_{раб}=0,75$ МПа продолжительностью 24 часа, согласно требованиями СП 62.13330.2011 [25]. Герметичность разъемных соединений проверяют мыльной эмульсией.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

3.22 Организация безопасного проведения технического перевооружения

Все работы, связанные с присоединением вновь смонтируемых участков газопроводов к существующим, относятся к газоопасным.

Все газоопасные работы в зоне производства работ производить по нарядам- допускам по форме ВРД 39-1.10-069-2002. Все огневые работы в зоне производства работ проводить по нарядам-допускам в соответствии с положениями СТО ГТТ 0113-173-2011 Дополнение ООО «Газпром трансгаз Томск» к СТО Газпром 14-2005 «Типовой инструкции по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром».

До начала производства работ на объекте строительно-монтажная организация должна:

- согласовать проект производства работ с Производственным отделом по эксплуатации ГРС и с Томским ЛПУМГ;

Оформить акт допуск (согласно СП 49.13330.2010, СТО ГТТ 0113-070-2014), согласованный с эксплуатирующими организациями, дающий право на производство строительно-монтажных работ на территории действующих коммуникаций, все работы выполнить при наличии наряда-допуска и в присутствии представителей заинтересованных организаций;

- назначить приказом ответственных лиц из числа ИТР за проведением экологического контроля и учета объемов вредных воздействий на окружающую среду, образования и размещения отходов;

- согласовать порядок и сроки проведения работ с органами по санитарному и природному надзору и получить разрешение на производство работ;

- освободить газопровод от газа через свечу до давления 100 Па, обеспечивающего безопасное проведение работ. Продувочные свечи после отключения газопровода должны оставаться в открытом положении.

В процессе проведения технического перевооружения производить

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

операционный и приемочный контроль подрядчика в соответствии с требованиями ВСН 012-88.

Входной контроль материалов и оборудования проводить в соответствии с СТО ГТТ 0700-102-2012 «Входной контроль материально-технических ресурсов (МТР) в ООО «Газпром трансгаз Томск».

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70

4. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

4.1 Расчет толщины стенки газопровода диаметром 219x8 мм для применения на участке газопровода

В данном расчете производится определение минимальной толщины стенки труб Ду200 по объекту АГРС Нового поколения

Исходные данные:

Наружный диаметр трубопровода $D_n=219$ мм;

Толщина стенки трубопровода 8 мм;

Категория магистрального газопровода – С

Завод изготовитель трубопровода – ОАО «Первоуральский новотрубный завод» по ТУ 14-3-1128-2007;

Рабочее давление $P_{\text{раб}}=5,4$ МПа;

$k_1 = 1$ коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по СП 36.13330.2012 [14].

$k_2 = 1,34$ коэффициент надежности по материалу трубопровода, принимаемый по СП 36.13330.2012 [14].

$M= 0,6$ – коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность, принимаемый по СП 36.13330.2012 [14];

$n = 1,10$ – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по СП 36.13330.2012 [14].

$T_э=10^{\circ}\text{C}$ - температура эксплуатации трубопровода;

$T_m=-20^{\circ}\text{C}$ - температура фиксации расчетной схемы;

$R_1^H = \sigma_{\text{вр}} = 510$ МПа ($51/ \text{кгс/мм}^2$) – нормативное сопротивление растяжению металла трубы;

					Разработка комплекса мероприятий по техническому перевооружению газораспределительной станции на примере объекта Томского линейного производственного управления магистральных газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Насекин Е.И.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					71	127
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						
						НИ ТПУ гр.2БМ91		

$R_2^H = \sigma_{пр} = 340 \text{ МПа}$ (34/ кгс/мм²) – нормативное сопротивление сжатию металла трубы;

$\delta_5=33 \%$ - относительное удлинение при разрыве;

$K_1 = 1,34$ коэффициент надежности по материалу, принимаемый по СП 36.13330.2012

Расчет толщины стенки газопровода

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 (МПа) следует определять по формулам:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, R_2 = \frac{R_2^H \cdot m}{k_2 \cdot k_H},$$

Где R_1^H - нормативное сопротивление растяжению металла трубы, Мпа;

Где R_2^H - нормативное сопротивление сжатию металла трубы, Мпа;

$M= 0,6$ – коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность;

K_1, k_2 – коэффициенты надежности по материалу;

K_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений R_1^H и R_2^H следует принимать равным соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести принимаемым по государственным стандартам и техническим условиям на трубы.

$$R_1^H = \sigma_{вр} = 510 \text{ МПа},$$

$$R_2^H = \sigma_{пр} = 340 \text{ МПа},$$

$$R_1 = \frac{510 \cdot 0,6}{1,34 \cdot 1,0} = 228,36 \text{ МПа},$$

$$R_2 = \frac{340 \cdot 0,6}{1,34 \cdot 1,0} = 152,25 \text{ МПа}.$$

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

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + p \cdot n)},$$

					Расчетная часть	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 \cdot \Psi_1 + p \cdot n)}$$

Где n - коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе;

P – рабочее (нормативное) давление, МПа;

D_H – наружный диаметр трубы, м;

Ψ_1 - коэффициент, учитывающий двухосное напряжение состояние труб.

Определим минимально необходимую толщину стенки трубопровода по формуле

$$\delta = \frac{1,10 \cdot 5,4 \cdot 0,219}{2 \cdot (228,36 + 1,10 \cdot 5,4)} = 0,0028\text{м} = 2,80 \text{ мм.}$$

Толщину стенки труб, определенную по формулам, следует принимать не менее $1/100 D_H$ и не менее 3 мм – для труб условным диаметром до 200 мм.

$$\delta \geq \frac{D_H}{100}$$

$$8\text{мм} > \frac{219}{100} = 2,80 \text{ мм.}$$

Следовательно оба условия выполняются.

Внутренний диаметр трубопровода равен:

$$D_{\text{вн}} = D_H - 2\delta,$$

$$D_{\text{вн}} = D_H - 2\delta = 219 - 2 \cdot 8 = 203\text{мм.}$$

При этом толщина стенки должна удовлетворять условию, чтобы величина давления p_u , была бы не менее величины рабочего (нормативного) давления.

Каждая труба должна проходить на заводах – изготовителях испытания гидростатическим давлением p_u МПа, в течении не менее 20 с, величина которого должна быть не ниже давления, вызывающее в стенах труб кольцевое напряжение, равное 95% нормативного предела текучести.

					Расчетная часть	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При величине испытательного давления, на заводе изготовителе менее требуемой должна быть гарантирована возможность доведения гидравлического испытания при строительстве до давления, вызывающее напряжение, равное 95% нормативного предела текучести.

Величина p_u на заводе изготовителе для всех типов труб должна определяться по величине нормативного предела текучести по формуле:

$$p_u = \frac{2 \cdot \delta_{\text{мин}} \cdot R}{D_{\text{вн}}},$$

Где $\delta_{\text{мин}}$ – минимальная толщина стенки, м;

R – расчетное значение напряжения, принимаемое равным 95% R_2^H , МПа;

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубы, м.

Вывод: Минимальную толщину стенки труб с наружным диаметром 219 мм принимается равной 8 мм.

$$p_u = \frac{2 \cdot 0,008 \cdot 0,95 \cdot 340}{0,203} = 25,46 \text{ МПа},$$

Таким образом, $p_u = 25,46 \text{ МПа} > p = 5,4 \text{ МПа}$ – условие выполняется.

4.2 Расчет толщины стенки газопровода диаметром 108х6 мм для применения на участке газопровода

В данном расчете рассмотрен подземный участок трубопровода со следующими параметрами

Исходные данные:

Наружный диаметр трубопровода $D_n=108$ мм;

Толщина стенки трубопровода 6 мм;

Категория магистрального газопровода – В

Завод изготовитель трубопровода – ОАО «Первоуральский новотрубный завод» по ТУ 14-3-1128-2007;

Рабочее давление $P_{\text{раб}}=5,4$ МПа;

$K_1 = 1$ коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по СП 36.13330.2012 [14].

					Расчетная часть	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$K_2 = 1,34$ коэффициент надежности по материалу трубопровода, принимаемый по СП 36.13330.2012

$M = 0,6$ – коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность, принимаемый по СП 36.13330.2012;

$N = 1,10$ – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по СП 36.13330.2012 [14].

$T_3 = 10^\circ\text{C}$ - температура эксплуатации трубопровода;

$T_m = -20^\circ\text{C}$ - температура фиксации расчетной схемы;

$R_1^H = \sigma_{вр} = 520 \text{ МПа}$ ($52/ \text{ кгс/мм}^2$) – нормативное сопротивление растяжению металла трубы;

$R_2^H = \sigma_{пр} = 405 \text{ МПа}$ ($34/ \text{ кгс/мм}^2$) – нормативное сопротивление сжатию металла трубы;

$\delta_5 = 34 \%$ - относительное удлинение при разрыве;

$K_1 = 1,34$ коэффициент надежности по материалу, принимаемый по СП 36.13330.2012 [14].

Расчет толщины стенки газопровода

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 (МПа) следует определять по формулам:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, R_2 = \frac{R_2^H \cdot m}{k_2 \cdot k_H},$$

Где R_1^H - нормативное сопротивление растяжению металла трубы, Мпа;

Где R_2^H - нормативное сопротивление сжатию металла трубы, Мпа;

$M = 0,6$ – коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность;

K_1, k_2 – коэффициенты надежности по материалу;

K_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений R_1^H и R_2^H следует принимать равным соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести

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

принимаемым по государственным стандартам и техническим условиям на трубы.

$$R_1^H = \sigma_{вр} = 520 \text{ МПа},$$

$$R_2^H = \sigma_{пр} = 405 \text{ МПа},$$

$$R_1 = \frac{520 \cdot 0,6}{1,34 \cdot 1,0} = 232,84 \text{ МПа},$$

$$R_1 = \frac{405 \cdot 0,6}{1,34 \cdot 1,0} = 181,34 \text{ МПа}.$$

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

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + p \cdot n)},$$

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 \cdot \Psi_1 + p \cdot n)},$$

Где n - коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе;

P – рабочее (нормативное) давление, МПа;

D_H – наружный диаметр трубы, м;

Ψ_1 - коэффициент, учитывающий двухосное напряжение состояние труб.

Определим минимально необходимую толщину стенки трубопровода по формуле

$$\delta = \frac{1,10 \cdot 5,4 \cdot 0,108}{2 \cdot (232,84 + 1,10 \cdot 5,4)} = 0,0013 \text{ м} = 1,30 \text{ мм}.$$

Толщину стенки труб, определенную по формулам, следует принимать не менее $1/100 D_H$ и не менее 3 мм – для труб условным диаметром до 200 мм.

$$\delta \geq \frac{D_H}{100},$$

$$6 \text{ мм} > \frac{108}{100} = 1,08 \text{ мм}.$$

Следовательно оба условия выполняются.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Внутренний диаметр трубопровода равен:

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2\delta,$$

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2\delta = 108 - 2 \cdot 6 = 96 \text{ мм.}$$

При этом толщина стенки должна удовлетворять условию, чтобы величина давления p_u , была бы не менее величины рабочего (нормативного) давления.

Каждая труба должна проходить на заводах – изготовителях испытания гидростатическим давлением p_u МПа, в течении не менее 20 с, величина которого должна быть не ниже давления, вызывающее в стенах труб кольцевое напряжение, равное 95% нормативного предела текучести.

При величине испытательного давления, на заводе изготовителе менее требуемой должна быть гарантирована возможность доведения гидравлического испытания при строительстве до давления, вызывающее напряжение, равное 95% нормативного предела текучести.

Величина p_u на заводе изготовителе для всех типов труб должна определяться по величине нормативного предела текучести по формуле:

$$p_u = \frac{2 \cdot \delta_{\text{мин}} \cdot R}{D_{\text{вн}}},$$

Где $\delta_{\text{мин}}$ – минимальная толщина стенки, м;

R – расчетное значение напряжения, принимаемое равным 95% R_2^H , МПа;

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубы, м.

Вывод: Минимальную толщину стенки труб с наружным диаметром 219 мм принимается равной 8 мм.

$$p_u = \frac{2 \cdot 0,006 \cdot 0,95 \cdot 405}{0,096} = 48,09 \text{ МПа,}$$

Таким образом, $p_u = 48,09 \text{ МПа} > p = 5,4 \text{ МПа}$ – условие выполняется.

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

4.3 Расчет толщины стенки газопровода диаметром 159х6 мм для применения на участке газопровода

В данном расчете рассмотрен подземный участок трубопровода со следующими параметрами

Исходные данные:

Наружный диаметр трубопровода $D_n=159$ мм;

Толщина стенки трубопровода 6 мм;

Материал трубопровода – сталь 09Г2С

Категория газопровода – газопровод высокого давления II категории

Расчет толщины стенки газопровода

$$t = \frac{p \cdot d_e \cdot \eta}{2 \cdot (R + 0,6 \cdot p)}, \text{ м}$$

Где p - рабочее давление, МПа

D_e – наружный диаметр трубы, м;

$\eta=1$ – коэффициент несущей способности трубы, м;

R - нормативное сопротивление, равное минимальным значениям соответственного временного сопротивления R_{un} и предела текучести материала R_{yn} труб, МПа

$$R = \min \left(\frac{R_{un}}{2,6}; \frac{R_{yn}}{1,5} \right),$$

$$R = \min \left(\frac{560}{2,6}; \frac{360}{1,5} \right) = 215,38 \text{ МПа},$$

$$t = \frac{p \cdot d_e \cdot \eta}{2 \cdot (R + 0,6 \cdot p)} = 0,0002 \text{ м} = 0,2 \text{ мм}.$$

Принятая толщина не превышает расчетной, следовательно трубу 159х6 мм можно использовать на объекте.

4.4 Расчет толщины стенки газопровода диаметром 89х5 мм для применения на участке газопровода

В данном расчете рассмотрен подземный участок трубопровода со следующими параметрами

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

Исходные данные:

Наружный диаметр трубопровода $D_n=89$ мм;

Толщина стенки трубопровода 6 мм;

Материал трубопровода – сталь 09Г2С

Категория газопровода – газопровод высокого давления II категории

Расчет толщины стенки газопровода

$$t = \frac{p \cdot d_e \cdot \eta}{2 \cdot (R + 0,6 \cdot p)}, \text{ м}$$

Где p - рабочее давление, МПа

D_e – наружный диаметр трубы, м;

$\eta=1$ – коэффициент несущей способности трубы, м;

R - нормативное сопротивление, равное минимальным значениям соответственного временного сопротивления R_{un} и предела текучести материала R_{yn} труб, МПа

$$R = \min \left(\frac{R_{un}}{2,6}; \frac{R_{yn}}{1,5} \right),$$

$$R = \min \left(\frac{560}{2,6}; \frac{360}{1,5} \right) = 215,38 \text{ МПа},$$

$$t = \frac{p \cdot d_e \cdot \eta}{2 \cdot (R + 0,6 \cdot p)} = 0,0002 \text{ м} = 0,2 \text{ мм}.$$

Принятая толщина не превышает расчетной, следовательно трубу 159х6 мм можно использовать на объекте.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОНАБЖЕНИЕ

Введение

Повышение надежности трубопроводов является актуальной проблемой на этапе их эксплуатации. В данное момент одна из важнейших проблем нефтегазодобывающей отрасли возникновение аварий на магистральных трубопроводах. При транспортировке нефти и газа особое внимание следует уделять целостности трубопровода. В данном разделе представлена смета затрат на замену участка магистрального нефтепровода. Основные затраты разделяют на материальные, затраты на оплату труда, то есть заработная плата, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и прочие расходы.

В данном разделе также рассматривается готовность проекта к коммерциализации. Составлен календарный план выполнения проекта и составлен SWOT – анализ данного проекта.

5.1 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. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, которая приведена в таблице 12. Для этого необходимо отобрать не менее трех-четырех конкурентных товаров и разработок.

					<i>Разработка комплекса мероприятий по техническому перевооружению газораспределительной станции на примере объекта Томского линейного производственного управления магистральных газопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Насекин Е.И.</i>			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					80	127
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ91		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

Таблица 12 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
2. Удобство в эксплуатации	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
3. Энергоэкономичность	0,05	5	4	5	0,25	0,2	0,25
4. Безопасность	0,15	5	5	4	0,75	0,75	0,6
5. Надежность	0,15	5	5	4	0,75	0,75	0,6
6. Простота эксплуатации	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	5	5	5	0,2	0,25	0,25
3. Цена	0,15	5	4	5	0,75	0,6	0,75
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
5. Послепродажное обслуживание	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
6. Финансирование научной разработки	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
ИТОГО	1	59	55	53	4,9	4,4	4,3

Где: Б_ф – трубы стальные; Б_{к1} – трубы чугунные; Б_{к2} – трубы пластмассовые.

При оценке качества используется два типа критериев: технические и экономические. Веса показателей в сумме составляют 1. Баллы по каждому показателю оцениваются по пятибалльной шкале.

Конкурентоспособность конкурента К:

$$K = \sum V_i B_i$$

где V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i-го показателя.

Полученные результаты расчета сведены в таблицу 12. В строке «Итого» указана сумма всех конкурентоспособностей по каждому из приборов.

По итогам расчетов можно сделать вывод что, трубы стальные наиболее востребованы и применимы в условиях производства на предприятиях. Уязвимость конкурентов объясняется наличием ряда причин: сложность в эксплуатации и обслуживании, повышение производительности труда.

5.2 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ.

В данной работе проектная организация состоит из двух человек: руководитель проекта и инженер. Планирование работ позволяет распределить обязанности между исполнителями проекта, рассчитать заработную плату сотрудников, а также гарантирует реализацию проекта в срок. В таблице 13 отображены такие аспекты, как последовательность и содержание работ, а также распределение исполнителей.

Таблица 13 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Виды работ	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор документов для исследования	Изучение нормативно-технической документации, сбор основной информации	Инженер
	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	Исследование факторов, влияющих на надежность, целостность магистральных нефтепроводов	Инженер

	Проведение расчетов протяженности и очередности замены участков линейной части магистральных трубопроводов,	Инженер
Обобщение и оценка результатов	Формирование перспективных программ по замене участков ЛЧ МН	Инженер
	Оценка результатов исследования	Руководитель, Инженер
Оформление отчета по проекту	Составление пояснительной записки	Инженер

5.3 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.

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

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

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

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

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

После определения ожидаемой трудоемкости работ необходимо рассчитать продолжительность каждой из работ в рабочих днях T_p . Величина T_p учитывает параллельность выполнения этих работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}$$

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

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

Результаты расчета приведены в таблице 13.

5.4 Разработка графика проведения проекта

При выполнении дипломных работ студенты в основном становятся участниками сравнительно небольших по объему научных тем. Поэтому наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальный ленточный график, на котором работы по разрабатываемому проекту представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Длительность каждого этапа работ из всех рабочих дней могут быть переведены в календарные дни с помощью следующей формулы:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}$$

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

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

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году, 365 дн.;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году, 102 дн.;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году, 15 дн..

Пример расчета для 1 этапа работ (составление и утверждение технического задания на проведение исследования):

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 6}{5} = 3 \text{ чел} - \text{дня}$$

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{\text{Ч}_i} = \frac{3}{1} = 3 \text{ дня}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

Для шестидневной рабочей недели (для руководителя) коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 51 - 15} = 1,22$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 3 \cdot 1,22 = 3,66 \approx 4 \text{ дня}$$

Для пятидневной рабочей недели (для инженера) коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 102 - 15} = 1,47$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 5,2 \cdot 1,47 = 7,644 \approx 8 \text{ дней}$$

Полученные результаты расчета занесены в таблицу 14.

Таблица 14 – Временные показатели проведения исследования

Название Работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ож}$, чел-дни		Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер				
Составление и утверждение технического задания	1		6		3		3		4	
Изучение нормативно-технической документации, сбор основной информации		4		7		5,2		5,2		8
Календарное планирование работ по теме	1		4		2,2		2,2		3	
Исследование факторов, влияющих на надежность, целостность магистральных нефтепроводов		7		14		9,8		9,8		15
Проведение расчетов протяженности и очередности замены участков линейной части магистральных трубопроводов,		14		21		21		21		31
Формирование перспективных программ по замене участков ЛЧ МН		3		6		4,2		4,2		6

Оценка результатов исследования	2	1	4	3	2,8	2,2	1,4	1,1	2	2
Составление пояснительной записки		5		10		7		7		10

На основе таблицы 14 строим календарный план-график для максимального по длительности исполнения работ (табл. 15).

Таблица 15 – Календарный план-график проведения работ по проведению исследования

№	Вид работ	Исполнители	Т _{кп} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ												
				Фев.		Март			Апрель			Май				
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3		
1	Составление и утверждение технического задания	Р	4													
2	Изучение нормативно-технической документации, сбор основной информации	И	8													
3	Календарное планирование работ по теме	Р	3													
4	Исследование факторов, влияющих на надежность, целостность магистральных нефтепроводов	И	15													
5	Проведение расчетов протяженности и очередности замены участков линейной части магистральных трубопроводов,	И	31													
6	Формирование перспективных программ по замене участков ЛЧ МН	И	6													
7	Оценка результатов исследования	Р, И	2													
8	Составление пояснительной записки	И	10													

Обозначения:

	Руководитель
	Инженер

На основе данных графика можно сделать вывод, что продолжительность работ по исследованию займет 10 декад. Начало разработки проекта придется на вторую декаду февраля и закончится до начало третьей декады мая.

Значение реальной продолжительности работ может оказаться как меньше посчитанного значения, так и больше, так как трудоемкость носит вероятностный характер.

Длительность выполнения проекта в календарных днях равна – 9 дней (длительность выполнения проекта руководителем);

– 72 день (длительность выполнения проекта инженером).

5.5 Бюджет научно-исследовательского исследования

При планировании бюджета проекта необходимо учесть все виды расходов, которые связаны с его выполнением. Для формирования бюджета проекта используется следующая группа затрат:

- материальные затраты проекта;
- затраты на специальное оборудование
- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

5.6 Расчет материальных затрат и затрат на специальное оборудование

К материальным затратам относятся: приобретаемые со стороны сырье и материалы, покупные материалы, канцелярские принадлежности, картриджи и т.п. К затратам на специальное оборудование относятся затраты на приобретение приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, устройств и механизмов. В таблице 16 приведены затраты на специальное оборудование и материальные ресурсы.

Таблица 16 – Затраты на специальное оборудование и материальные ресурсы

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы З _м , руб.
Ноутбук	шт	1	70000	70000
Бумага для принтера формата А4 (500 листов)	Пачка	1	296	296
Ручка шариковая	шт	6	15	90
Краска для принтера	шт	1	550	550
Итого, руб.				70936

В сумме материальные затраты составили 65890 рубля.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

Основная заработная плата исполнителей исследования

Статья включает в себя основную заработную плату $Z_{\text{осн}}$ и дополнительную заработную плату $Z_{\text{доп}}$.

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}$$

Дополнительная заработная плата составляет 12-20 % от $Z_{\text{осн}}$.

Основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}}$$

где $T_{\text{р}}$ – продолжительность работ, выполняемых исполнителем проекта, *раб.дн.* (табл. 3);

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

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}$$

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

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 28 раб.дней $M=11$ месяцев, 5-дневная неделя;

при отпуске в 56 раб.дней $M=10$ месяцев, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени исполнителей проекта, раб.дн..

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}$$

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, *руб.*;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок, принимаем 0,2;

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Дополнительная заработная плата исполнителей исследования

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

Дополнительная заработная плата:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (принимается равным 0,18).

Оклады взяты в соответствии с занимаемыми должностями ТПУ.

Результаты расчета по заработной плате всех исполнителей проекта приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Расчет заработной платы

Исполнитель проекта	$Z_{\text{тс}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$, руб.	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р, раб. дн.}}$	$Z_{\text{осн}}$, руб.	$k_{\text{доп}}$, руб.	$Z_{\text{доп}}$, руб.	Итого, руб.
Руководитель	27300	0,3	0,2	1,3	53235	2191	6,6	14461	0,18	2603	17064
Инженер	16200				31590	1580	48,3	76314		13737	90051

В результате данных расчетов посчитана основная заработная плата у исполнителей проекта. Из таблицы 17 видно, что ставка руководителя наибольшая, но итоговая основная заработная плата получилась наибольшей у инженера, так как основная заработная плата зависит от длительности работы проекта.

5.7 Страховые взносы

Страховые взносы включают в себя установленные законодательством Российской Федерации нормы органов государственного социального страхования (ФСС), пенсионный фонд (ПФ) и медицинское страхование (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}})$$

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

На 2019 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ (ред. От 19.12.2016) установлен размер страховых взносов равный 30 %.

В таблице 18 представлены результаты по расчету отчислений во внебюджетные фонды всех исполнителей.

Таблица 18 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель проекта	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	14461	2603
Инженер	76314	13737
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3	
Итого		
Руководитель	5119	
Инженер	27015	

5.8 Накладные расходы

Накладные расходы включают прочие затраты организации, которые не учтены в предыдущих статьях расходов: оплата услуг связи, электроэнергии, интернета и т.д.

Накладные расходы:

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

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимаем в размере 16 %.

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

$$Z_{\text{накл}} = (70936 + 90775 + 16340 + 32134) \cdot 0,16 = 33630 \text{ руб.}$$

5.9 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат на исследование является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на проект приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Бюджет затрат на исследование

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
	Исп. 1	
1. Затраты на специальное оборудование и материальные ресурсы	70936	Пункт 5.1
2. Затраты по основной заработной плате	90775	Пункт 5.2
3. Затраты по дополнительной заработной плате	16340	Пункт 5.3
4. Отчисления во внебюджетные фонды	32134	Пункт 5.4
5. Накладные расходы	33630	16% от суммы ст. 1-4
Бюджет затрат на исследование	243815	Сумма ст.1-5

Бюджет затрат проекта по исполнению составил 237961 руб.

5.10 Определение ресурсоэффективности проекта

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

В таблице 19 приведена сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта.

Таблица 19 – Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Безопасность	0,2	5	5	5
2. Надежность	0,2	5	4	4
3. Долговечность	0,2	5	5	5
4. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	4
5. Ремонтпригодность	0,15	5	4	5
6. Энергоэкономичность	0,1	5	5	5
Итого	1,00			

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{p-исп1} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 = 5$$

$$I_{p-исп2} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 = 4,5$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

$$I_{p-исп3} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 = 4,65$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{испi}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-испi}}{I_{финр.i}}$$

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

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{испi}}{I_{исп_{min}}}$$

В таблице 20 приведена сравнительная эффективность разработки.

Таблица 20 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	5	4,5	4,65

Заключение

В результате проведения исследования по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были проанализированы различные варианты исполнения научно-исследовательского проекта, бюджет наиболее выгодного исполнения с точки зрения финансовой эффективности и ресурсоэффективности составил 243815 рубль.

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Магистральные газопроводы являются опасными производственными объектами различных категорий, согласно федеральному закону №116. Эксплуатация и обслуживание объектов на них требует непрерывного мониторинга состояния, соблюдения нормативной документации и разработки новых методик, направленных на повышение надёжности. В том числе и оценки технического состояния, выводящих интерпретацию результатов, касательно остаточного ресурса трубопровода.

Данная работа ставит целью разработку комплекса мероприятий связанных с перевооружением газораспределительной станции. Комплекс мероприятий позволяет обрабатывать данные, полученные в результате обследования и на их основе повышать надёжность и техническое состояние станции и трубопровода. В качестве примера объектом исследования послужит ГРС и отвод, проложенный у п. Апрель. Работы по составлению сопровождаются продолжительной монотонной работой за ПК, что сопровождается повышенным риском воздействия вредных и опасных факторов.

					<i>Разработка комплекса мероприятий по техническому перевооружению газораспределительной станции на примере объекта Томского линейного производственного управления магистральных газопроводов</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>						
<i>Разраб.</i>		<i>Насекин Е.И.</i>			Социальная ответственность			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>						94	127	
<i>Консульт.</i>										
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>								
					НИ ТПУ гр.2БМ91					

6.1.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В соответствии с инструкцией по охране труда, к работам, связанным с газом, допускаются лица, достигшие 18 – летнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний к работе в условиях Крайнего Севера, обученные безопасным методам ведения работы, прошедшие инструктаж на рабочем месте и получившие допуск к самостоятельной работе. Работник должен знать и применять все действующие инструкции и положения по охране труда, которые должны быть в наличии на объекте работы. Работать разрешается только на исправном оборудовании.

Методика предполагает камеральные работы расчётной группы, либо единолично с использованием ПК. В связи с этим к рабочему месту предъявляются требования организационного, технического, эргономического, санитарного, гигиенического и экономического характера.

В помещении, где сотрудники непрерывно находятся более двух часов, должно быть естественное освещение (СанПиН 2.2.4.3359-16). Окна в помещениях, где работают с компьютерами, должны быть ориентированы на север и северо-восток. Оконные проемы необходимо оборудовать регулируемыми жалюзи, внешними козырьками и пр. (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03). При работе с компьютером с плоским монитором рабочее место должно иметь площадь не менее 4,5 кв. м, при использовании кинескопического монитора – не менее 6 кв. м. По истечении каждого часа работы помещение должно проветриваться (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03).

При выполнении магистерской диссертации использовался персональный компьютер. Рабочее место располагалось в компьютерной аудитории №110, находящейся на 1 этаже 20 корпуса ТПУ. Помещение общей площадью 243,5 м² представляет собой комнату размером 21,0 м на

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

11,6 м и высотой 4 м. Имеется одно окно, выходящее на север, в помещении находится 15 рабочих мест, оборудованных персональным компьютером.

6.1.2 Производственная безопасность

В таблице 20 представлен перечень опасных и вредных производственных факторов, которые имеют место при работах, связанных с диагностикой и расчётом трубопроводов, в соответствии с ГОСТ 12.0.003- 74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

Таблица 21 – Опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работы		Нормативные документы
	Разраб.	Прим.	
1. Показатели микроклимата в помещении;	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; СанПиН 2.2.4.548-96. Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
2. Анализ уровня шума на рабочем месте	-	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; Федеральный закон от 30.03.1999 N 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения».
3. Анализ освещенности рабочей зоны	+	+	СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение
4. Анализ возможности механического травмирования	-	+	ГОСТ 12.2.003-74 ССБТ. Оборудование производственное.
5. Монотонный режим работы и	+	+	ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.

эмоциональный стресс			
6. Поражение электрическим током	+	+	ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

6.2.1 Показатели микроклимата в помещении

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений при нормировании параметров микроклимата» выделяют холодный период года, характеризующийся среднесуточной температурой наружного воздуха, равной +10°C и ниже и теплый период года, характеризующийся среднесуточной температурой наружного воздуха выше +10°C. Разграничение работ по категориям, осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт).

Таблица 22 – Оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне

Сезон	Категория тяжести	Температура, С0		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		Фактич	Оптим	Фактич	Оптим	Фактич	Оптим
Холодный	Ia	23	22-24	55	60-40	0,1	0,1
	IIб	17	17-19	55	60-40	0,2	0,2
Теплый	Ia	25	23-25	55	60-40	0,1	0,1
	IIб	19	19-21	55	60-40	0,2	0,2

Для поддержания оптимальных показателей микроклимата в рабочей зоне, в помещении работают системы отопления и вентиляции, поэтому нормы микроклимата соответствуют нормативным значениям.

В анализируемом производственном процессе работы относятся к категории Ia и IIб. К Ia относятся работы с интенсивностью энергозатрат до 120 ккал/ч, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением. К категории IIб относятся работы с интенсивностью энергозатрат 201– 250 ккал/ч, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением.

6.2.2 Анализ уровня шума на рабочем месте

Шум является причиной не только несчастных случаев, но и заболеваний. Шум снижает слуховую чувствительность, нарушает ритмы дыхания, деятельность сердца, нервной системы. В помещении, которое

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

использовалось для выполнения данной работы, источниками шума являются: системный блок ПК, установка принтера, кондиционер. Согласно ГОСТ 12.1.003-83 и Федеральному закону от 30.03.1999 № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения», нормированный уровень шума для данного вида работ составляет 75 дБ.

Значения шума оборудования аудитории №107:

1. системный блок ПК – 35 дБ;
2. установка принтера – 40 дБ;
3. кондиционер – 37 дБ.

Таким образом, значения уровня шума на рабочем месте не превышает допустимое значение, следовательно средства индивидуальной защиты не требуются.

В случае превышения данного уровня шума, необходимо использовать: наушники, ушные вкладыши, противошумный шлем, беруши.

Повышенный уровень вибрации.

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Наиболее опасная для человека вибрация с частотой 16-250 Гц. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, деформируются кистевой, локтевой, плечевой суставы с ограничением опорно-двигательной функции.

Работы в офисе исключают повышенную вибрацию на рабочем месте.

Коллективные средства защиты от вибрации (КСЗ): крепление вибрирующих частей, планово-предупредительный ремонт механизмов и оборудования, амортизаторы, виброобувь, виброрукавицы.

6.2.3 Анализ освещенности рабочей зоны

Естественное освещение в помещениях и на производственных объектах регламентируется нормами, предусмотренными СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение». Для общего и местного

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

освещения помещений следует использовать источники света с цветовой температурой от 2400 до 6800 К. Интенсивность ультрафиолетового излучения в диапазоне длин волн 320-400 нм не должна превышать 0,03 Вт/м². Наличие в спектре излучения длин волн менее 320 нм не допускается.

Для проверки был выполнен расчет освещенности рабочей зоны. Рассматриваемое помещение имеет размеры: длина $A = 21,0$ м, ширина $B = 11,6$ м, высота $H = 4,0$ м. Высота рабочей поверхности $h_{рп} = 0,8$ м. Требуется создать освещенность $E = 300$ лк. Коэффициент отражения стен $R_c = 30\%$, потолка $R_n = 50\%$. Коэффициент запаса $k = 1,5$, коэффициент неравномерности $Z = 1,1$.

Рассчитываем систему общего люминесцентного освещения.

Выбираем светильники типа ОД, $\lambda = 1,4$.

Приняв $h_c = 0,5$ м, определяем расчетную высоту:

$$h = H - h_c - h_{рп} = 4,0 - 0,5 - 0,8 = 2,7 \text{ м};$$

Расстояние между светильниками: $L = 1,4 \cdot 2,7 = 3,78$ м;

Расстояние от крайнего ряда светильников до стены: $L/3 = 1,3$ м.

Определяем количество рядов светильников и количество светильников в ряду:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{(B - \frac{2}{3} \cdot L)}{L} + 1 = \frac{(11,6 - \frac{2}{3} \cdot 3,78)}{3,78} + 1 \approx 3$$

$$n_{\text{св}} = \frac{(A - \frac{2}{3} \cdot L)}{l_{\text{св}} + 0,5} + 1 = \frac{(21,0 - \frac{2}{3} \cdot 3,78)}{1,23 + 0,5} + 1 \approx 12$$

Размещаем светильники в два ряда. В каждом ряду можно установить 12 светильника типа ОД мощностью 40 Вт (с длиной 1,23 м), при этом разрывы между светильниками в ряду составят 50 см. Изображаем в масштабе план помещения и размещения на нем светильников (Рис. 1).

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении $N = 72$.

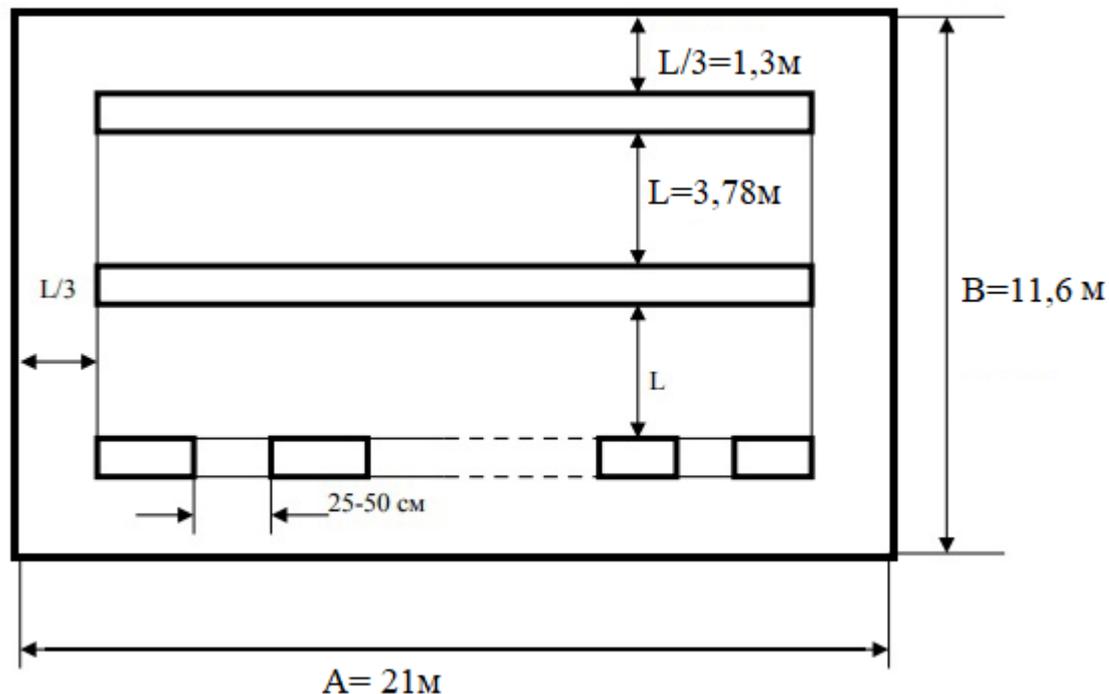


Рисунок 1 – План помещения и размещения светильников с люминесцентными лампами

Находим индекс помещения: $i = S / h(A+B) = 243,6 / (2,7(21,0 + 11,6)) = 2,76$

По табл. 13 определяем коэффициент использования светового потока:

$$\eta = 0,61.$$

Определяем потребный световой поток ламп в каждом из рядов:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{N_d \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 243,6 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{72 \cdot 0,61} = 2745$$

По табл. 1 выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛХБ 40 Вт с потоком 2700 лм. Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} \cdot 100\% \leq +20\%$$

Получаем: $-10\% \leq 5,21\% \leq +20\%$

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

Определяем электрическую мощность осветительной установки:

$$P = 72 \cdot 40 = 2880 \text{ Вт.}$$

Коллективными средства защиты (КСЗ) в соответствии с [26, СП 52.13330.2010.

1. Наличие светильников (взрывозащищенных).
2. Освещённость должна быть постоянной во времени.
3. Яркость светильников (отсутствие прямой и отражённой блескости).

6.2.4 Анализ возможности механического травмирования

Подвижные части производственного оборудования, перемещение оборудования при их монтаже и демонтаже способствуют возникновению возможности травмирования.

Требования безопасности подробно описаны в «ГОСТ 12.2.003-74 ССБТ. Оборудование производственное». Для предотвращения производственного травматизма персонал должен знать и соблюдать технику безопасности при работе с соответствующим оборудованием, применять их только по назначению, а также быть обеспечены необходимыми средствами индивидуальной защиты: рабочая одежда, каска, боты и т. д

Работы в помещении учебного корпуса не предполагают передвижение тяжелой техники и грузоподъемных механизмов, но для начала расчетов требуются исходные данные, которые берутся непосредственно измерением величин газопровода. Поэтому имеет место выезды на трассу газопровода, где имеются грузоподъемные механизмы и тяжелая техника.

При производственном процессе по территории охранной зоны газопровода возможно передвижение такой специализированной техники, как: бульдозер, экскаватор, трубоукладчик, кусторез, корчеватель, рыхлитель, канатно-скреперная установка, автомобильный кран, вездеход.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

Однако следует отметить, что такая техника оборудована проблесковым маячком, а так же место работ обозначено лентами и предупреждающими знаками. По периметру ограждения и по углам, на расстоянии не более 30 м друг от друга, а также в местах прохода людей должны быть выставлены знаки безопасности в соответствии с ГОСТ Р. 12.4.026.

6.2.5 Монотонный режим работы и эмоциональный стресс

Монотонный труд - вид репродуктивного однообразно повторяющегося труда, угнетающего психику, согласно ГОСТ 12.0.002-2014. Однотипная и монотонная работа за персональным компьютером сопровождается необходимостью долгое время находиться в сидячем положении. Это может повлечь заболевания опорно-двигательной системы и другие. Наибольшую опасность для зрения представляют ЭЛТ-мониторы, однако, они выведены из эксплуатации. Современные TN, IPS, OLED матрицы дисплеев не несут опасности даже при длительной работе. Проблемы со статичным характером расположения человека решаются наличием 2х технологических перерывов длительностью порядка 15 минут.

6.2.6 Поражение электрическим током

В рабочей зоне к источникам электрической энергии относятся розетки, а также подключенные к ним электрические приборы номинальным напряжением 220 В, соответственным заземлением с сопротивлением 8 Ом. Рабочее помещение относится к первому классу опасности поражения электрическим током. Аудитории №107 характеризуется влажностью воздуха менее 75%, оборудовано вентиляционной и отопительной системой, кроме того, пол не является токопроводящим. Температура воздуха помещения не превышает 30°C, также отсутствует выделение технологической пыли, а в воздухе отсутствуют химически активные вещества[ГОСТ Р 12.1.019-2009].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

Меры защиты от поражения электрическим током следующие: контроль состояния электрической проводки, изоляции на ней; обеспечение недоступности к токоведущим частям (ограждения, защитные кожухи, недоступная высота и применение малых напряжений $\leq 50\text{В}$ (при возможности)); выполнение заземления оборудования; защита рабочего места от атмосферных осадков; вилки приборов, рассчитанных на напряжение 12-50 В не входят в розетки с более высоким номинальным напряжением; электрические датчики систем контроля и управления выполнены во взрывозащищенном исполнении [29, ФНП № 101]

6.3 Экологическая безопасность

Работы по расчёту моделей трубопроводов выполняется в соответствии с требованиями руководящих документов и законов в части охраны окружающей среды с сохранением ее устойчивого экологического равновесия.

6.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Воздействие на атмосферу

Загрязняющие атмосферный воздух вещества могут образовываться при проведении ниже перечисленных работ на газопроводе:

- при нарушении работы оборудования;
- при износе уплотнительных соединений;
- при монтаже или ремонте магистрального газопровода, связанного с электродуговой сваркой, очисткой металлической поверхности нефтепровода под нанесение защитного антикоррозионного покрытия;;
- при разгерметизации трубопровода.

Таким образом, в атмосферу могут попасть такие вещества, как легкие газообразные углеводороды (метан, этан, пропан, бутан), относящиеся к четвертому классу опасности, сероводород относящийся ко второму классу

					Социальная ответственность	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

опасности, этилмеркаптан относящийся ко второму классу опасности по ГОСТ 12.1.005-88.

Мероприятия по защите атмосферы:

1. Проверка оборудования на прочность и герметичность.
2. Неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования.
3. Своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры.
4. Использование системы контроля загазованности.

Влияние на гидросферу

При проведении ремонта по естественным водостокам в водные объекты могут попасть загрязняющие вещества с работающей техники. Необходимо исключить слив отработанного масла, разлив горюче-смазочных материалов, мойку механизмов и автотранспорта в неустановленных для этого местах и т. п.

При оснащении участков работ и оборудования временного городка следует предусматривать специальные зоны для техобслуживания, заправки, ремонта машин и механизмов, а также оснащать их инвентарными контейнерами для строительных и бытовых отходов и емкостями для сбора отработанных горюче-смазочных материалов.

Воздействие на литосферу

Строительство трубопроводов в северных районах оказывает влияние на литосферу. При выполнении ремонтных работ возможно попадание на почву загрязняющих веществ с работающей техники и оборудования. На всех этапах ремонта магистрального нефтепровода необходимо выполнять мероприятия, которые предотвращают следующие процессы:

- появление неблагоприятных эрозионных процессов;
- загрязнение территории различными отходами;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

– загорание торфяников и естественной растительности.

В таблице 23 представлены ПДК некоторых веществ входящих в состав нефти ее паров и веществ участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов в почве.

Таблица 23 – Предельно-допустимая концентрация в почве

Наименование вещества	ПДК, мг/кг
Бензин	0,1
Бензол	0,3
Ртуть	2,1
Серная кислота	16 0,0
Толуол	0,3
Сероводород	0,4

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

6.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при проведении работ на линейной части

Работы, касающиеся линейной части, относятся к работам повышенной опасности (газоопасные, огневые), во время проведения которых не исключено возникновение чрезвычайных ситуаций различного характера:

- ЧС природного характера, не зависящие от деятельности человека
- Разрыв линейной части из-за нарушения режима эксплуатации
- Разрыв/повреждение трубопровода из-за человеческого фактора
- Целенаправленное вредительство (несанкционированная врезка, террористический акт)

подавляющее большинство аварий происходят по вине недобросовестного выполнения обязанностей работника, должностных инструкций, а также вследствие нарушения правил охраны труда.

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

6.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Вероятный вид ЧС

Одной из наиболее частых аварий при работе с трубопроводами под избыточным давлением являются:

- взрыв или возгорание паров газа и газопроводов;
- разрушение трубопровода;
- разрушение конструкций.

В связи с этим, инженерно-технический персонал и рабочие, занятые на работах, проходят обучение по своей специальности и правилам техники безопасности. Проверку знаний оформляют соответствующими документами согласно действующим отраслевым положениям о порядке проверки знаний норм, инструкций и правил, по охране труда. Вновь поступающие на работу допускаются к выполнению своих обязанностей после прохождения ими вводного инструктажа по технике безопасности и охране труда непосредственно на рабочем месте.

Возможные источники возникновения ЧС

При обследовании и диагностике трубопроводов появление взрыва может быть спровоцировано следующими факторами: гидравлический удар, механическое повреждение техногенного характера, скопления газа в стравленном, но не пневматизированном участке трубопровода.

Порядок действий и ликвидация ЧС

При произошедшей ЧС необходимо, в первую очередь, при получении информации об аварии, перекрыть участки согласно схеме, остановить по возможности перекачку продукта или перевести на резервные нитки, оповестить по схеме реагирования эксплуатирующую организацию и следовать плану ликвидации аварии. ПЛАРН включает в основном три основных этапа:

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

- определение аварии из списка возможных сценариев для данного опасного производственного объекта;
- доставка персонала, техники, оборудования на место аварии;
- мероприятие по локализации и ликвидации аварийной ситуации.

Выполнение работ производят при помощи исправного инструмента, персоналом, прошедшим обучение и имеющим достаточную степень квалификации. Место аварии обозначается сигнальными лентами, знаками, плакатами, проезды освобождены с возможностью беспрепятственного подъезда техники, наличие средств пожаротушения и газоанализаторов обязательно. Так же, персонал, задействованный в ликвидационных мероприятиях, оснащен средствами индивидуальной защиты.

При возникновении несчастного случая необходимо немедленно освободить пострадавшего от воздействия травмирующего фактора, оказать ему первую медицинскую помощь и сообщить о несчастном случае руководителю работ. Все работы, связанные с взрывоопасными и взрывопожароопасными объектами, проводятся в дневное время, исключением являются только аварийные ситуации.

Таким образом, при выполнении работы по оценке технического состояния стальных подземных газопроводов были проверены и разработаны мероприятия по снижению воздействия вредных и опасных факторов.

Мероприятия по обеспечению безопасности труда должны сочетаться с определенными действиями людей на их рабочем месте и, соответственно с технологическими процессами, ни в коем случае не должно препятствовать выполнению рабочих операций. Обеспечение безопасности труда на производстве – важный фактор правильной деятельности предприятия.

Таким образом, была достигнута цель раздела социальной ответственности, направленной на исключение возникновения несчастных случаев, а также снижения вредных воздействий на окружающую природную среду.

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

В части социальной ответственности были определены источники возникновения вредных, опасных факторов, их оптимальные показатели, последствия воздействия таких факторов, а также средства и методы защиты.

Таким образом, при выполнении предложенных мер произойдёт снижение воздействия вредных и опасных факторов на физическое и психическое состояние исполнителя, что увеличивает его работоспособность и качество исполняемой работы.

Кроме того, были рассмотрены источники воздействия на литосферу, атмосферу и гидросферу. Также освещены меры снижения воздействия на окружающую среду. Таким образом, была обеспечена экологическая безопасность при выполнении данной выпускной квалификационной работы.

При выполнении данной работы были также указаны источники и виды возникновения чрезвычайных ситуаций. Освещены действия при возникновении техногенной чрезвычайной ситуации, а именно пожара и взрыва по разнообразным причинам.

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

Заключение

В настоящее время вопрос повышения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных с использованием современных технологических решений довольно остро стоит в газовой отрасли. В связи необходимостью повышения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций, предусмотрено техническое перевооружение морально устаревшего и физически изношенного оборудования ГРС.

С развитием электронной вычислительной техники стало возможным автоматизированное управление. В настоящее время на объектах ГРС широко используются как отечественные системы автоматизации, так и зарубежные контрольно-измерительные приборы, системы автоматики и телемеханики.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был разработан комплекс мероприятий по техническому перевооружению исследования различных методов поддержания технологического оборудования, узлов и систем в исправном работоспособном техническом состоянии. Проблемы обоснования, планирования, организации и выполнения технического перевооружения газораспределительных станций играют важнейшую роль в деле обеспечения надежной и бесперебойной подачи газа потребителям. В связи с этим особое значение приобретают вопросы, связанные с техникой и технологией проведения работ. Доведение технического состояния газоснабжающей системы до уровня, отвечающего современным требованиям – одна из важнейших задач единой системы газоснабжения РФ.

					<i>Разработка комплекса мероприятий по техническому перевооружению газораспределительной станции на примере объекта Томского линейного производственного управления магистральных газопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Насекин Е.И.</i>			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					110	127
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ91		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

В ходе выполнения данной работы была изучена нормативно-техническая документация в исследуемых областях газораспределительных станций и их эксплуатации. На примере АГРС НП «Апрель» элементов технологических трубопроводов основного назначения ГРС сделан вывод, что диагностируемое оборудование допускаются к дальнейшей эксплуатации в составе ГРС при рабочих параметрах на срок не более 5 лет при условии выполнения мероприятий по дальнейшей эксплуатации и соблюдения установленных требований по условиям пуска и эксплуатации ГРС. Также был произведен технологический расчет для определения прочности газопровода-отвода к ГРС «Апрель», из которого следует что при полученной расчётной толщины стенки трубопровода, при продольном осевом напряжении от расчётных нагрузок и воздействий, условие прочности будет выполняться.

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

Список использованных источников

1. Федеральный закон от 23 декабря 2009 года N 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
2. Федеральный закон от 22 июля 2008 года N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
3. Федеральный закон от 23 декабря 2009 года N 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
4. Федеральный закон от 22 июля 2008 года N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
5. Федеральный закон РФ от 29 декабря 2004 г. №190-ФЗ «Градостроительный кодекс Российской Федерации»;
6. Федеральный закон РФ от 30 декабря 2009 г. №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
7. Федеральный закон РФ от 21 июля 1997 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
8. Федеральный закон РФ от 25.10.2001 г. № 136-ФЗ «Земельный кодекс Российской Федерации».
9. ГОСТ 30852.9-2002 Классификация взрывоопасных зон.
10. ГОСТ 12.1.030-81 «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление».
11. ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
12. ГОСТ 3262-75 Трубы стальные водогазопроводные
13. СП 131.13330.2018 Строительная климатория
14. СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы».

					<i>Разработка комплекса мероприятий по техническому перевооружению газораспределительной станции на примере объекта Томского линейного производственного управления магистральных газопроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Насекин Е.И.</i>			Список используемых источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					112	127
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ91		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

15. СП 52.13330.2010 «Естественное и искусственное освещение» изм. № 1 от 21.05.2020 г.
16. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
17. СП 7.13130.2013 Отопление, вентиляция и кондиционирование. Противопожарные требования.
18. СП 89.13330.2016 Котельные установки.
19. СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия
20. СП 14.13330.2018 Строительство в сейсмических районах
21. СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий.
22. СП 41-101-95 Проектирование тепловых пунктов
23. СП 42-101-2003 Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб.
24. СП 42-102-2004 Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб.
25. СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы
26. ВНТП 01/87/04-84 Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств.
27. СП 28.13330.2017 Защита строительных конструкций от коррозии.
28. СТО Газпром 2-2.1-249-2008 Магистральные газопроводы.
29. СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов».
30. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов».
31. СТО Газпром 2-3.5-354-2009 «Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях».
32. СТО Газпром 2-1.11-170-2007 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и коммуникаций ОАО Газпром

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

33. СТО Газпром 2-1.11-081-2006 Технические требования к системам электроснабжения ГРС
34. СТО Газпром 2-6.2-1028-2015. Категорийность электроприемников промышленных объектов ОАО Газпром
35. СТО Газпром 14-2005 Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром».
36. СТО Газпром 2-4.1-212-2008 Общие технические требования к трубопроводной арматуре, поставляемой на объекты ОАО «Газпром».
37. Данилов А.А. Автоматизированные газораспределительные станции: Справочник. – СПб.: ХИМИЗДАТ, 2004. – 544 с.
38. Хадиев М.Б. Газораспределительные станции: Учебное пособие. – гос. технол. ун-т. Казань, 2005. – 152 с.
39. Кантюков А.А. Компрессорные и газораспределительные станции: Учебное пособие. – Казань: казанский государственный университет, 2005. –412 с.
40. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания. Введено постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 28.01.2021 г. № 2 вместо ГН 2.2.5.3532-18 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны». Введен постановлением Главного государственного санитарного врача РФ 13.02.18, №25.
41. РД 34.21.122-87 по устройству молниезащиты и сооружений.
42. СТО Газпром 2-4.1-273-2008 Технические требования к соединительным деталям для объектов ОАО «Газпром».
43. ГОСТ 17376-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали.

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

Приложение (справочное)

Development of a set of measures for the technical armament of a gas distribution station exemplified by the object of the Tomsk line production department of main pipelines

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Насекин Евгений Игоревич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Брусник Олег Владимирович	к.п.н., доцент		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОИЯ	Сумцова Ольга Витальевна	к.ф.н.		

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Приложение		
Разраб.		Насекин Е.И.				115	127
Руковод.		Брусник О.В.			НИ ТПУ гр.2БМ91		
Консульт.		Сумцова О.В.					
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					

Разработка комплекса мероприятий по техническому перевооружению газораспределительной станции на примере объекта Томского линейного производственного управления магистральных газопроводов

The concept of a gas distribution station

At the end of each main gas pipeline or its branch, a GDS is constructed. The gas that is transported by the main gas pipeline is known to be high-pressure. Such gas cannot be supplied directly to consumers, since the gas equipment used in everyday life and in industry is not designed for such a high pressure. In addition, the pumped product must be cleaned of various impurities, such as condensate and mechanical particles. This is necessary in order to ensure the safe operation of the equipment. In addition, of course, in order that the consumer can be able to detect a gas leak immediately, it is necessary to impart it a specific sharp smell. The action in consequence of which the gas is given an odor is called odorization.

Odorization, cleaning, lowering the gas pressure to the required level, as well as measuring the flow rate take place at the gas distribution station.

Purpose and classification of GDS

Gas distribution stations (GDS) are designed to supply gas from main and field gas pipelines to the following consumers:

1. Objects of gas and oil fields (for their own needs);
2. Objects of gas compressor stations (for their own needs);
3. Objects of small and medium-sized settlements;
4. Power plants;
5. Industrial, municipal and household enterprises and localities.

The GDS performs the following functions:

1. Cleaning of gas from mechanical impurities and from condensate;
2. Gas heating;
3. Reducing to a given pressure and constantly maintaining it with a certain accuracy;
4. Gas flow measurement with multi-day registration;
5. Odorization of gas in proportion to its consumption before delivery to the consumer.

Depending on the performance, design, and a number of output manifolds, gas distribution stations are conditionally divided into three large groups:

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		116

1. Low-capacity.
2. Average-capacity.
3. High-capacity.

Low-capacity stations (1,0–50,0 thousand m³/h) include several types of AGDS manufactured by different plants, all the technological equipment of which is placed in several metal cabinets.

The stations of average capacity (50,0–160,0 thousand m³/h) include BC-GDS, made in a block-complete design, with one or two output lines to consumers; a part of the technological equipment is placed in block boxes, and the other part is located in an open area (cleaning units, odorization, heaters); in the block box there are regulatory equipment, instrumentation, and the heating system of the units.

High-capacity stations (from 160,0 to 1000.0 thousand m³/h and more) include stations built according to individual projects, these are gas distribution stations and control and distribution points (CRP) that supply or distribute gas to large industrial facilities and areas.

The GDS contains the following main blocks:

Technological, instrumentation and control, sources.

In addition, the GDS contains shelters for the main units, the operators' house (on a separate site) and auxiliary communication units, electrochemical protection, and security alarm systems.

The main unit of the GDS is the technological one. In turn, this unit includes sub-units for switching, cleaning, heating, reducing, accounting for the amount of gas and odorization. These sub-blocks are included sequentially in the order of enumeration, except for the switching block.

The following requirements are applied to the GDS and the placement of equipment in it:

1. The GDS switching unit must include: valves with pneumatic drive on the input and output gas pipelines; a bypass line connecting the input and output gas pipelines, equipped with two taps – the first one in the gas flow – disconnecting, the

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

second one for manual control when the station is disconnected; safety valves with switching three-way taps on each output gas pipeline and a spark plug for gas discharge; insulating flanges on the input and output gas pipelines to preserve the potential of cathodic protection.

2. The switch-off unit must be located at least 10 m away from the GDS building.

3. The cleaning unit must have an automatic condensate drain into the underground tank.

4. The number of reducing threads is determined based on the performance of the GDS, but not less than two, and one of them is a backup. If the capacity of the GDS is more than 100 thousand m³ / h, it is allowed to provide an additional constant flow line with a manual crane or other throttling device with a flow rate of 30...40% of the maximum GDS throughput.

5. Automatic protection of reducing threads should be carried out by pneumatic cranes or by means of control regulators. Reducing threads can be accomplished:

a) according to the protection scheme on a crane with a pneumatic drive, consisting of a crane with a pneumatic drive, a pressure regulator and a manual crane;

b) according to the protection scheme with a control regulator, consisting of a manual crane, control and working regulators;

c) according to the protection scheme with pneumatic operated cranes, consisting of a pneumatic operated crane, a manual throttle crane and a pneumatic operated crane.

6. The unit for measuring the flow of gas supplied to the consumer must comply with the requirements of the regulatory and technical documentation.

7. Gas extraction for its own needs must be carried out from the output gas pipeline of the gas distribution system after odorization.

8. Vibration-and noise-absorbing insulation of aboveground gas pipelines should be provided.

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

9. The gas velocity in the GDS pipes should not exceed 25 m/s.

10. Gas supplied to consumers in localities must be odorized. The odorization unit is usually installed at the station exit. In order to odorize the gas, it is recommended to use ethyl mercaptan. At least 16 g per 1000 m³ of gas requires odorant, at a temperature of 20°C and a pressure of 101325 Pa. Gas, supplied to various industrial enterprises and power plants, is not allowed to be odorized. This is implemented by consulting with the State supervisory authorities and consumers.

11. With the help of special valves with pneumatic drive, automatic protection is required to ensure that the backup thread is switched on in the event of an unacceptable deviation of the gas pressure at the outlet of the working thread. Then, an emergency electrical alarm must be activated in the operator's gas distribution station or, in the case of home maintenance, in the operator's home.

12. Communication that meets the regulatory requirements must be provided between the GDS, the consumer and the dispatcher.

13. Electro chemical protection of the equipment and pipes from corrosion should be provided as well as the protection of GDS from direct lightning strikes, electrostatic voltage, and electromagnetic induction; an outline of the earthing of electrical and technological equipment meeting the requirements is required as well.

14. GDS should be supplied with a remote control, which allows measuring pressure, temperature, gas inlet and exit of the station, gas consumption by consumers and transmitting information about the state of cathodic protection stations and emergency dispatcher.

15. The GDS must be supplied with electricity having a voltage of 380/220V according to the III category of reliability, outdoor electric lighting and, in case of home maintenance, a service house or apartments for operators.

To ensure reliable and safe operation of gas distribution stations, technical re-equipment of the stations is carried out. In the present research, the AGDS NG "April" was chosen as an example to describe the methods for improving the reliable and safe operation of gas distribution stations.

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

Technical re-equipment is carried out depending on the technical condition of the GDS and is associated with the replacement of the main components and parts, including the equipment. As well as in the case of a complex replacement of blocks and components of the GDS or a complete replacement with another GDS of similar performance.

The level of reliable and safe operation of the GDS depends on the quality of maintenance and work.

A highly organized and efficient system of maintenance and repair allows you to maintain a reliable and safe operation of the GDS at the required level.

Pressure regulating valve

Hydraulic control in the gas-distributing system is accomplished through pressure regulating valve. Pressure regulating valve is a device designed to reduce gas pressure within specified limit and downstream pressure maintenance, regardless of changing upstream pressure and gas flow rate being automatically self-opening regulating controller, which, in its turn, automatically changes the resistance pressure in the gas flow.

A pressure controller includes the following elements: a sensor continuously monitoring the current values of controlled variables and transfers signals to the control unit; a set point device used to generate the set point signal of a control variant and transfer it to the controlling device.

Depending on the maintaining pressure, pressure controllers are classified as upstream pressure controllers and downstream pressure controllers.

Based on the control mode, controllers are divided into astatic, static and isodromic.

In static pressure controllers, the pressure changing value in the control opening is directly proportional to the changing gas flow rate in the pipeline and inversely proportional to the changing downstream pressure.

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		120

Astatic controllers are controllers with pneumatic a downstream pressure set point. An excellent example could be non-damping self-oscillations of the pilot control in specific transient operation modes.

The isodromic controllers are direct flow controllers.

Gas filters

Gas filters are used for purifying gas from dust, rust, resinous substances and other solid particles. Permanent gas purification improves the structural integrity of the shut-in devices and increases between overhauls due to decreasing sealing surface fatigue. As fatigue decreases a flow meter accuracy increases, especially in cases of erosive wear. Appropriate selection and well-planned operation mode are the basic factors in guaranteeing reliable performance throughout the gas supply system.

The filters can be classified according to the following parameters: gas flow direction through the filter element: in-line and rotating; design: linear and angular; shell material and production method: cast iron and welded steel. Filtering material is important in the engineering design and selection of filters. Filtering material should embrace the following characteristics: chemically immune to gas, high purification rate, nondestructive under operating environment and periodic filter cleaning.

Depending on the type of a filtering material, filters can be divided into netted – woven wire screen or hair – carrier with packed caprone thread and viscin oil saturated.

Safety valves

Increasing or decreasing gas pressure above the set limit after the pressure controller could result in emergency situations. Increased gas pressure could result in lifted flame and emerging explosive mixtures in the displacement volume within the gas equipment, depressurization, gas leakage in gas pipeline joints and fittings and control and measuring instrument breakdown. Significant gas pressure decrease could result in blowback or flame-out. In this case, gas supply off is neglected, and

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

then explosive air-gas mixture forms in the heaters and exhaust duct units and also in gasified buildings.

The most common cause of sharp gas pressure decrease in any pipeline system could be depressurization of gas pipelines and fittings.

To prevent impermissible gas pressure increase or decrease, quick-operating safety shut-off valves (SAV) and safety relief valves are installed.

Gas flow meters

High accuracy metering instruments should be installed at the gas distribution station. If transported gas volume is more than 200 mil. m³, back-up metering units should be applied to ensure reliability and measurement reliability of gas volume.

In this case such units should not affect the operation regime of the whole metering system. It is recommended to apply different measurement methods for gas flow rate and gas volume in the major and back-up metering systems.

Measurement devices and auxiliary units are applied for the following functions:

- metering purpose;
- predetermined gas flow rate and its variation range;
- pressure and gas quality factor including gas extraction regime;
- metering unit connection into automatic gas consumption metering systems.

Gas consumption metering embraces:

- flow transducer to measure the gas volume and flow rate;
- instrument piping;
- devices for quality gas treatment;
- gas quality analyzers;
- automation equipment complex, including information processing, storage and communication.

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		122

Gas odorizers

Gas odorizer for dosed odorizer is supplied in the gas flow at gas distribution station outlet pipeline at operating pressure 1.2 MPa.

Gas odorizer is applied in the gas distribution station and provides:

- dosed odorizer supply into the pipeline;
- control dosed odorizer and automated correction of odorizer flow rate depending on current gas flow rate;

- automated metering of total odorizer flow rate;

–the following information from odorizer control unit can be found on the display screen:

(a) odorizer level in operational capacity;

(b) current gas flow rate per hour (values from flow meter);

(c) operation time of odorizers;

(d) accumulation of total odorizer consumption from the injection start;

(e) emergency and preventive signals;

- connection with different upper level systems according to the protocol.

Odorizers are intended for outdoor application, including seismic activity areas of up to 9 and in moderate and cold climatic conditions.

Gas heaters

Gas heaters represent gas heating and automated predetermined gas temperature control before pressure reduction in the gas distribution stations. Gas heating ensures reliable technological equipment performance. Operating environment is related to gaseous medium without aggressive impurities.

Heaters and intermediate heat carriers are designed for heating natural, associated and oil gas to set temperature and can be applied not only within the gas distribution system but also self-contained. Generally, these heaters include updated automation system for self-contained and remote control.

The main advantage of these heaters is that gas heating is conducted through intermediate heat carrier, in which there is cooling fluid. Such heaters are highly

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

reliable in performance comparable to fuel gas heaters. The major advantage is their reliability.

Gas distribution station is the main facility within the trunk pipeline system, the function of which is a decreasing gas pressure in the pipeline itself and treatment of gas for future consumers. The modern station represents a sophisticated highly-automated and energy-intensive facility. Gas pipelines operate in different regimes, which transfer from one regime to another depending on introduced aggregates.

Automated control systems are being more and more implemented into different industrial areas due to the electronic computer science development. Nowadays, not only domestic automated systems but also foreign monitoring and metering instrumentation, systems of telemechanics and automation are being implemented into gas distribution stations.

Gas distribution territory should be fenced and equipped by security signal system. Gas distribution station should be located outside any populated area and constructed in accordance with construction standards.

Forms of maintenance of the gas distribution station

There are four types of gas distribution station maintenance: central, periodic, home and shift.

Central is permanent service personnel: planned preventive and maintenance and repairs once a week.

In this case the following requirements are:

- station working capacity not more than 15000 m³ /hr;
- automated system to support gas flow rate specifications without operating personnel intervention;
- telemechanics, emergency and fire signal systems with warning alarm system at a control room;
- unit preventing hydrate formation in communication lines and equipment;
- automated condensate removal and dehydration from gas treatment unit;
- longitudinal registration of gas flow rate (not less than 7 days);

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

- registration of basic gas parameters;
- gas supply (GS) unit for control, protection and monitoring systems;
- distance from landfill to station – not more than 2 hours by transport (for regions of Far North and equated localities – no more than 3 hours).

Periodic is station service in one shift by one operator, periodically checking and fulfilling all necessary operations according to approved schedule.

In this case the following requirements are:

- station working capacity not more than 30000 m³ /hr;
- automated system to support gas flow rate specifications without operating personnel intervention;
- telemechanics, emergency and fire signal systems with warning alarm system at control room;
- unit preventing hydrate formation in communication lines and equipment;
- registration of basic gas parameters;
- automated condensate and mechanical impurities removal from gas treatment unit;
- longitudinal registration of gas flow rate (not less than 7 days);
- gas supply (GS) unit for control, protection and monitoring systems; (determined by design company in view of applied equipment).

Transfer from central to periodic service is conducted in accordance with the instruction of the branch office.

Domestic belongs to operators working at the station only in accordance with agreed schedule.

In this case the following requirements are:

- station working capacity not more than 150000 m³ /hr;
- automated system to support gas flow rate specifications from operators home;
- unit preventing hydrate formation in communication lines and equipment;
- automated condensate and mechanical impurities removal from gas treatment unit;

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		125

- registration of basic gas parameters;
- gas supply (GS) unit for control, protection and monitoring systems.

Shift – 24-hour shift of operating personnel at the station in accordance with approved schedule.

In this case the following requirements are:

- station working capacity more than 150000 m³ /hr or it there are more than two discharge manifolds;

- telemechanics, emergency and fire signal systems with warning alarm system at control room, – unit preventing hydrate formation in communication lines and equipment;

- gas supply (GS) unit for control, protection and monitoring systems;
- registration of basic gas parameters.

The compliance with the above-described requirements is necessary conditions in determining the service type. However, the Organization has the right to change the type of service considering local conditions and features in order to ensure safe and reliable station maintenance. A new generation station has a working capacity of up to 100000 m³ /hr including completely automated technological processes which provide unmanned service involving gas supply to consumers. Daily working hour distribution is performed according to a planned schedule, agreed with a trade union committee and adopted by a branch office director.

During the summer period the station is transferred from home service to periodic, and from periodic to central in order to provide: a holiday entitlement for station operators; an emergency team delivery (for regions of Far North and equated localities — not more than 3 hours) or an employed backup operator. At a station of working capacity of 500000 m³ /hr or more there are two operators in every shift for reliable and safe automated service operation.

The main provisions for the service of the gas distribution station

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		126

The major function of gas distribution station is to ensure trouble-free and safe station maintenance. General service management is a service superintendent fulfilling the following functions:

- providing reliable and safe automated service operation, maintaining established parameters;
- accident elimination at the station;
- conducting repair and overhaul of technological equipment;
- executing documentation about repair and overhaul in due course;
- maintaining metering devices;
- loading methanol into station communication lines to exclude hydration;
- directly involved in sweeping, testing, installation and commissioning of relaunched station operations;
- controlling all maintenance and repair activities at the station;
- conducting regular control of environmental contamination in collaboration with environment control experts;
- developing plans for fire and gas-hazardous measurements at the station.

Service management at the gas distribution station is approved by the Organization, depending on the number of stations, total working capacity, and equipment technical condition. To execute the above-mentioned tasks the station service should be equipped with special transport equipment and materials.

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		127