

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и про-
дуктов переработки»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Повышение эффективности работы ГРС-1 г.Барнаул путём модернизации узла Одоризации газа»

УДК 622.692.4(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗБ	Белкин С.А.,		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	К.Х.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры ЭПР	Романюк В. Б.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е. Н.	—		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И.О. Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

Томск – 2017 г.

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и про-
дуктов переработки»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
 И.О. Зав. кафедрой

_____ Бурков П.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Б	Белкину Сергею Александровичу

Тема работы:

«Повышение эффективности работы ГРС-1 г.Барнаул путём модернизации узла одоризации газа»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2017г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является Газораспределительная станция «ГРС-1 г. Барнаул», транспортируемая среда – 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>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>		Таблицы, рисунки.
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>		
Раздел	Консультант	
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк В.Б.	
«Социальная ответственность»	Грязнова Е.Н.	
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>		

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗБ	Белкин Сергей Александрович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗБ	Белкину Сергею Александровичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	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.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	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.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<ol style="list-style-type: none"> 1. Организационная структура управления 2. Линейный календарный график выполнения работ 3. Графики динамики и сравнения показателей

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		13.06.2017г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗБ	Белкин Сергей Александрович		13.06.2017г

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗБ	Белкину Сергею Александровичу

Институт	ИПР	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	210301

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	<p>Объектом исследования является газораспределительная станция «ГРС-1», расположенная в г. Барнаул. Газораспределительная станция должна обеспечивать потребителей газом. Объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности, требующему особых условий эксплуатации.</p> <p>Область применения объекта исследования является газовая промышленность.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующих нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты. <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты). 	<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне; – превышение уровней шума; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – работа с токсичными и вредными веществами; – необходимые средства защиты от вредных факторов. <p>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – электрический ток; – оборудование и трубопроводы, работающие под давлением; – пожаробезопасность;

<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); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>2. Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу; – анализ воздействия объекта на; – анализ воздействия объекта на; – решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды
<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>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера – пожары и взрывы в зданиях, транспорте; – выбор наиболее типичной ЧС: - пожар; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗБ	Белкин Сергей Александрович		

Реферат

Объектом исследования является *газораспределительная станция*.

Цель работы – разработка рекомендаций по повышению эффективности работы ГРС-1 путём модернизации узла одоризации. В данном отчете описан производственный процесс на газораспределительной станции *Алтайского ЛПУ МГ* а также выявлены производственные проблемы и даны рекомендации для совершенствования узла одоризации данной ГРС.

Ключевые слова.

Автоматизация, сигнализация, технологический процесс, производство, ГРС, БК ГРС, АГРС, ЛПУ МГ, МГ, система автоматического управления, высокое (входное) давление, низкое (выходное) давление, редуцирование, одоризация, технологическая схема, кран с пневмоприводом, КИПиА, ТСА, ЭКМ, ПГА, ГРПН, АРМ оператора.

Оглавление

1. Структура предприятия ООО «Газпром трансгаз Томск».....	11
1.1 Общая характеристика производственного объекта	16
1.2 Техническая характеристика	17
1.3 Состав ГРС	18
2. Описание технологического процесса на ГРС	19
2.1 Характеристика установленного оборудования и ее недостатки	25
3. Выбор рекомендаций.....	33
4. Расчет	37
4.1 Расчёт эксплуатационных утечек.....	37
4.2 Прочностной расчёт отвода ГРС на прочность	38
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	41
5.1. Расчет времени на проведение мероприятия	41
5.2 Расчет количества необходимой специальной техники и оборудования.....	42
5.3 Затраты на амортизационные отчисления	43
5.4 Затраты на материалы и оборудование	44
5.5 Расчет затрат на оплату труда	46
5.6 Затраты на страховые взносы.....	47
5.7 Затраты на проведение мероприятия.....	49
5.8 Экономическая эффективность проекта	50
6. Социальная ответственность	51
6.1 Производственная безопасность.....	51
Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	53
Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	58
Экологическая безопасность.....	64
Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	66
Заключение	71
Список используемой литературы	72

Введение

ГРС является сложным и ответственным энергетическим (технологическим) объектом повышенной опасности. К технологическому оборудованию и средствам автоматизации ГРС предъявляются повышенные требования по надежности и безопасности энергоснабжения потребителей газом, промышленной безопасности как взрывопожароопасному промышленному объекту.

Газораспределительная станция (ГРС) является основным объектом в системе магистральных газопроводов, функцией которой является понижение давления газа в трубопроводе для потребителя.

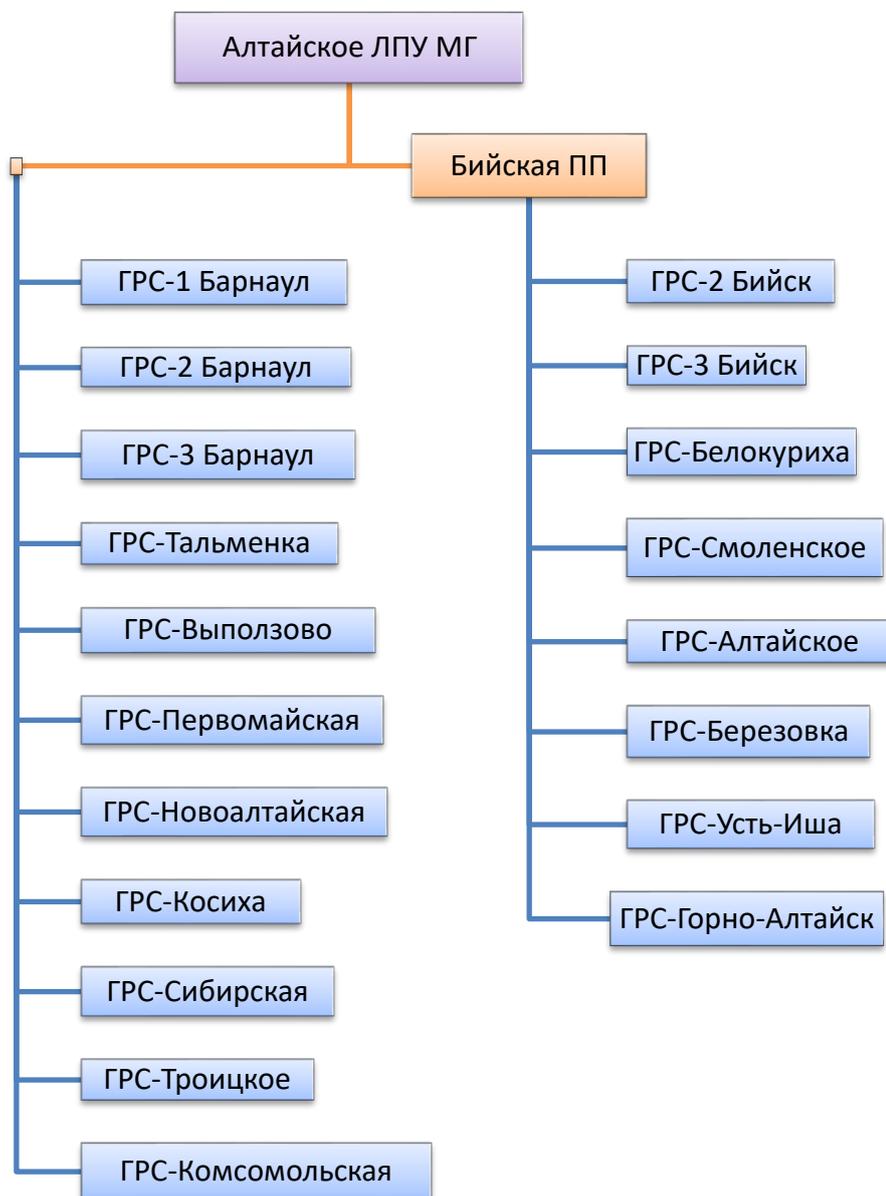
Современные ГРС – сложные, высокоавтоматизированные и энергоемкие объекты, но в Алтайском ЛПУ МГ есть еще и ГРС, которые ждут своей реконструкции уже много лет. Хотя ГРС и устарела, но сбоев в работе не случилось в виду профессионализма обслуживающего персонала. А проблем автоматизации на данной ГРС достаточно.

1. СТРУКТУРА ПРЕДПРИЯТИЯ ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ТОМСК»



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

Для защиты газопровода и стабильной работы построено и эксплуатируются более 2 000 км ЛЭП, 540 станций катодной и дренажной защиты, 7 компрессорных станций, 29 узлов запуска и приема поршней для очистки и исследования внутренней части трубопровода. «Газпром трансгаз Томск» объединяет более ста газораспределительных станций, семь автоматизированных газонаполнительных компрессорных станций.



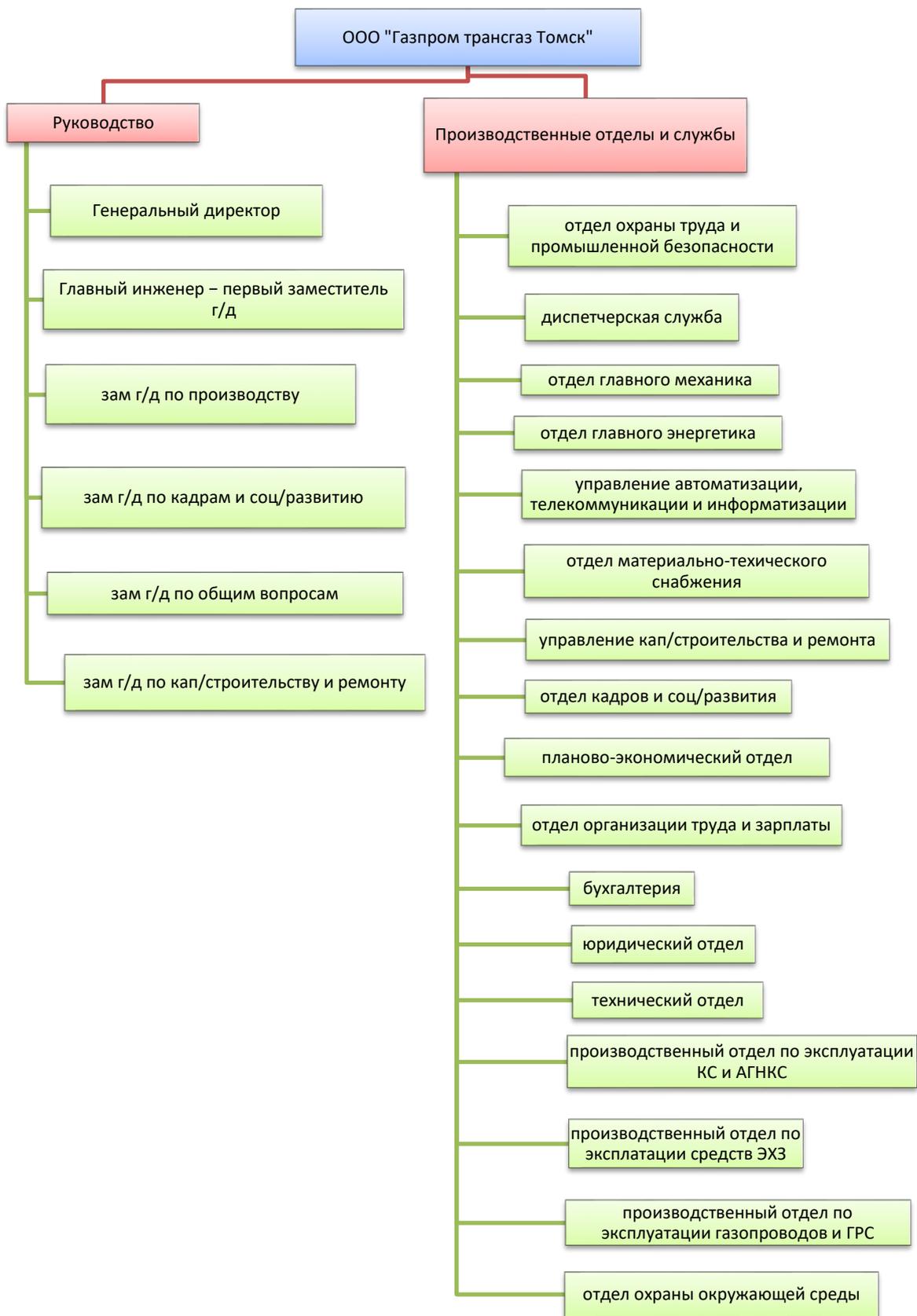
В состав компании «Газпром трансгаз Томск» входит 23 филиала (15 линейно-производственных управлений, 2 управления аварийно-ремонтных работ, Управление материально-технического снабжения и комплектации, Управление автомобильного и специального транспорта; Инженерно-технический центр, Аппарат управления, Управление безопасности и Томскавтогаз).

Среди потребителей ООО «Газпром трансгаз Томск» такие флагманы российской промышленности, как Западно-Сибирский и Новокузнецкий металлургические комбинаты, Кемеровский «АЗОТ», Томский нефтехимический комбинат, Сибирский химический комбинат, новосибирский завод «Искра». «Газпром трансгаз Томск» сегодня поставляет природный газ более чем 400 потребителям областных энергосистем, цветной металлургии, стройиндустрии, химической промышленности и сельского хозяйства. Из них крупней-

шими, кроме названных, являются АО «Тюменьэнерго», АО «Томскэнерго», АО «Юргинский машиностроительный завод», АО «Топкинский цемент», ОАО «Кузбассэнерго», АО «Новосибирскэнерго», ОАО «Новосибирский металлургический завод», АО «Новосибирский оловокомбинат», АО «Новосибирский электродный завод», АО «Коевское», ОАО «Омскэнерго», ОАО «Омскшина», ОАО «Омсктехуглерод», АО «Алтайэнерго», ОАО «Алтайкрайгазсервис», совхоз «Сухореченский».

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

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



Алтайское ЛПУ МГ

Руководство

Директор филиала

Главный инженер -
первый заместитель д/ф

заместитель д/ф

заместитель д/ф

Производственные отделы и службы

отдел логистики

механическая мастерская

отдел охраны окружающей среды

служба ГРС

учетно-контрольная группа

группа МТС

котельная служба

диспетчерская служба

лаборатория по испытаниям природного газа

служба охраны

инженер по ОТ и ПБ

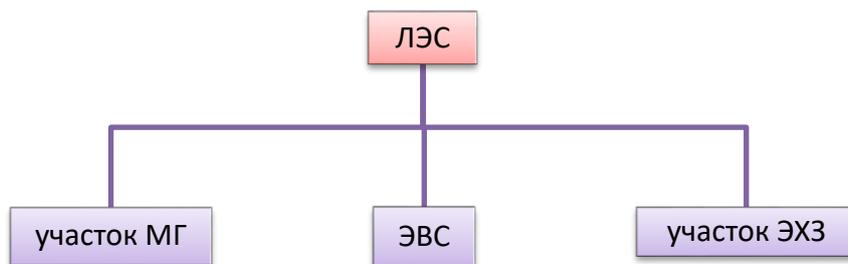
инженер ПО, ГО и ЧС

столовая

инженер по ФК

инженер-программист

ЛЭС (Линейно-эксплуатационная служба)



В 2006 году создано Хабаровское линейно-производственное управление. Это значит, что и на востоке страны, в Иркутской области, в Хабаровске роль предприятия возрастает в связи со стратегией «Газпрома» на востоке страны.

На Алтае предприятие как дочернее общество «Газпрома» выступило заказчиком строительства магистрального газопровода «Барнаул-Бийск-Горно-Алтайск с отводом на Белокуриху». 30 ноября 2006 года газ подан в город Бийск. В октябре 2007 года природный газ подан в всероссийскую здраницу - город-курорт Белокуриха. В конце декабря 2007 года сдан в эксплуатацию газопровод «Братское газоконденсатное месторождение – Братск» и газораспределительная станция в Братске. В конце 2008 года строительство магистрального газопровода «Барнаул-Бийск-Горно-Алтайск с отводом на Белокуриху» было завершено, газ подан в г. Горно-Алтайск.

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

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

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

Все это подтверждает, что к определению старейшее предприятие, можно смело добавлять и другое - «Газпром трансгаз Томск» - это современное, технически оснащенное предприятие. А значит, появляются новые требования, в том числе и к персоналу.

Задачи нового этапа уже обозначены генеральным директором. Ежедневное обновление знаний, максимальное использование компьютерных технологий, знание иностранного языка. Для решения этих задач на предприятии открыт современный учебный центр. Заключен многоуровневый договор с компанией Microsoft. Проводятся разнообразные семинары российского значения по обмену опытом, том числе с участием партнеров из-за рубежа.

1.1 Общая характеристика производственного объекта

Базовым технологическим процессом Алтайского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Томск» является транспортировка газа по магистральному газопроводу и подача его на газораспределительные станции, которые подают газ потребителю.

Газораспределительная станция (ГРС) является основным объектом в системе магистральных газопроводов, функцией которой является понижение давления газа в трубопроводе для потребителя.

Современные ГРС – сложные, высокоавтоматизированные и энергоемкие объекты, но в Алтайском ЛПУ МГ есть еще и ГРС, которые ждут своей реконструкции уже много лет. Хотя ГРС и устарела, но сбоев в работе не случилось в виду профессионализма обслуживающего персонала. А проблем автоматизации на данной ГРС достаточно.

А теперь, немного о газораспределительной станции «ГРС-1 г. Барнаул».

ГРС «ГРС-1 г. Барнаул» предназначена для снижения высокого давления (до 5,4 МПа) природного, попутного газа до заданного низкого давления (1,2 МПа) и поддержания его с необходимой точностью, а также для очистки, измерения количества газа и одоризации перед подачей потребителю.

Производительность ГРС зависит от входного давления и потребления газа и изменяется в пределах от 80 до 240 н.м³/ч.

ГРС предназначена для климатических условий эксплуатации, указанных в таблице 1.

Таблица 1.1

Рельеф	Спокойный
Грунтовые воды	Отсутствуют
Вес снегового покрова, кгс/м ²	200
ветровое давление, кгс/м ²	50
температура наружного воздуха (средняя наиболее холодной пяти- дневки)	-45
Сейсмичность	До 7 баллов

1.2 Техническая характеристика:

Техническая характеристика «ГРС-1 г. Барнаул» указана в таблице 1.2

Таблица 1.2

Давление газа на входе, МПа	1,2-5,4
Давление газа на выходе, МПа	1,2
Диаметр входного газопровода, Ду мм	200-300
Диаметр выходного газопровода, Ду мм	400-500
Диаметр замерной линии, Ду мм (соб- ственных нужд)	50
Диаметр замерной линии, Ду мм (ос- новной)	500
Степень огнестойкости строительных конструкций	IIIа
Установленная мощность, кВт	25
Потребляемая мощность, кВт	3.8
Напряжение питающей электросети, ~В	220
Резервное питание, =В	24
Резервирование	50% по пропускной способности в ос- новной период эксплуатации
Одоризация	Автоматическая, пропорциональная

Аварийная сигнализация	дистанционная передача нерасшифрованного аварийного сигнала.
------------------------	--

В состав ГРС «1-г. Барнаул» входят основные блоки:

- Узел переключения (блок отключающих устройств);
 - Узел очистки газа;
 - Узел предотвращения гидратообразования (блок подогрева газа);
 - Узел редуцирования;
газа;
 - Узел одоризации расхода газа;
 - Узел отбора и подготовки газа на собственные нужды;
 - Блок автоматики с системой автоматического управления с функцией телеметрии.
- Как уже отмечено выше, станция состоит из нескольких узлов. Все они размещены на территории ГРС и соединяются между собой трубопроводами и кабелями. Они оснащены вспомогательным оборудованием (молниеприемник, ограждение и т.д.), образуя законченный комплекс ГРС «1-г. Барнаул».

1.3 Состав ГРС

В состав ГРС входят следующие системы:

- контроля и автоматики;
- связи и телемеханики;
- электроосвещения, молниезащиты, защиты от статического электричества;
- электрохимзащиты;
- отопления и вентиляции;
- водоснабжения и канализации;
- аварийной и охранно-периметральной сигнализации;
- контроля загазованности.

2. Описание технологического процесса на ГРС

Газораспределительные станции (ГРС) входят в состав линейных производственных управлений магистральных газопроводов (ЛПУМГ).

В состав ГРС входят блоки: переключения, очистки газа, подогрева газа, редуцирования, учета и одоризации.

ГРС «1-г. Барнаул» работает по схеме (см. Приложение 1).

Подключение ГРС к газопроводу-отводу высокого давления осуществляется через *узел переключения*, состоящего из входного и выходного газопроводов, обводной линии, соединяющей входной и выходной газопроводы и оснащенных запорной арматурой, предохранительными клапанами с трехходовым краном на выходном газопроводе, изолирующими фланцами, свечами для стравливания газа на газопроводе высокого давления.

Природный газ высокого давления $P_{вх} = 1,2-5,4$ МПа ($12-54$ кгс/см²), поступивший на вход станции (*узел переключения*), проходит через кран шаровой с пневмоприводом КН1, расположенный на входном газопроводе блока переключения.

Затем газ попадает в узел очистки газа и проходит через один из пылеуловителей, в котором фильтрующим элементом являются циклоны. Здесь газ очищается от механических примесей и влаги. Весь конденсат самотеком поступает в подземную емкость сбора конденсата.

Узел очистки газа на ГРС служит для предотвращения попадания механических примесей и жидкостей в технологические трубопроводы, оборудование, средства контроля и автоматики станции и потребителей. В качестве аппаратов для очистки газа от механических примесей применяются пылевлагоулавливающие устройства – мультициклонные пылеуловители (рис.1), обеспечивающие подготовку газа для стабильной работы оборудования ГРС и потребителя.



Принцип действия: газ через входной патрубок (сбоку) поступает в циклон, где, благодаря наличию винтовых лопастей, движется по спирали. Под действием центробежной силы твёрдые и жидкие частицы отбрасываются к периферии, затормаживаются о стенку циклона и выпадают на дно пылеуловителя. Очищенный газ выходит через выходной патрубок (сверху). Отвод жидкости и шлама (продувка пылеуловителя) осуществляется через продувочный патрубок (снизу) в промежуточную дренажную ёмкость.

Устройство пылеуловителя: 1-входной патрубок; 2-выходной патрубок; 3-продувочный патрубок; 4-батарея циклонов; 5-перегородка; 6-винтовая лопасть. Смотри рис.2.



Рисунок 1.1 – Мультициклонный пылеуловитель с батареей циклонов (в разрезе).

Узел очистки газа оснащен устройствами удаления конденсата и дренажа в сборные резервуары. Резервуары рассчитаны на максимально возможное давление и оборудованы сигнализатором уровня жидкости. С целью исключения выбросов паров конденсата в атмосферу применяются меры по их утилизации.

Из узла очистки газ поступает через шаровой кран №13 в подогреватель газа ПГА-200, где нагревается с целью предотвращения выпадения гидрантов при редуцировании. Проще говоря, узел подогрева газа предназначен для предотвращения обмерзания арматуры и образования кристаллогидратов в газопроводных коммуникациях и арматуре, которые образуются, при редуцировании природного газа.

Узел подогрева газа обеспечивает температуру газа на выходе из ГРС не ниже минус 10°С. Трубопроводы и арматура на выходе из подогревателя защищены тепловой изоляцией.

Огневой подогреватель газа (рис. 3) представляет собой печь радиационно-конвективного типа с восходящим потоком дымовых газов. Нагрев технологического газа осуществляется в трубном змеевике открытым пламенем от рабочих горелок. Контроль за температурой подогреваемого газа осуществляется термометром манометрическим, расположенным в шкафу КИП.

Подробную технологическую схему подогревателя см. Приложение 2.

Принцип действия: газ поступает в трубную обвязку подогревателя через входной кран №13 и далее в верхнюю оребренную конвективную секцию змеевика и нагревается теплом отходящих газов горелок, затем проходит в нижнюю радиационную секцию змеевика и нагревается за счет излучения факела горелок, после чего, нагретый до расчетной температуры газ, через выходной кран №14 направляется к блоку редуцирования.



Рисунок 1.2 – Подогреватель ПГА-200.

Нагрев газа происходит за счет нагрева змеевика в топке подогревателя за счет топливного газа ($P_{\text{вых}}=100$ мм.вод.ст), который подается с выхода блока редуцирования ($P_{\text{вх}} = 1,2$ МПа). Также с выхода блока редуцирования часть газа попадает в ГРПН-300, где происходит редуцирование топливного газа с 1,2 МПа до 130 мм.вод.ст. для питания водогрейных котлов АОВВ-11,6.

Аппаратура шкафа КИПиА подогревателя осуществляет контроль за нормальной работой подогревателя по наличию пламени запальника и температурному режиму.

Подогретый газ высокого давления покидает блок подогрева через шаровой кран №14 и поступает в узел редуцирования газа, который предназначен для снижения и автоматического поддержания заданного давления газа, подаваемого потребителю.

На ГРС редуцирование газа осуществляют двумя линиями редуцирования одинаковой производительности, оснащенными однотипной запорно-регулирующей арматурой (одна нитка – рабочая, вторая – резервная). Система обеспечивает газоснабжение потребителя при отказе одной нитки редуцирования.

Самым главным, важным в узле редуцирования газа, да и на всей ГРС, является регулятор давления. Его еще называют «сердцем» станции.

Регулятор давления предназначен для снижения и автоматического поддержания давления газа «после себя» на заданном значении.

Регулятор РДПм, используемый на данной ГРС состоит из: входного и выходного фланцевых корпусов, мембраны, клапана и седла. Во входном фланцевом корпусе имеется кольцевая полость, через которую проходит теплоноситель, обеспечивающий нагрев корпуса.

Принцип действия регулятора основан на поддержании равновесия сил действующих на мембрану. Равновесие мембранного узла обеспечивается выравниванием давления газа в камере задания «Б» с давлением в камере выходного давления регулятора «А». Давление газа в камере «Б» стремится создать максимальный зазор между уплотнением клапана и рабочей кромкой седла. Давление газа в камере «А» стремится этот зазор уменьшить. Уравновешенное положение седла относительно уплотняющей поверхности клапана обеспечивает постоянное давление на выходе при остальных постоянно меняющихся параметрах. Также на каждой нитке имеются сбросные свечи.

В наличии имеется система защитной автоматики. В связи с этим, каждая линия редуцирования оборудована кранами с пневмоприводами, используемыми в качестве исполнительных механизмов.

Переход на работу по резервной линии осуществляется автоматически при отклонении ($\pm 10\%$) от установленного договором выходного рабочего давления.

Каждая линия оснащена пневмоприводным краном (КНЗ, КН4), регулятором давления РДПм (Р1, Р2), турбинным счетчиком газа (СГ-ЭК) и краном с ручным приводом (КНр3, КНр4).

Редуцирование давления газа осуществляется в одну ступень. Высокое давление газа до 5,5 МПа снижается до выходного 1,2 МПа.

Контроль за выходным и входным давлением в блоке редуцирования осуществляется с помощью электроконтактных манометров ДМ 2005Сч1Ех (ЭКМ1, ЭКМ2).

После редуцирующего органа, газ давлением $P_{\text{вых}}=12 \text{ кгс/см}^2$ проходит через измерительный комплекс SuperFlow-21В (*узел учета газа*). Через данный комплекс осуществляется регистрация потребленного газа (рис. 4).

Комплекс (комплект датчиков и вычислителей) на данной ГРС располагается непосредственно на редуцирующей нитке между регулятором РДПм и выходным шаровым краном, поэтому, об отдельном помещении или блоке говорить не приходится.

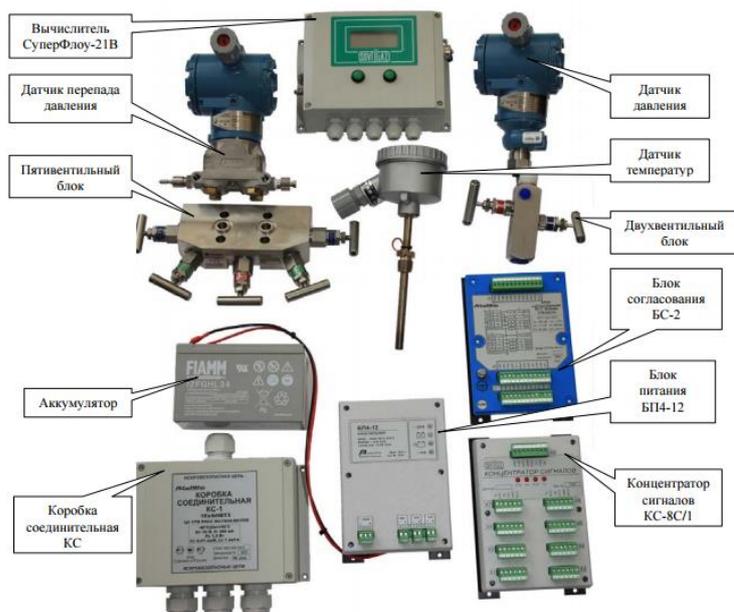


Рисунок 1.4 – Комплекс измерительный «СуперФлоу-21В»

Затем газ через кран с ручным приводом выходит с блока редуцирования и попадает уже в выходной газопровод блока переключения.

Краны с пневмогидроприводом КН1, КН2 служат для отключения станции при ремонте. В этом случае подача газа потребителю осуществляется по байпасной линии, состоящей из крана шарового с ручным приводом №27 и вентельной задвижки №26. Поддержание выходного давления в этом случае осуществляется вручную. Контроль давления на выходе станции осуществляется по манометру МН2.

Предохранительные клапаны КП1, КП2 предохраняют систему потребителя от превышения давления при работе на байпасе. С помощью трехходового крана КТХ можно отключить один из предохранительных клапанов для ремонта. При этом другой предохранительный клапан остается подключенным к выходному газопроводу ГРС.

Также в блоке переключения имеется устройство сужающее быстросменное (УСБ) для изменения сечения потока и создания перепада давления с целью



автоматического одорирования газа. С узла одоризации газа, через УСБ, производится ввод одоранта (смесь природных меркаптанов) в выходной газопровод ГРС для придания природному газу искусственного запаха, с целью обнаружения его утечки. Газ можно одорировать в ручном режиме (при помощи крана №55/3 через капельницу).

Рисунок 1.5 – Блок одоризации газа

Норма вводимого в газ одоранта (этилмеркаптан) составляет 16 г. (19,1 см³) на 1000 м³ газа. Расход одоранта ежедневно фиксируется по линейке оператором ГРС.

Подробная схема узла редуцирования есть технологической схеме Приложение 1.

Узел одоризации установлен на выходе станции после обводной линии. Подача одоранта возможна только с ручной регулировкой, что усложняет работу оператора ГРС. На ГРС предусмотрена емкость для хранения одоранта. Объем емкостей 0,5 м³. Заправка подземной и промежуточной емкостей одоранта осуществляется рабочим персоналом в ручном режиме. Автоматизированный процесс пополнения и корректировки одоранта за счет изменения расхода на данном объекте ЛПУ не предусматривается.

Эта конечная стадия подготовки природного газа перед подачей его потребителю. Далее уже очищенный газ заданного давления и с определенной степенью одоризации поступает в газотранспортную сеть потребителя.

2.1 Характеристика установленного оборудования и ее недостатки

Рассмотрим установленное оборудование в каждом отдельном узле ГРС «1-г.Баргнаул» и выявим проблемную область для дальнейшего её решения. И чтобы проще нам было ориентироваться в модернизации этого производственного процесса, мы будем двигаться вместе с потоком газа по технологическому газопроводу ГРС.

Все описания можно отслеживать по технологической схеме ГРС «1-г.Баргнаул» (см. Приложение 1).

1. Охранный кран ГРС – первый кран по ходу газа к ГРС от газопровода-отвода DN300 является охранный кран № 7^а DN300. Он служит для отключения ГРС от газопровода отвода при значительных аварийных ситуациях или на время ремонта. В этом же узле присутствует еще один кран №6 DN80 (свечной). Он необходим для сброса давления с входного газопровода ГРС в случаях связанных с ремонтом или аварией. Этот узел находится от ГРС, на расстоянии 30 м. Площадка охранного крана 6×10 м ограждена забором из сетки рабицы и имеет охранно-периметральную сигнализацию.

Хочется отметить еще одну немаловажную вещь, что при обильном таянии снега в весенний период к площадке охранного крана подойти не имеет возможности. Таким образом, в случае непредвиденного ремонта или какого-либо инцидента доступ к выше описанной запорной арматуре будет проблематичен. Поэтому, для автоматизации данного узла, для возможности управления кранами №6 и №7^а дистанционно, нужно заменить оба шаровых крана с ручным

приводом на краны с пневмоприводом. Ведь в случае аварийной ситуации, например, пожар в блоке переключения, потребуется незамедлительно перекрыть кран №7^а (для отсечения потока высокого давления от ГРС) и открыть кран №6 (для стравливания газа в атмосферу). Поэтому, замена кранов с ручным приводом на пневмоприводные считаю необходимым.

2. Узел переключения. Далее газ попадает во входной газопровод узла переключения ГРС. Здесь намного больше технологического оборудования в отличие от выше описанного объекта: присутствуют манометры, датчики, преобразователи, запорная, а также предохранительная арматура.

Узел переключения предназначен для переключения потока газа высокого давления с автоматического на ручное регулирование по обводной линии. Он располагается под навесом и оснащен:

- контрольно-измерительными приборами по давлению. Из них: манометров – 9 шт, датчик Метран-150 – 2 шт.;

- кранами с пневмоприводом на входном (DN300) и выходном (DN500) газопроводах (они имеют автоматическое и дистанционное управление), а также имеется сигнализация крайних положений запорного органа шарового крана, отображающая на щите оператора в блоке автоматики;

- вентильными и шаровыми кранами мелкого диаметра;

- предохранительными клапанами с переключающим трехходовым краном и свечой для сброса газа;

- изолирующими устройствами на газопроводах входа и выхода для сохранения потенциала катодной защиты при раздельной защите внутриплощадочных коммуникаций ГРС и внешних газопроводов;

- обводной линией (байпас), соединяющей газопроводы входа и выхода ГРС, обеспечивающей кратковременную подачу газа потребителю, минуя ГРС (при ремонте или аварийной ситуации). Обводная линия имеет два запорных органа: первый – по ходу газа отключающий кран и второй – для дросселирования задвижка с ручным приводом. Нормальное положение запорной арматуры на обводной линии – закрытое. Она должна быть опломбирована службой ГРС.

Блок переключения – один из основных узлов ГРС. Значимых недостатков, которые бы препятствовали или тормозили технологический процесс мной не выявлено.

3. Узел очистки газа и сбора конденсата служит для предотвращения попадания механических примесей и жидкостей в технологические трубопроводы, оборудование, средства контроля и автоматики станции и потребителей.

Для очистки газа на ГРС применяются пять пылевлагоулавливающих устройства (пылеуловители мультициклонные Газстройдеталь DN400-DN800), обеспечивающие подготовку газа для стабильной работы оборудования ГРС. Подробное описание работы этих устройств мы уже рассмотрели выше.

Узел очистки газа имеет следующую особенность: конденсат получаемый после очистки газа скапливается внизу пылеуловителя и самотеком поступает через дренажный трубопровод в сборный резервуар. Резервуар рассчитан на максимально возможное давление и оборудованы сигнализатором уровня жидкости. С целью исключения выбросов паров конденсата в атмосферу применяются меры по их утилизации.

Таким образом, блок очистки газа и сбора конденсата оснащен следующим оборудованием:

- запорной арматурой (вентильными и шаровыми кранами мелкого и среднего диаметра. *Причем, отсутствуют краны с пневмоприводом, что исключает возможность управлять узлом дистанционно*);
- пятью мультициклонными пылеуловителями DN400-DN800;
- манометрами в количестве 5 шт.;
- манометрическими термометрами – 5 шт.;
- емкость сбора конденсата;
- клапан предохранительный (для защиты от превышения давления при выдаче конденсата в передвижную цистерну);
- датчик-реле уровня жидкости электрический ДУЖЭ-200М.

При наполнении емкости сбора конденсата до предельного уровня, срабатывает датчик-реле уровня жидкости, извещая оператора об аварийной ситуации. Здесь, недостатком данного оборудования в том, что нет постоянного контроля над уровнем в емкости сбора. Таким образом, необходимо заменить датчик-реле на сигнализатор уровня жидкости, который бы информировал

оператора ГРС через АРМ о реальном уровне жидкости в резервуара. Также, из перечисленного выше оборудования, узлу очистки газа для автоматизации не хватает пневмоприводных кранов для автоматического и дистанционного управления. Соответственно, заменив краны с ручным приводом (перед пылеуловителями №№ 9, 11 и после №№ 10, 12) на пневмоприводные с узлом управления ЭПУУ-7, мы получим возможность осуществлять переключение дистанционно. Эта замена нам пригодится на случай аварийного переключения, отключив вышедший из строя пылеуловитель, и, включив в работу резервный.

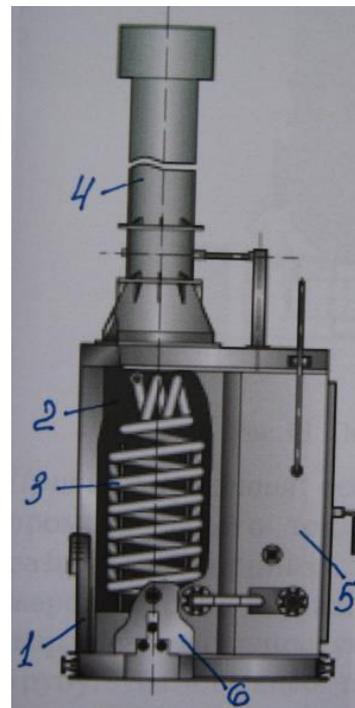


Рисунок 1.6- Устройство ПГА

4. **Узел подогрева газа** предназначен для предотвращения обмерзания арматуры и образования кристаллогидратов в газопроводных коммуникациях и арматуре. Схема узла подогрева газа представлена в Приложении 2.

Для предотвращения гидратообразований применяется подогрев газа с помощью подогревателя ПГА-200. Узел подогрева газа обеспечивает температуру газа на выходе из ГРС не ниже минус 10°C. Он представляет собой печь радиационно-конвективного типа с восходящим потоком дымовых газов. Нагрев технологического газа осуществляется в трубном змеевике открытым пламенем от рабочих горелок.

Устройство подогревателя ПГА (рис.5):

- 1) корпус (основание, боковые и торцевые стенки, крышка);
- 2) огневая камера;
- 3) змеевики верхний и нижний
- 4) дымовая труба;

- 5) блок автоматики и регулирования;
- 6) КЗУ (контрольно-запальное устройство с горелками).

Контроль за температурой подогреваемого газа осуществляется термометром на выходе из змеевика, а также термометром манометрическим ТКП-100ЭК13, расположенным в шкафу КИП и А.

Топливный газ давлением 12 кгс/см^2 поступает к горелкам через автоматику регулирования, состоящую из запорной арматуры (№№ К1-К8), предохранительного клапана (поз.11), регулятора давления (поз.10), регулятора температуры (поз.9).

Контроль давления топливного газа перед горелками и контрольно-запальным устройством осуществляется с помощью напоромера (поз.6), а контроль температуры – термометром манометрическим контактным показывающим (ТКП-100ЭК) (поз.13).

При отклонении температуры газа от установленного значения выдается звуковой и световой сигнал в блок КИПиА ($+20 \text{ }^\circ\text{C}$). При достижении верхнего предела заданной температуры $+75 \text{ }^\circ\text{C}$ происходит замыкание контактов (ТКП-100ЭК), подключенных к блоку розжига и контроля пламени 14. При этом БРКП выдает импульс тока на закрытие электромагнитного клапана 8 (перекрывая топливный газ к горелкам) и выдает аварийный сигнал.

Единственное, что хочется отметить, так это отсутствие постоянного визуального контроля температуры подогреваемого газа на выходе из подогревателя, т.е. необходимо отображение информации о подогревателе ПГА-200 на мониторе АРМ оператора ГРС.

5. Узел редуцирования газа предназначен для снижения и автоматического поддержания заданного давления газа, подаваемого потребителю.

На ГРС «1-г.Барнаул» понижение давления газа осуществляют одной из двух линий редуцирования. Обе они одинаковой производительности, оснащенные однотипной запорно-регулирующей арматурой (одна нитка – рабочая, а другая – резервная).

Каждая линия оснащена пневмоприводным краном (КН3, КН4), регулятором давления РДПм (РР1, РР2), краном с ручным приводом (КНр3, КНр4).

Регулятор давления предназначен для снижения и автоматического поддержания давления газа «после себя» на заданном значении.

В наличии имеется система защитной автоматики. В связи с этим, каждая линия редуцирования оборудована кранами с пневмоприводами для автоматического и дистанционного управления.

Переход на работу по резервной линии осуществляется автоматически при отклонении ($\pm 10\%$) от установленного договором выходного рабочего давления.

Блок редуцирования отвечает всем требованиям современной АГРС, поэтому проблем не выявлено.

6. **Узел учета газа** предназначен для коммерческого учета газа.



Рисунок 7 – Пример подключения ЕК270 к блоку управления одоризационной установкой.

7. **Узел одоризации газа** предназначен для придания искусственного запаха газу, подаваемого потребителю с целью своевременного обнаружения по запаху его утечки. Норма вводимого в газ одоранта (этилмеркаптан) составляет 16 г. ($19,1 \text{ см}^3$) на 1000 м^3 газа. Расход одоранта ежедневно фиксируется в журнале оператором ГРС. Корректировка одоранта осуществляется при изменении объема потребляемого газа ($\text{м}^3/\text{ч}$). Действующую схему узла одоризации ГРС «1-г. Барнаул».

Узел одоризации установлен на выходе станции после обводной линии. Подача одоранта возможна только с ручной регулировкой, что усложняет обслуживание одоризационной установки.

На ГРС предусмотрена емкость для хранения одоранта. Объем емкости 0,5 м³. Заправка подземной и промежуточной емкостей одоранта осуществляется рабочим персоналом в ручном режиме. Автоматизированный процесс пополнения расходной емкости и корректировка одоранта пропорционально расходу газа на данном объекте ЛПУ не предусматривается. Поэтому, не будет лишним и модернизация данного узла ГРС.

Таким образом, на данном производственном узле можно выявить следующие проблемы: отсутствие автоматического режима подачи одоранта пропорционально расходу газа, отсутствие контроля одоранта в подземной емкости (нет датчика уровня).

Предлагается разработать и внедрить в уже существующую одоризационную установку следующее оборудование и датчики:

1. В узел замера уровня и регулирования подачи одоранта, в котором уже есть датчик уровня с поплавком на емкости, отражающий уровень в рабочей (расходной) емкости на линейке, еще нужно добавить электромагнитный клапан запорный и дозирующий, установить датчик уровня на расходную емкость для передачи информации на АРМ оператора.

2. Сигнализатор уровня СУ-60 (для подземной емкости одоранта).

3. Фильтр одоранта.

4. Редуктор газовый (для перекачивания одоранта в расходную емкость).

5. Дополнительная арматура обвязки узла дозирования одоранта.

6. Блок управления БУ-103 (устанавливается за пределами взрывоопасной зоны, в помещении оператора).

И примечанием в данном вопросе, конечно же, будет отправка всей этой информации на АРМ оператора ГРС, где имеется необходимое программное обеспечение по сбору, обработке и хранению всей информации, для поддержания технологического процесса в заданных рамках.

Это самый сложный узел на станции, который претерпит серьезные изменения, как в технологической схеме, так и в производственных возможностях, не говоря уже, о экономической эффективности, которую придется доказать в ВКР. Возможно, что этот узел проще будет заменить на новый, со всеми перечисленными компонентами (датчиками, оборудованием) в экономическом и практическом смысле.

3. ВЫБОР РЕКОМЕНДАЦИЙ

4. Расчет

4.1 Расчёт эксплуатационных утечек

Газ, как источник загрязнения атмосферы, в процессе эксплуатации газопровода может проявить себя при плановом и аварийном ремонтах газопровода с опорожнением газопровода.

При эксплуатации газопровода основное воздействие возникает при возможных утечках природного газа через микроповреждения труб и неплотности линейной арматуры.

Максимально возможные утечки газа из проектируемого газопровода, проложенного по равнинной местности, через микросвищи и не плотности линейной арматуры, м³/год, определяется согласно "Методическим указаниям по расчету валовых выбросов углеводородов в газовой промышленности" [39] по формуле:

$$Q_{\text{гм}} = 1113,5 \times \frac{D \times L \times P_{\text{ср}} \times t}{T_{\text{ср}} \times Z_{\text{ср}} \times m} \quad (4.1)$$

где 1113,5 - переводной коэффициент, град/кг×сутки;

D = 0,225 м - диаметр газопровода;

L = 6 км - длина газопровода (трубная);

P = 3 кг/см² - среднее давление;

t = 365 суток - время работы газопровода;

T_{ср} = 288К - средняя температура газа в газопроводе;

Z_{ср} = 0,92 - средний коэффициент сжимаемости;

m = 1,2 - степень начальной герметичности;

$$Q_{\text{гм}} = 1113,5 \times \frac{0,300 \times 19905 \times 3 \times 365}{288 \times 0,95 \times 1,2} = 22176368 \text{ м}^3/\text{год}$$

Учитывая то, что в газопровод поступает с ГРС одорированный природный газ (с содержанием одоранта не менее 16 мг/м³), следовательно, за год в атмосферу может быть выброшено вместе с природным газом порядка 0,16 кг одоранта.

Указанное количество утечек равномерно распределяется по всей длине трассы газопровода. Следует отметить, что максимальный объем утечек возможен только после длительной и небрежной эксплуатации (более 10 лет) вследствие появления микроповреждений в трубах и изношенности сальников запорной арматуры.

Для исключения возникновения утечек на линейной части перед вводом в эксплуатацию межпоселковый газопровод высокого давления испытывают на герметичность.

4.2 Прочностной расчёт отвода ГРС на прочность

Расчетное (допустимое) сопротивление основного металла трубы и сварных кольцевых соединений растяжению (сжатию) или изгибу по временному сопротивлению:

$$R_1 = \frac{R_1^n \cdot m}{k_1 \cdot k_n} = \frac{510 \cdot 0,9}{1,4 \cdot 1} = 327,85 \text{ МПа}, \text{ где}$$

$R_1^n = 510$ МПа - нормативное сопротивление металла трубы и сварных соединений растяжению (сжатию) и изгибу, принимаемое равным минимальному значению временного сопротивления стали разрыву по государственным стандартам (ГОСТам) и техническим условиям (ТУ) заводов – изготовителей на трубы;

$m = 0,9$ – коэффициент условия работы трубопровода;

$K_1 = 1,4$ – коэффициент надежности по материалу, который учитывает качество материала труб с учетом реальной технологии их изготовления, допусков на толщины стенок, степени контроля сварных соединений;

$K_n = 1$ – коэффициент надежности по назначению трубопровода;

Диаметр отвода равен 159 мм.

Номинальная толщина стенки трубопровода определяется согласно СНиП II-45 – 75 следующим образом:

$$\delta_1 = \frac{n_p \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n_p \cdot P)} = \frac{1,1 \cdot 5,5 \cdot 10^6 \cdot 0,159}{2 \cdot (327,85 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 5,5 \cdot 10^6)} = 0,00144 \text{ м} = 1,44 \text{ мм};$$

$n_p = 1,1$ - коэффициент перегрузки для внутреннего давления (табл. 13* СНиП 2.05.06-85*)

принимается минимальное значение 3 мм (согласно СНиП 2.05.06-85*)

Абсолютное значение максимального положительного и максимального отрицательного температурных перепадов:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha E} = \frac{0,3 \cdot 327,85}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^{11}} = 40^{\circ} C$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{R_1(1 - \mu)}{\alpha E} = \frac{327,85 \cdot (1 - 0,3)}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^{11}} = 92^{\circ} C$$

Внутренний диаметр: $D_{вн} = D_{н} - 2 \cdot \delta = 153$ мм.

Находим величину продольных, осевых, сжимающих напряжений:

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta T + \mu \cdot \frac{n_p \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 92 + 0,3 \cdot$$

$$\frac{1,1 \cdot 5,5 \cdot 10^6 \cdot 0,153}{2 \cdot 0,003} = 149,73 \text{ МПа}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1}} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \frac{149,73}{327,85}} - 0,5 \cdot \frac{149,73}{327,85} = 0,592$$

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщина стенки:

$$\delta_2 = \frac{n_p p D_{н}}{2(R_1 \psi_1 + n \cdot p)} = \frac{1,1 \cdot 5,5 \cdot 10^6 \cdot 0,159}{2 \cdot (327,85 \cdot 0,592 + 1,1 \cdot 5,5 \cdot 10^6)} = \frac{0,961}{400,27} = 0,0024 \text{ м} = 2,40 \text{ мм}$$

Производим проверку трубопровода на прочность:

$$|\sigma_{np,N}| \leq \psi_1 R_1 = 149,73 \text{ МПа} \leq 0,592 \cdot 327,85 = 194,08 \text{ МПа}$$

условие прочности выполняется.

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данной выпускной квалификационной работе описывается анализ методов повышения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций на примере ГРС «ГРС-1 г. Барнаул». Один из методов — это проведение замены узла одоризации газораспределительной станции.

Целью экономического расчета является расчет стоимости работ по замене узла одоризации ГРС «ГРС-1 г. Барнаул» с целью определения срока окупаемости и целесообразности осуществления данных работ.

5.1. Расчет времени на проведение мероприятия

Определим нормы времени для выполнения ремонта газораспределительной станции. Время на проведение мероприятия включает в себя основное время проведения капитального ремонта, а также вспомогательное время, необходимое для подготовки и наладки ГРС.

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е11» время на выполнение мероприятия представлено в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Время проведения работ

Наименование работ	Время, ч.
Очистка снега	20
Рыхление	35
Снятие плодородного слоя	90
Вскрышные работы	80
Строительно – монтажные работы	1800
Засыпка плодородного слоя и рекультивация	150
Итого	2175

Следовательно, общее время на выполнение мероприятия по капитальному ремонту будет равно:

$$T = 2175 \text{ (ч)}.$$

5.2 Расчет количества необходимой специальной техники и оборудования

В процессе проведения работ по капитальному ремонту газораспределительной станции «ГРС-1» потребуется специальная техника и оборудование, представленные в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Необходимая специальная техника и оборудование

Наименование специальной техники и оборудования	Вид работ	Количество единиц
Трубоукладчик ЧЕТРА ТГ503	Подъем и спускание трубопровода в траншею	1
Одноковшовый экскаватор ЭО-2621	Проведение вскрышных и засыпных работ	2
Бульдозер ДЗ-42	Очистка от снега, засыпка и планировка грунта	1
Бурильно-крановая машина БМ-205	Бурение скважин в грунтах	1
Кран автомобильный КС-6471	Подъем и перемещение различных грузов	3
Автосамосвал Камаз-5511	Перевозка навалочных и сыпучих грузов	2
Трубовоз и тягач Краз-2556+ПВ-204	Транспортировка труб к месту производства работ	1

Полуприцеп и тягач Камаз-5410+ОААЗ-9370	Транспортировка различных грузов к месту производства работ	1
Аппарат сварочного тока РС-250.33	Сварочные работы	1
Трансформатор сварочный ТДМ-503У2	Понижение напряжения сети при выполнении сварочных работ	1
Газоанализатор Drager X-am 5000	Контроль уровня предельно-допустимой концентрации газа в месте производства работ	1
Трассоискатель Сталкер 15-02М	Отбивка положения трубопровода	1
Итого		16

Из таблицы следует, что для проведения капитального ремонта газораспределительной станции «ГРС-1» необходимо 16 единиц специальной техники и оборудования.

5.3 Затраты на амортизационные отчисления

Так как данная техника уже есть в наличии у предприятия, то необходимо рассчитать амортизационные отчисления при проведении капитального ремонта газораспределительной станции «ГРС-1».

Затраты на амортизационные отчисления определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для техники и оборудования представленных в таблице 2.2 выбираем согласно единым нормам амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР (утв. постановлением СМ СССР от 22 октября 1990 г. N 1072).

Расчет амортизационных отчислений при проведении капитального ремонта газораспределительной станции представлен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расчет амортизационных отчислений при проведении капитального ремонта газораспределительной станции

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
--------	----------------	---------------------	-------------------------------	-------------------------------	--------	--------------------	-------------------------

Трубоукладчик ЧЕТРА ТГ503	9300000	10	930000	106,16	1	2175	230898
Одноковшовый экскаватор ЭО- 2621	10060000	11,1	1116660	127,47	2	2175	554506
Бульдозер ДЗ- 42	9980000	16,7	1666660	190,25	1	2175	413811
Бурильно- крановая машина БМ-205	2730000	14,3	390390	44,56	1	2175	96929
Кран автомобильный КС-6471	3800000	10	380000	43,37	3	2175	283047
Автосамосвал Камаз-5511	3500000	12,5	437500	49,94	2	2175	217251
Трубовоз и тягач Краз- 2556+ПВ-204	950000	12,5	118750	13,55	1	2175	29484
Полуприцеп и тягач Камаз- 5410+ОААЗ- 9370	1100000	12,5	137500	15,7	1	2175	34140
Аппарат сварочного тока РС-250.33	110000	20	22000	2,51	1	2175	5462
Трансформатор сварочный ТДМ-503У2	50000	16,7	8350	0,95	1	2175	2073
Газоанализатор Drager X-am 5000	50544	14,3	7227,79	0,83	1	2175	342
Трассоискатель Сталкер 15-02М	63700	14,3	9109,10	1,04	1	2175	429
Итого, руб.	1868372						

Из таблицы следует, что общая сумма амортизационных отчислений составляет 1868372 руб.

5.4 Затраты на материалы и оборудование

Стоимость материалов на проведение мероприятия по капитальному ремонту газораспределительной станции «ГРС-1» приведена в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Стоимость материалов на проведение мероприятия

Наименование материалов		Ед. измерения	Количество	Цена за единицу, руб	Сумма, руб.
1	Полиэтиленовая пленка	пог.м	1000	48,06	48060
2	Обертка	пог.м	1000	40,50	40500
3	Ватин	шт	90	800	72000
4	Утяжелитель	шт	25	8100	202500
5	Топливо (дизельное)	л	5000	38,40	192000
6	Кислород	м ³	80	1000	80000
Итого, руб.		635060			

Из таблицы следует, что затраты на материалы будут составлять 635060 руб.

При проведении капитального ремонта газораспределительной станции «ГРС-1» необходимо установить новое оборудование для нормального функционирования станции. Стоимость оборудования, которое будет устанавливаться на газораспределительной станции приведена в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1 – Стоимость оборудования для газораспределительной станции

Наименование оборудования		Ед. измерения	Количество	Цена за единицу, руб	Сумма, руб.
1	Шаровый кран Ду 200	шт	1	20000	20000
2	Блок подогрева газа	шт	1	4550000	4550000
3	Емкость хранения одоранта	шт	1	45000	45000
4	Емкость сбора конденсата	шт	1	29000	29000
5	Электроизолирующая вставка	шт	1	51000	51000
6	Промышленный вентилятор	шт	3	28000	84000
7	САУ ГРС	шт	1	2200000	2200000

Итого, руб.	6979000
--------------------	----------------

Из таблицы следует, что затраты на оборудование будут составлять 6979000 руб.

5.5 Расчет затрат на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Таблица 2.5 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Коли-	Тариф- ная ставка,	Время на про- ведение меро- приятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 30%	Заработная плата с учетом
Начальник участка-прораб	6	1	280	2175	609000	182700	791700
Мастер	5	1	160	2175	348000	104400	452400
Инженер	5	2	158	2175	687300	206190	893490
Машинист крана	6	2	140	2175	609000	182700	791700
Машинист бульдозера	4	1	112	2175	243600	73080	316680
Машинист экскаватора	6	1	144	2175	313200	93960	407160
Машинист трубоукладчика	6	2	144	2175	626400	187920	814320
Помощник машиниста	5	2	120	2175	522000	156600	678600
Землекоп	6	2	80	2175	348000	104400	452400
Плотник	6	2	95	2175	413250	123975	537225
Арматурщик	5	2	105	2175	456750	137025	593775
Сварщик	5	2	210	2175	913500	274050	1187550

Начальник участка-прораб	1	7917 00	22959, 3	40376,7	17417 4	7125,3	244635,3
Мастер	1	4524 00	13119, 6	23072,4	99528	4071,6	139791,6
Инженер	2	8934 90	25911, 21	45567,9 9	19656 7,8	8041,41	276088,4
Машинист крана	2	7917 00	22959, 3	40376,7	17417 4	7125,3	244635,3
Машинист бульдозера	1	3166 80	9183,7 2	16150,6 8	69669, 6	2850,12	97854,12
Машинист экскаватора	1	4071 60	11807, 64	20765,1 6	89575, 2	3664,44	125812,4
Машинист трубоукладчика	2	8143 20	23615, 28	41530,3 2	17915 0,4	7328,88	251624,9
Помощник машиниста	2	6786 00	19679, 4	34608,6	14929 2	6107,4	209687,4
Землекоп	2	4524 00	13119, 6	23072,4	99528	4071,6	139791,6
Плотник	2	5372 25	15579, 53	27398,4 8	11818 9,5	4835,025	166002,5
Арматурщик	2	5937 75	17219, 48	30282,5 3	13063 0,5	5343,975	183476,5
Сварщик	2	1187 550	34438, 95	60565,0 5	26126 1	10687,95	366953
Монтажник конструкций	2	7634 25	22139, 33	38934,6 8	16795 3,5	6870,825	235898,3
Монтажник трубопроводов	2	8595 60	24927, 24	43837,5 6	18910 3,2	7736,04	265604
Изолировщик	2	8256 30	23943, 27	42107,1 3	18163 8,6	7430,67	255119,7
Общая сумма, руб.				3202975			

Таким образом, общая сумма страховых взносов при капитальном ремонте газораспределительной станции «ГРС-1» составляет 3202975 руб.

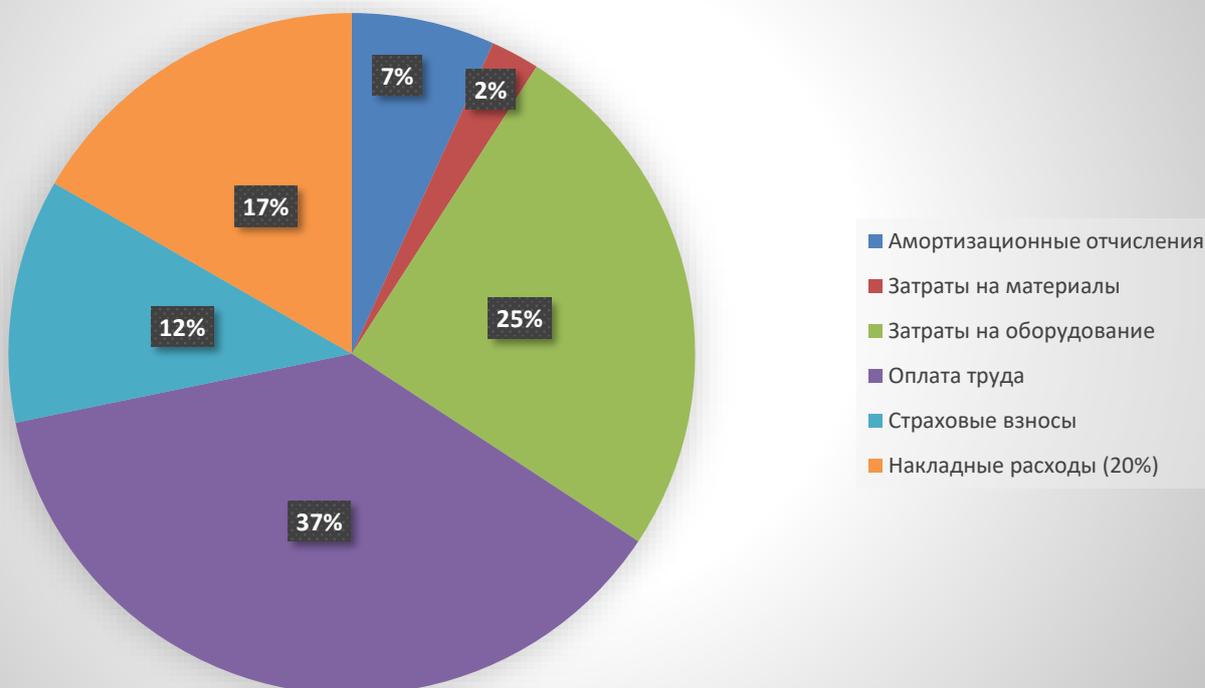
5.7 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (Таблица 2.7).

Таблица 2.7 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Амортизационные отчисления	1868372
Затраты на материалы	635060
Затраты на оборудование	6979000
Оплата труда	10365615
Страховые взносы	3202975
Накладные расходы (20%)	4610204
Всего затрат:	27661226

Затраты на проведение организационно-технического мероприятия



Затраты на капитальный ремонт газораспределительной станции «ГРС-1» составляют 27661226 руб.

5.8 Экономическая эффективность проекта

В процессе анализа стоимости капитального ремонта газораспределительной станции произведен расчет экономической эффективности, представленный в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Результаты расчётов экономической эффективности проекта

Капитальные вложения на проведение работ по капитальному ремонту ГРС, руб.	27661226
Прибыль, руб.	32539330
Срок окупаемости проекта, лет.	0,85

В результате проведения экономического расчета стоимости работ по капитальному ремонту газораспределительной станции «ГРС-1» было определено, что полная стоимость проведения данных работ составит

27 661 226 руб. Однако проведение данных работ будет являться целесообразным в связи с коротким сроком окупаемости проекта (0,85 года).

Основные факторы и обстоятельства, определяющие категорию повышенной опасности на ГРС при ремонтных работах представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы [1].

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Ремонтные работы: 1) Электромонтажные работы; 2) Слесарные работы 3) Сварочно-монтажные работы.	1. Отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне		СанПиН 2.2.4.548-96 [4] Р 2.2.2006-05 [5] ГОСТ 12.4.011-89 [2]
	2. Работа с токсичными и вредными веществами		ГОСТ 12.1.005-88 [12] ГН 2.2.5.1313 – 03 [16]
	3. Повышенный уровень шума		СНиП II-12-77 [6] ГОСТ 12.1.029-80 [7] ГОСТ 12.1.003-2014 [8]
	4. Недостаточная освещенность рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 [13]
		1. Поражение электрическим током. Электрическая дуга и металлические искры при сварке	

		2. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	ГОСТ 12.2.003-91 [3]
		3. Пожаробезопасность	ГОСТ 12.1.004-91 [11] ГОСТ 12.1.005-88 [12]

Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

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

Отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне.

Такие условия, как относительная влажность, интенсивность теплового излучения от нагретых поверхностей, барометрическое давление, скорость движения и температура воздуха также имеют немаловажное значение. Все они влияют как на здоровье и самочувствие человека, так и на его работоспособность. Для создания благоприятных для работы человека условий необходимо добиться оптимального сочетания этих факторов, а неверный их подбор способен причинить вред здоровью.

Для поддержания микроклимата в помещениях на газораспределительной станции используются система отопления, интенсивность работы которой регулируется изменением режима работы водонагревательного котла, и система вентиляции. Так, согласно СанПиН 2.2.4.548 – 96, на рабочем месте должна поддерживаться температура от +21 до +23°С в холодное время года и от +22 до +24 – в теплое. Относительная влажность должна находиться в пределах от 40 до 60%, а скорость движения воздуха не должна превышать 0,2 м/с [4]. Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений представлены в таблице 2.

Таблица 2. Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений [4].

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин			для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин, не более	для диапазона температур воздуха выше оптимальных величин, не более **
Холодный	Пб (233 - 290)	15,0 - 16,9	19,1 - 22,0	14,0- 23,0	15 - 75	0,2	0,4
Теплый	Пб (233 - 290)	16,0 - 18,9	21,1 - 27,0	15,0- 28,0	15 - 75 *	0,2	0,5

При работе в условиях, которые не соответствуют санитарным нормам применяется различная спецодежда и спецобувь, отличающаяся в зависимости от вида работ и времени года.

Работа с токсичными и вредными веществами

Вещества, различные технологические операции с которыми производятся на территории газораспределительной станции, являются вредными, и все они оказывают неблагоприятное воздействие на человеческий организм, хотя и в разной степени. К таким веществам относятся, в первую очередь, природный газ, одорант и метанол.

Природный газ, транспортируемый по магистральному газопроводу, состоит из горючей компоненты (метан, иногда более тяжелые гомологи метана: этан, пропан, бутан; водород; окись углерода;), балластной (азот, углекислый газ, кислород) и вредных примесей (сероводород, синильная кислота). К веществам, неблагоприятно влияющим на здоровье человека можно отнести следующие: углеводороды, углекислый газ, сероводород, синильная кислота [16]. Их предельно допустимые концентрации и классы опасности приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ, появление которых возможно в рабочей зоне ГРС [16]

Вещество	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м³	Класс опасности
Углекислый газ	9000	IV
Углеводороды C ₁ – C ₁₀	300	IV
Сероводород	10	IV
Метанол	5	III
Сероводород в смеси с УВ	3	III
Меркаптаны	1	II
Синильная кислота	0,3	I

Предельно-допустимая концентрация – это концентрация, которая при ежедневной (кроме выходных дней) работе в течение 8 часов или при другой продолжительности, но не более 41 часов в неделю, в течение всего рабочего стажа не может вызвать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, обнаруживаемых современными методами исследований как в процессе работы, так и в отдаленные сроки жизни настоящего и последующих поколений.

В качестве одоранта же используют меркаптаны (чаще этилмеркаптан), ПДК и класс опасности которых также приведены в таблице.

Основными источниками выделения вредных веществ являются:

1. Предохранительные устройства. В случае повышения давления в газопроводе выше допустимых пределов срабатывает клапан СППК, и часть газа через свечу сбрасывается в атмосферу до того момента, пока давление в трубе не достигнет проектных значений.
2. Нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и оборудования).

3. Сброс давления в трубопроводе и оборудовании при проведении ремонтных работ. Для снижения давления в ремонтируемом участке, газ, находящийся во внутренних полостях трубопровода и оборудования сбрасывается в атмосферу через свечу.

Вещества, перечисленные в таблице 3, можно классифицировать как яды, взаимодействие с которыми может привести к различным отрицательным последствиям для здоровья, таким как тошнота, недомогание, повышение температуры, затруднение дыхания, раздражение слизистых.

Замеры концентрации загазованности помещения проводит оператор ГРС непосредственно на рабочем месте и в местах установки насосного оборудования с периодичностью не реже 1 час, а также по первому требованию работника.

Мероприятия по снижению загазованности и защиты организма человека:

1. Исключение источников появления вредных веществ (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры).
2. Применение газоанализаторов для контроля загазованности.
3. Вентилирование помещений, в которых возможно появление вредных веществ, для снижения их концентрации в воздухе рабочей зоны.
4. Использование средств индивидуальной защиты (противогазы, респираторы, спецодежда, изолирующие костюмы, рукавицы, перчатки, очки, маски).

Повышенный уровень шума.

Рабочий процесс на газораспределительной станции происходит в условиях повышенного шумового фона. Источником шума являются процессы, происходящие с газом в регуляторах давления и сужающих устройствах. Уровень шума выше нормированных значений оказывает неблагоприятное воздействие на организм человека и результат его работы. Длительное воздействие шума снижает остроту слуха, может являться причиной его потери, изменяет кровяное давление, ухудшает зрение, нарушает координацию движений. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 нормированный уровень шума – 80 дБ А [8].

Методы снижения уровня шума в рабочей зоне газораспределительной станции:

1. Расположение оборудования, являющегося источником шума, в отдельных блоках и зданиях, стены которых выполняются из материалов, обеспечивающих необходимую звукоизоляцию.
2. Применение средств дистанционного управления рабочим процессом, которые исключают необходимость длительного присутствия рабочего персонала в зоне воздействия акустического шума. обслуживающего персонала продолжительное время находиться в зоне воздействия.
3. Использование средств индивидуальной защиты. Согласно инструкциям по технике безопасности предприятия применяются вкладыши, представляющие собой мягкие тампоны, пропитанные смесью парафина и воска, жесткие вкладыши из резины, звукоизолирующие наушники, звукоизолирующие шлемы.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещенность рабочих мест оказывает значительное влияние на рабочий процесс. Чрезмерное или же недостаточное освещение может привести к негативным последствиям для здоровья персонала, снижает производительность труда вследствие ухудшения условий работы.

Необходимые условия освещенности достигаются путем использования как естественного, так и искусственного освещения. Естественное освещение в производственных помещениях газораспределительной станции обеспечивается наличием необходимого количества окон, но это осуществимо только в дневное время. Для поддержания освещенности в пределах норм темное время суток пользуются искусственным освещением, светильники которого должны быть выполнены во взрывозащищенном исполнении. Во время ремонтных работ используется местное освещение. Для этого применяются переносные светильники на аккумуляторе во взрывозащищенном исполнении.

По санитарным нормам и правилам все помещения должны иметь естественное освещение. В помещении оператора ГРС реализовано двухстороннее

естественное боковое освещение через два световых проема. Однако с помощью естественного освещения помещение освещается крайне неравномерно и только в светлое время суток. Применение одного местного освещения на рабочих местах не допускается. Согласно СНиП 23-05-95* «Естественное и искусственное освещение»:

- Минимальная освещенность при работе на компьютере составляет $E_t=300$ лк.
- Освещенность рабочего стола должна быть не менее $300\div 500$ лк, что может достигаться установкой местного освещения.
- Местное освещение не должно создавать бликов на экране. Следует ограничивать отраженную блёккость на рабочих поверхностях (экран, стол, клавиатура) за счет правильного выбора и расположения светильников, яркость бликов на экране не должна превышать 40 кд/м².
- Светильники местного освещения должны иметь не просвечивающий отражатель [34].

Также должны быть использованы аварийное освещение для продолжения работы при отключении рабочего освещения (используются лампы, для которых применяется автономное питание электроэнергией), эвакуационное освещение для эвакуации людей из помещений при аварийном отключении рабочего освещения, сигнальное освещение для фиксации границ опасных зон, охранное освещение для указания границ охраняемой территории газораспределительной станции.

Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

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

Поражение электрическим током

Опасность поражения электрическим током присутствует при работе с

любым электрооборудованием. На станции к электрической сети подключены насос отопительной системы, контрольно-измерительные приборы, системы охранной, пожарной и аварийной сигнализации, система автоматического управления газораспределительной станции, источники освещения, оборудование защиты от коррозии, бытовое оборудование в обеденном помещении, АРМ оператора.

Причины поражения электрическим током:

- прикосновение к токоведущим элементам;
- ошибочные действия персонала;
- нарушение изоляции токоведущих элементов;
- метеорологические условия (удар молнии);
- авария.

Меры защиты:

1. Применение защитного зануления, защитного заземления, защитного отключения.
2. Обеспечение изоляции, ограждение и недоступность электрических цепей.
3. Использование предупредительных плакатов и знаков безопасности.
4. Установка молниеотводов.
5. Проведение инструктажей и обучения персонала безопасным методам работы с электроприборами.
6. Использование средств индивидуальной защиты: диэлектрических перчаток и бот, диэлектрических резиновых ковриков, инструментов с изолированными ручками.

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током широко используются плакаты и знаки безопасности.

Мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;

- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

Электрическая дуга и металлические искры при сварке.

Для ручной электродуговой сварки существует несколько опасных факторов воздействий на сварщика: поражение электрическим током при прикосновении человека к токовыводящим частям электрической цепи; поражение лучами электрической дуги глаз и открытой поверхности кожи; ожоги от капель брызг металла и шлака при сварке; взрыва в результате проведения сварки вблизи легковоспламеняющихся и взрывоопасных веществ; травмы различного рода механического характера при подготовке трубопровода к сварке и в процессе сварки.

Техника безопасности при проведении сварочных работ ручной электродуговой сваркой.

Для предохранения от брызг расплавленного металла и излучения сварочной дуги, сварщик должен носить положенную спецодежду и спецобувь, а глаза и лицо закрывать специальной маской или щитком со светофильтром. Электросварщику следует работать на резиновом коврикe, пользоваться диэлектрическими перчатками. Рабочие места должны быть снабжены индивидуальными аптечками и индивидуальными средствами пожаротушения. Для тушения электрооборудования должны быть применены углекислотные огнетушители.

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

Основная опасность при эксплуатации трубопровода и другого оборудования заключается в возможности их разрушения под действием давления рабочей среды (физический взрыв). При физическом взрыве энергия сжатой среды в течение малого промежутка времени реализуется в кинетическую энергию осколков разрушенного сосуда и воздушную ударную волну. При этом осколки могут разлетаться на несколько сотен метров и при соударении с технологическим оборудованием, емкостями вызвать их разрушение, приводя к возможности возникновения взрывов и пожаров и гибели людей.

Оборудование, работающее под давлением, должно быть рассчитано с учетом нагрузок, возникающих во время его эксплуатации, и прогнозируемых отклонений от них. При этом должны учитываться следующие факторы:

- внутреннее/ внешнее давление;
- температура окружающей среды и температура рабочей среды;
- статическое давление в рабочих условиях и условиях испытания от массы содержимого в оборудовании;
- инерционные нагрузки при движении, ветровые и сейсмические воздействия;
- реактивные усилия (противодействия), которые передаются от опор, креплений, трубопроводов и т.д.;
- усталость при переменных нагрузках, коррозию, эрозию и т.д.;
- химические реакции из-за нестабильности перерабатываемых сред и технологического процесса;
- изменения механических свойств материалов в процессе эксплуатации.

При расчете на прочность необходимо учитывать все нагрузки и факторы, которые могут иметь место и вероятность их одновременного возникновения.

Во избежание разрушения трубопровода под действием давления, он должен подвергаться техническому диагностированию, неразрушающему, разрушающему контролю, в том числе до выработки ими назначенного ресурса (срока службы), в соответствии с требованиями, установленными в руководстве (инструкции) по эксплуатации, производственных инструкциях

и иных распорядительных документах, принятых в эксплуатирующей организации.

Также необходима проверка исправности действия манометров и предохранительных клапанов в следующие сроки:

- для трубопроводов с рабочим давлением до 1,4 МПа включительно - не реже одного раза в смену;

- для трубопроводов с рабочим давлением свыше 1,4 до 4,0 МПа включительно
- не реже одного раза в сутки;
- для трубопроводов с рабочим давлением свыше 4 МПа, а также для всех трубопроводов, установленных на тепловых электростанциях, – в сроки, установленные инструкцией, утвержденной в установленном порядке техническим руководителем (главным инженером) организации [3].

В случае аварии трубопровод должен быть немедленно остановлен и отключен действием защит или персоналом в случаях, предусмотренных инструкцией, в частности:

- при выявлении неисправности предохранительного устройства от повышения давления;
- если давление в трубопроводе поднялось выше разрешенного и не снижается, несмотря на меры, принятые персоналом;
- если в основных элементах трубопровода будут обнаружены трещины, выпучины, пропуски в их сварных швах, обрыв анкерного болта или связи;
- при неисправности манометра и невозможности определить давление по другим приборам;
- при неисправности предохранительных блокировочных устройств;
- при неисправности дренажных устройств для непрерывного удаления жидкости;
- при возникновении пожара, непосредственно угрожающего трубопроводу [3].

Пожаровзрывобезопасность

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки.

Основные источники пожара:

1. Предохранительные устройства. В случае повышения давления в газопроводе выше допустимых пределов срабатывает клапан СППК, и часть газа через свечу сбрасывается в атмосферу до того момента, пока давление в трубе не достигнет проектных значений.
2. Нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и оборудования).
3. Сброс давления в трубопроводе и оборудовании при проведении ремонтных работ. Для снижения давления в ремонтируемом участке, газ, находящийся во внутренних полостях трубопровода и оборудования сбрасывается в атмосферу через свечу.

Нижний концентрационный предел воспламенения (НКПВ) - это концентрация горючего вещества в воздухе, ниже которой воспламенение смеси невозможно. Если имеются условия для взрыва, концентрация называется нижним пределом взрываемости.

Верхний концентрационный предел воспламенения - это концентрация горючего вещества в воздухе, выше которой воспламенение смеси невозможно. Нижний концентрационный предел воспламенения и верхний концентрационный предел воспламенения представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристика взрывопожароопасных веществ, появление которых возможно в воздухе рабочей зоны газораспределительной станции [17].

Наименование	Температура воспламенения, °С	Предел взрываемости, мг/л	
		нижний	верхний
Метан	645	5	15
Этан	530	3,2	12,5
Пропан	510	2,1	9,5
Бутан	490	1,8	8,4
Водород	510	5	75

Методы снижения взрывопожароопасности:

1. Исключение появления источников утечки вредных веществ (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры).
2. Вентилирование помещений, в которых возможно появление взрывопожароопасных веществ, для снижения их концентрации в воздухе рабочей зоны.
3. Применение газоанализаторов для контроля загазованности.
4. Использование электрооборудования во взрывобезопасном исполнении.
5. Использование инструмента в искробезопасном исполнении.
6. Оптимальное расположение зданий и сооружений согласно генеральному плану газораспределительной станции, которое направлено на сокращения ущерба от возможного пожара и/или взрыва.

На случай возникновения ситуации, когда предотвратить появление пожара всё же не удалось, на территории газораспределительной станции должны находиться первичные средства пожаротушения: емкость с песком, ведро, лопата, багор, асбестовые покрывала, ручные огнетушители. Должны быть установлены планы эвакуации персонала.

Экологическая безопасность.

Анализ воздействия объекта на атмосферу

Загрязняющие вещества могут попадать в атмосферу при нарушениях в работе оборудования, износе уплотнений, повышении давления в трубопроводе и оборудовании выше допустимых пределов, вследствие чего часть газа сбрасывается в атмосферу через свечу путем открытия предохранительных клапанов, испарения части одоранта во время его перемещения из емкости, в которой он транспортировался в емкость его хранения. Проводятся и запланированные зал-

повые выбросы вредных веществ в атмосферу (стравливание газа из газопроводов и технологического оборудования на ГРС при освидетельствовании и регламентных плановых ремонтов). 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 опасности, этилмеркаптан, относящийся ко второму классу опасности [12].

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.

Анализ воздействия объекта на гидросферу

При эксплуатации газораспределительной станции некоторые загрязняющие вещества, такие как, например, метанол, масла, одорант, могут нанести вред гидросфере, попав в сточные воды. Причиной этого могут послужить ремонтные работы, несоблюдение правил эксплуатации оборудования, износ уплотнений оборудования, сосудов, запорной арматуры, аварии.

Для защиты гидросферы следует соблюдать определенные требования и прибегать к превентивным мерам:

1. Исключение появления источников утечки вредных веществ (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры).
2. Своевременная уборка отходов в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки.

Анализ воздействия объекта на литосферу

При осуществлении любой производственной деятельности на литосферу

среду оказывается негативное воздействие, связанное с образованием большого количества отходов производства. Задача персонала состоит в сведении к минимуму возможных последствий этого воздействия.

Мероприятия по уменьшению негативного влияния на литосферу:

1. Все отходы подлежат селективному сбору, временному хранению на специально отведенных площадках в соответствии с проектом нормативов образования и лимитов размещения отходов и передаче на утилизацию специализированным организациям в соответствии с заключенными договорами.
2. Проверка оборудования на прочность и герметичность.
3. Неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования.
4. Своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры.

Анализ воздействия на селитебную зону

Опасные производственные объекты, в число которых входит и ГРС должны располагаться на достаточном для обеспечения безопасности населения и невозможности проникновения на объект расстоянии от жилых зон.

Для этого применяют следующие меры:

1. Газораспределительная станция располагается на максимально возможном рациональном удалении от населенных пунктов или жилых зон.
2. Вокруг газораспределительной станции организуется санитарно-защитная зона шириной 100м.
3. Территория огораживается по периметру.
4. Устанавливается видеонаблюдение и периметральная охранная сигнализация.
5. Устанавливаются специальные информационные и запрещающие знаки.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Под чрезвычайной ситуацией (ЧС) понимается обстановка в определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за

собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушения условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации, происходящие на опасных производственных объектах можно разделить на следующие: природного, экологического и техногенного характера.

На ГРС наиболее возможная чрезвычайная ситуация — это пожар или взрыв. В основе аварий могут лежать как технические причины (износ оборудования, его разрушение, нарушение технологического процесса, отказ электроники и механических средств предотвращения появления опасных факторов, таких как повышение давления), так и человеческий фактор.

Для того, чтобы уменьшить возникновения ЧС и повысить устойчивость объекта проводятся следующие мероприятия:

1. Организация технической диагностики оборудования, коммуникаций, их техническое обслуживание и ремонт.
2. Использование современных приборов контроля и сигнализации.
3. Проведение периодических и внеочередных инструктажей с обслуживающим персоналом, медицинских обследований работников на предмет соответствия их здоровья установленным требованиям.
4. Соблюдение всех правил и требований работы с оборудованием, неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования.

Действия персонала ГРС при ЧС:

- Сообщить оператору ГРС;
- Доложить руководству о чрезвычайной ситуации на газопроводе;
- Локализовать место аварии (закрыть запорную арматуру в аварийной части газопровода);
- Сообщить в местное управление ГО и ЧС;
- При угрозе жизни покинуть место ЧС.

Для предотвращения ЧС социального характера территория ГРС оборудуется системами видеонаблюдения, сигнализации, а также огораживается по периметру. Персонал проходит инструктажи по способам противодействия преступникам и правилам поведения в подобных ситуациях. Проводятся периодические учения с задействованием в них охранной службы предприятия, МЧС и полиции.

Минимизация последствий ЧС экологического и стихийного характеров обеспечивается еще на стадии проектирования газораспределительной станции. Место расположения и планировка объекта определяются в зависимости от тектонической активности, формы рельефа, свойств грунта, наличия поблизости разного рода растительности и близости к населенным пунктам. Для защиты от попадания молнии на территории объекта устанавливается молниеотвод, а для предотвращения распространения огня на территорию ГРС вокруг нее по всему периметру вспахивается полоса земли, удаляется сухая растительность и выкашивается трава.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

В соответствии с нормативными документами, к работе на газораспределительной станции допускаются только лица, достигшие 18-летнего возраста, которые прошли медицинский осмотр и не имеют противопоказаний, обученные безопасным методам ведения работы, прошедшие инструктаж на рабочем месте и получившие допуск к самостоятельной работе.

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в нефтяной и химической промышленности [24].

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями. Какие сферы деятельности и специальности связаны с вредными условиями труда, указывается в Постановлении Правительства [25].

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливается на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше),
- оплачиваемый отпуск, являющемся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней),
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения,
- бесплатное лечение и оздоровление,
- выдача расходных материалов – спецодежды, обеззараживающих средств [25].

Работодатель имеет право самостоятельно определять вид и размер компенсации за вредные условия труда, основываясь на Трудовом кодексе. Также он может инициировать повышение суммы. Все компенсации выплачиваются из страховых взносов работодателей по тарифам, установленными страховыми организациями. В ряде регионов установлен специальный тариф за неблагоприятные природные условия.

Компенсация дополнительного отпуска за вредные условия труда для работника предусмотрена только за те дни, которые дает работодатель сверх минимального значения (более 7) [24].

Все разновидности компенсаций не облагаются налогами. В то же время, если на данном уровне технологического развития имеется возможность устранить вредные производственные факторы, то выплата денежной компенсации уже таковой не считается. Поэтому, если выплата продолжается, то она подлежит налогообложению налогом на доходы физических лиц на общих основаниях. Также из компенсационных выплат не удерживаются страховые взносы.

Кроме компенсаций, существует такое понятие как доплата за вредные условия труда, которая также может устанавливаться работодателем. Судебная практика указывает, что к такому роду доплат относится и так называемая компенсация морального ущерба сотрудникам, работающим в опасных условиях [25].

Для наиболее безопасного и эффективного ведения работ рабочее место должно быть правильно организовано. Это касается как расположения предметов на рабочем столе, так и расстановки оборудования на всей территории газораспределительной станции. Должен быть обеспечен наиболее удобный и быстрый доступ к оборудованию.

При проектировании зданий и сооружений учитываются особенности ландшафта, тип грунта, проходящие инженерные коммуникации, местные климатические условия, геофизические показатели и другие факторы. Это необходимо для того, чтобы обеспечить благоприятные условия для естественного освещения, проветривания помещений, минимизации последствий снежных заносов, избежать скопления газа в котловинах при его утечке.

Необходимо обеспечить рациональное размещение зданий и сооружений ГРС: расположить административно-хозяйственные здания со стороны наибольшего движения автотранспорта; бытовые помещения – ближе к проходным; здания и сооружения с производствами повышенной пожарной опасности, в том числе котельную – с подветренной стороны по отношению к остальным зданиям.

Заключение

Список используемой литературы

1. ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.
2. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
3. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
4. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».
5. Р 2.2.2006-05 Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
6. СНиП II -12-77 Строительные нормы и правила. Защита от шума.
7. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума.
8. ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности.
9. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность.
10. ГОСТ 12.1.038-82 Электробезопасность.
11. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность.
12. ГОСТ 12.1.005-88 Межгосударственный стандарт. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
13. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03" Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий"(утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 6 апреля 2003 г.)
14. ГОСТ 12.03.033-84 ССБТ. Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации.
15. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
16. ГН 2.2.5.1313 – 03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
17. ГОСТ Р 51330.19 – 99 Электрооборудование взрывозащищенное.
18. ГОСТ 17.1.3.05-82 Охрана природы. Гидросфера.
19. ГОСТ 17.1.3.10-83 Охрана природы (ССОП). Гидросфера.

20. "Лесной кодекс Российской Федерации" от 04.12.2006 N 200-ФЗ (ред. от 03.07.2016) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2017).
21. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Классификация и общие требования безопасности.
22. Приказ Министра МЧС России от 08.07.2004 №329 Об утверждении критериев информации о чрезвычайных ситуациях.
23. РД-13.220.00-КТН-211-12 «Правила пожарной безопасности на объектах организации систем «Транснефть».
24. ФЗ РФ №426 «О специальной оценке условий труда».
25. Постановление Правительства №188 от 29.03.2002.
26. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.
27. ГОСТ 12.1.030-81 Межгосударственный стандарт "Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление".
28. РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.
29. ГОСТ 22.0.05-97 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации.
30. ГОСТ 5264-80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные.
31. ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих.
32. ГОСТ 12.0.002-2014 ССБТ. Термины и определения
33. ГОСТ 12.1.019-2009 Общие требования защиты.
34. ГОСТ 12.1.011-78 Смеси взрывоопасные.
35. СТО Газпром 2-1.19-058-2006 Инструкция по расчету и нормированию выбросов ГРС (АГРС, ГРП), ГИС.
34. СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение.
36. Тетельмин В.В., Язев В.А. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе.

