

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективной и безопасной эксплуатации газораспределительной станции

УДК 622.691.5-049.7

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Боженко Виктор Алексеевич		08.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Саруев А.Л.	к.т.н., доцент		08.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		08.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина М.С.	-		08.06.2020

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Поздеева Г.П.	к.ф.н., доцент		08.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		08.06.2020

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ
 по Основной образовательной программе подготовки магистров
 по направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**
 профиль подготовки **«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»**

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	УК-1; УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7; ОПК-8; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>	УК-1; УК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	УК-1; УК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7; ОПК-8; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	УК-2; УПК-1; ОПК-2; ОПК-7; ОПК-8; ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i>	УК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7; ОПК-8; ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с),(ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	УК-1; УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с),(ЕАС-4.2-е)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной	УК-1; УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с),(ЕАС-4.2-е)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли</i>
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>
P11	Организация работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.053 "Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов".</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Боженко Виктору Алексеевичу

Тема работы:

Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективной и безопасной эксплуатации газораспределительной станции	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-721с от 28.02.2020 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	22.06.2020 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является газораспределительная станция входящий в единый технологический комплекс газопровода отвода и ГРС, магистрального газопровода «Омск – Новосибирск», 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>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Анализ методов повышения эффективной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций; 1. Аналитический обзор технологической возможности бесперебойной подачи газа потребителю при проведение капитального ремонта ГРС. 2. Расчёт пропускной способности односточного газопровода, прочностной расчет отвода ГРС на прочность. 3. Разработка рекомендаций по проведению ремонтных работ в рамках капитального ремонта ГРС; 2. Сделать выводы по проделанной работы.
--	--

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

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
--	--

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк В.Б., доцент. ОНД, ИШПР
«Социальная ответственность»	Черемискина М.С., ассистент ООД, ШБИП
«Иностранный язык»	Поздеева Г.П., доцент ОИЯ ШПИБ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.09.2019
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Саруев А.Л.	к.т.н., доцент		05.09.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Боженко Виктор Алексеевич		05.09.2019

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Боженко Виктору Алексеевичу

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметной стоимости выполняемых работ, по капитальному ремонту газораспределительной станции.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Сравнительный анализ двух технологий проведения капитального ремонта. Расчет затрат и финансового результата реализации проекта.</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работа.</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности применяемой технологии.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. *Организационная структура управления организацией
Линейный календарный график выполнения работ*

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		02.04.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Боженко Виктор Алексеевич		02.04.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Боженко Виктору Алексеевичу

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

Тема ВКР:

Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективной и безопасной эксплуатации газораспределительной станции

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объектом исследования является газораспределительная станция «ГРС-5», расположенная в г. Новосибирск. Газораспределительная станция должна обеспечивать потребителей газом. Объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности, требующему особых условий эксплуатации. Область применения объекта исследования является газовая промышленность.</p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» ГОСТ Р 51330.19 – 99 Электрооборудование взрывозащищенное ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне; – превышение уровней шума; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – работа с токсичными и вредными веществами; – необходимые средства защиты от вредных факторов. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – электрический ток;

	<ul style="list-style-type: none"> – оборудование и трубопроводы, работающие под давлением; – пожаробезопасность.
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: выброс газа. Гидросфера: сброс газа. Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: взрыв, ураганы, лесные пожары, возгорания ГСМ, пожар. Наиболее типичная ЧС: взрыв, пожар.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.	-		11.04.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Боженко Виктор Алексеевич		11.04.2020

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Уровень образования магистр
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	08.06.2020 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
09.11.2019	<i>Введение</i>	10
11.12.2019	<i>Общие сведения об объекте исследования</i>	10
15.02.2020	<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ газораспределительной станции</i>	30
22.03.2020	<i>Расчет пропускной способности однониточного газопровода, прочностной расчет отвода ГРС на прочность</i>	15
02.04.2020	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
11.04.2020	<i>Социальная ответственность</i>	10
18.04.2020	<i>Иностранный язык</i>	5
25.04.2020	<i>Заключение</i>	5
10.05.2020	<i>Презентация</i>	10
<i>Итого:</i>		100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Саруев А.Л.	к.т.н, доцент		05.09.2019

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А.В.	д.т.н, доцент		05.09.2019

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 113 с., 2 рис., 15 табл., 62 источников, 1 прил.

Ключевые слова: газораспределительная станция, магистральный газопровод капитальный ремонт, газопровод, технология, расчет, затраты, безопасность

Объектом исследования является газораспределительная станция

Цель работы – разработка комплекса мероприятий по повышению эффективной и безопасной эксплуатации газораспределительной станции

В процессе исследования проводились расчет пропускной способности однониточного газопровода, прочностной расчет газопровода-отвода к газораспределительной станции; рассмотрены вопросы исследования различных методов проведения капитального ремонта; была изучена нормативно-техническая документация в исследуемых областях газораспределительных станций и их эксплуатации. Выявление опасных и вредных производственных факторов, изучение охраны окружающей среды и защиты в чрезвычайных ситуациях при капитальном ремонте. Сравнительный анализ двух технологий проведения капитального ремонта.

В результате исследования изучена нормативно-техническая документация в области эксплуатации газораспределительных станций. Проведен анализ технических решений по проведению капитального ремонта ГРС в части бесперебойной подачи газа потребителю на период ремонтно – монтажных работ. Разработаны рекомендации по проведению капитального ремонта ГРС.

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективной и безопасной эксплуатации газораспределительной станции			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Боженко В.А.</i>						
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					<i>10</i>	<i>113</i>
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						
						НИ ТПУ гр. 2БМ81		

Проведен анализ методов повышения эффективной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций; Проведен анализ двух технологий проведения капитального ремонта. Также был произведен расчёт пропускной способности одностороннего газопровода, прочностной расчет отвода ГРС на прочность.

Степень внедрения: исследованный метод проведения капитального ремонта газораспределительной станции характеризуется эффективностью и значимостью в дальнейшей эксплуатации газораспределительных станций.

Экономическая эффективность/значимость работы: полная стоимость работ при монтаже временной газораспределительной станции составит 8 455 760р, а при модернизации узла защиты от превышения давления составит 127 421,29р. Экономическая эффективность составит 8 328 338,71р.

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

Обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения:

ГРС – газораспределительная станция;

УЗПД – узел защиты от превышения давления;

АГРС – автоматическая газораспределительная станция;

САУ – система автоматического управления;

ВГРС – временная газораспределительная станция;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и средства автоматики;

ЛПУМГ – линейное производственное управление магистральных газопроводов;

МГ – магистральный газопровод;

СППК – сбросной пружинный предохранительный клапан;

БСУ – устройство сужающее быстросменное;

ИФС – изолирующее фланцевое соединение;

ПАО – публичное акционерное общество;

ООО – общество с ограниченной ответственностью;

Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективной и безопасной эксплуатации газораспределительной станции							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Боженко В.А					
Руковод.		Саруев А.Л.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					
Обозначения и сокращения					Лит.	Лист	Листов
						12	113
					НИ ТПУ гр. 2БМ81		

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	16
1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР	19
1.1 Понятие газораспределительной станции	20
1.2 Назначение и классификация ГРС	20
1.2.1 Структурная схема ГРС.....	22
2 ХАРАКТЕРИСТИКИ РАЙОНА РАБОТ.....	26
2.1 Климатическая характеристика района работ	26
2.2 Краткая физико-географическая характеристика района работ	27
2.3 Краткая экономическая характеристика района работ	28
3 АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПРОВЕДЕНИЮ РЕМОНТНЫХ РАБОТ ГРС	30
3.1 Общие сведения о ГРС	30
3.2 Состав ГРС.....	31
3.3 Сведения о сырьевой базе ГРС	34
3.4 Описание технологического процесса на ГРС.....	35
3.5 Виды ремонтных работ.....	40
3.6 Технология проведения ремонтных работ	41
3.6.1 Блок отключающих устройств	42
3.6.2 Блок очистки газа.....	43
3.6.3 Блок подогрева газа	43
3.6.4 Блок редуцирования газа.....	44
3.6.5 Узел замера газа	45
3.6.6 Блок одоризации газа.....	46
3.6.7 Емкость хранения одоранта	46
3.6.8 Емкость сбора конденсата	47
3.6.9 Входной и выходные газопроводы ГРС	48

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективной и безопасной эксплуатации газораспределительной станции		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Боженко В.А</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>				13	113
<i>Консульт.</i>					Оглавление НИ ТПУ гр. 2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрин А.В.</i>					

3.6.10 Система газоснабжения.....	48
3.6.11 Временная ГРС.....	49
3.6.12 Ремонт систем ГРС	54
3.7 Состав ГРС после проведения ремонтных работ	63
3.8 Модернизация узла защиты от превышения давления	64
4 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	66
4.1 Расчёт пропускной способности однониточного газопровода	66
4.2 Прочностной расчёт отвода ГРС на прочность	69
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЖЕНИЕ	72
5.1 Исходные данные.....	72
5.2 Расчет времени на проведение мероприятия по монтажу временной ГРС	74
5.3 Расчет количества необходимой специальной техники и оборудования ..	75
5.4 Затраты на амортизационные отчисления.....	75
5.5 Объектный сметный расчет	77
5.6 Расчет затрат на оплату труда	77
5.7 Затраты на страховые взносы	78
5.8 Затраты на проведение мероприятия	79
5.9 Затраты на внедрение проекта модернизации УЗПД.....	79
5.10 Экономическая эффективность	81
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	82
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	82
6.2 Производственная безопасность	84
6.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	86
6.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	88
6.3 Экологическая безопасность.....	91
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	93
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	95
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	97

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					15

ВВЕДЕНИЕ

Основным энергоносителем в России является газ, который является источником двух других энергий: тепловой и электрической.

Основным энергоносителем в России является газ, который служит источником двух других энергий – тепловой и электрической.

Для бесперебойной поставки природного газа потребителю в настоящее время работает большое количество газораспределительных станций

На газораспределительные станции (ГРС) газ поступает из магистральных газопроводов. Когда газ проходит через ГРС – его давление снижают до той величины, которая необходима потребителю и поддерживают его на одном уровне.

ПАО "Газпром" эксплуатирует более 3,5 тыс. ГРС, из которых около 50% составляют станции типа блочно-комплектных ГРС (БК ГРС) и автоматизированных ГРС (АГРС), состоящие из блоков, модулей и шкафов заводского исполнения. В последнее время газотранспортные организации все больше ориентируются на использование моноблочных ГРС предусматривают конструктивное обособление ее основных узлов. Объединение в один блок таких узлов, как очистка, подогрев и редуцирование, позволяет резко снизить занимаемую площадь под ГРС. Технические решения, предусмотренные в конструкции сепаратора и фильтра, позволяют автоматизировать процесс самоочистки сепаратора и фильтра. Остальные ГРС выполнены по индивидуальным проектам, учитывающим особенности конкретных потребителей и условия эксплуатации.

Актуальность

Актуальность и практический аспект данной работы связаны с тем, что большинство используемых в настоящее время ГРС были построены 12-20 лет назад. А между тем оборудование ГРС стареет морально и физически,

Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективной и безопасной эксплуатации газораспределительной станции					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	
Разраб.		Боженко В.А.			
Руковод.		Саруев А.Л.			
Консульт.					
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.			
<i>Введение</i>					
			Лит.	Лист	Листов
				16	113
НИ ТПУ гр. 2БМ81					

производительность с течением времени становится недостаточной для обеспечения стабильного давления в газовых распределительных сетях и для безопасной эксплуатации технологического оборудования. Также за счет устаревшего оборудования отмечаются большие потери при транспортировке и учете газа. ГРС, на которых установлено изношенное оборудование, не соответствуют современным требованиям, и требуют модернизации или полной замены.

В ООО «Газпром трансгаз Томск» эксплуатируется 128 ГРС. Основной задачей газотранспортного предприятия ПАО «Газпром» стоит вопрос бесперебойной подачи газа потребителям при выполнении работ по реконструкции, капитальном ремонте и модернизации устаревших газораспределительных станций.

Эффективную и безопасную эксплуатацию ГРС обеспечивают:

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

Цель – разработка комплекса мероприятий по повышению эффективной и безопасной эксплуатации газораспределительной станции

Исходя из поставленной цели, необходимо выполнить следующие **задачи**:

4. Изучение нормативно-технической документации при эксплуатации ГРС;
5. Проведение литературного обзора по указанной тематике;

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

6. Анализ методов повышения эффективной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций;

7. Анализ технических решений в рамках капитального ремонта, выбор основного оборудования ГРС;

8. Разработка рекомендаций по проведению ремонтных работ в рамках капитального ремонта ГРС;

9. Расчёт пропускной способности однониточного газопровода, прочностной расчет отвода ГРС на прочность.

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

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

От место добычи до потребителя траспортировка газа осуществляется по, магистральным, распределительным и промышленным газопроводам. На компрессрных станциях этих газопроводов установлено более четырех тысяч газоперекачивающих агрегатов. Станции и установки для сбора первичной обработки, транспортирования и распределения газа от скважин до населенных пунктов представляют сложную систему сооружений. Добываемый газ из различх скважин подается по промышленным газопроводам поступает в газоприемный пункт ГПП, где производится его грубая очистка от механических примесей и влаги. Здесь так же учитывается количество добываемого газа. Затем головная компрессорная станция ГКС подает газ в магистральные газопроводы которые предназначены для транспорта природного и попутногмо нефтяного газа. В состав магистрального газопровода входят линейные сооружения, компрессорные станции, газораспределительные станции, пункты измерения расхода газа, а также, при необходимости, станции охлаждения газа. В целях компенсации путевых потерь давления через каждые 100-150 км газ сжимается в промежуточных компрессорных станциях. На подходе к городу сооружается газораспределительная станция (ГРС). После очистки, снижения давления, измерения количества и одоризации газ из ГРС поступает в распределительные газопроводы. Вблизи крупных городов могут сооружаться джимные компрессорные станции и подземные хранилища газа, предназначенные для повышенного обеспечения потребителей газом в зимнее время, а так же для обеспечения газом на случай аварийных работ на магистральном газопроводе.[1]

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективной и безопасной эксплуатации газораспределительной станции			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Боженко В.А			<i>Литературный обзор</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					19	113
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>		Шадрина А.В.						

Газопроводы, прокладываемые в населенных пунктах, подразделяются по назначению на распределительные, идущие от ГРС до газорегуляторных пунктов, и на вводные в отдельные здания и сооружения.

В зависимости от максимального рабочего давления они подразделяются на газопроводы низкого, среднего и высокого давления. [1]

С помощью справочника А.А. Данилова можно узнать о назначениях, устройстве, условиях эксплуатации, требованиях к помещениям и особенностях обслуживания газораспределительных станций. Кроме А.А. Данилова подобными вопросами занимались М.Б. Хадиев, а также Р.А. Кантюков. [1]

1.1 Понятие газораспределительной станции

В конце каждого МГ или его отвода сооружают ГРС. Газ, который транспортируется по МГ, является высоконапорным. Такой газ нельзя подавать непосредственно потребителям, так как, специальное газовое оборудование, которое применяют в быту и в промышленности, не рассчитано на столь высокое давление. Помимо этого, природный газ необходимо очистить от различных примесей, таких как конденсат и механические частицы. Это нужно для того, чтобы обеспечить безопасную работу оборудования. Ну и конечно, для того чтобы потребитель сразу же смог обнаружить утечку газа, ему нужно придать специфический резкий запах. Действие, вследствие которого газу придают запах называется одоризацией. [2]

Одоризация, очистка, понижение давления газа до требуемого уровня, а также измерение расхода происходит на газораспределительной станции.

1.2 Назначение и классификация ГРС

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

Газораспределительные станции предназначены для снабжения газом от магистральных и промышленных газопроводов следующих потребителей:

- Объекты газонефтяных месторождений (на собственные нужды);
- Объекты газокompрессорных станции (на собственные нужды);
- Объекты малых и средних населенных пунктов;
- Электростанции;
- Промышленные, коммунально-бытовые предприятия и населенные пункты крупных городов.

ГРС обеспечивает:

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

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

- Малой производительности;
- Средней производительности;
- Большой производительности

К станциям малой производительности (1,0 – 50,0 тыс.м³/ч) относятся несколько типов АГРС, изготовленных разными заводами, все технологическое оборудование которых размещается в нескольких металлических шкафах.

К станциям средней производительности (50,0 – 160,0 тыс.м³/ч) относятся БК-ГРС, выполненные в блочно-комплектном исполнении, с одной или двумя выходными линиями к потребителям; часть технологического оборудования размещается в блок-боксах, а другая часть – на открытой площадке (узлы

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

очистки, одоризации, подогреватели); в блок-боксе находятся регуляторное оборудование, КИПиА, система отопления блоков. [4]

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

1.2.1 Структурная схема ГРС

ГРС содержит (рис. 1.1) следующие основные блоки: технологический, управления КИПиА, источников.

Кроме того, ГРС содержит укрытия для основных блоков, дом операторов (на отдельной площадке) и вспомогательные блоки связи, электрохимической защиты, охранной сигнализации. [5]

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

Эти подблоки включены последовательно в порядке перечисления, кроме блока переключения.

К ГРС и размещению оборудования в ней предъявляются следующие требования: [6]

1. В блоке переключения ГРС должны быть предусмотрены: краны с пневмоприводом на входном и выходном газопроводе; обводная линия, соединяющая входной и выходной газопроводы, оснащенная двумя кранами – первый по ходу газа – отключающий, второй для ручного регулирования при отключении станции; предохранительные клапаны с переключающими трехходовыми кранами на каждом выходном газопроводе и свечой для сброса газа; изолирующие фланцы на входном и выходном газопроводах для сохранения потенциала катодной защиты.

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						22
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2. Блок отключения должен располагаться на расстоянии не менее 10 м от здания ГРС.

3. В блоке очистки должен быть предусмотрен автоматический слив конденсата в подземный резервуар.

4. Количество редуцирующих ниток определяется исходя из производительности ГРС, но не менее двух, причем одна из них резервная. При производительности ГРС более 100 тыс. м³/час допускается предусмотреть дополнительную линию постоянного расхода с ручным краном или другим дросселирующим устройством с расходом, составляющим 30...40% от максимальной пропускной способности ГРС.

5. Автоматическая защита редуцирующих ниток должна осуществляться кранами с пневмоприводом или с помощью контрольных регуляторов. [6]

Редуцирующие нитки могут выполняться:

– по схеме защиты на кране с пневмоприводом, состоящей из крана с пневмоприводом, регулятора давления и ручного крана;

– по схеме защиты с контрольным регулятором, состоящей из ручного крана, контрольного и рабочего регуляторов;

– по схеме защиты с кранами с пневмоприводами, состоящей из крана с пневмоприводом, ручного крана для дросселирования и крана с пневмоприводом.

6. Блок измерения расхода отпускаемого потребителю газа должен соответствовать требованиям ГОСТ 8.563.1–97, ГОСТ 8.563.2–97.

7. Отбор газа на собственные нужды должен осуществляться от выходного газопровода ГРС после одоризации.

8. Следует предусмотреть виброшумопоглощающую изоляцию надземных газопроводов.

9. Скорость газа в трубах ГРС не должна превышать 25 м/с.

10. Газ, который подают потребителям в населенные пункты обязательно должен быть одорирован. Блок одоризации, как правило,

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

устанавливается на выходе станции. Для того, чтобы одорировать газ, рекомендуется использовать этилмеркаптан. Не менее 16 г на 1000 м³ газа требуется одоранта, при температуре 20°C и давлении 101325 Па. Газ, который подается различным промышленным предприятиям и электростанциям, допускается не одорировать. Это осуществляется по согласованию с органами Государственного надзора и с потребителями. [7]

11. При помощи специальных кранов с пневмоприводом, автоматическая защита обязана обеспечить включение в работу резервной нитки в случае недопустимого отклонения давления газа на выходе рабочей нитки. Затем, должна включиться аварийная электрическая сигнализация в операторной газораспределительной станции или, при надомном обслуживании, в доме оператора.

12. Между ГРС, потребителем и диспетчером ЛПУМГ должна быть предусмотрена связь, отвечающая нормативным требованиям.

13. Должна быть обеспечена электрохимзащита оборудования и труб от коррозии, защита ГРС от прямых ударов молнии, электростатического напряжения и электромагнитной индукции, а также предусмотрен общий контур для заземления электроустановок и технологического оборудования, отвечающий требованиям.

14. ГРС должна быть обеспечена средствами телемеханики, позволяющими произвести измерение давлений, температур газа на входе и выходе из станции, расхода газа по потребителям и передачу информации о состоянии катодной защиты станции и аварийных ситуациях диспетчеру ЛПУМГ.

15. ГРС должна быть обеспечена электроэнергией напряжением 380/220В, наружным электроосвещением и при надомном обслуживании служебным домом или квартирами для операторов. [7]

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						24
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

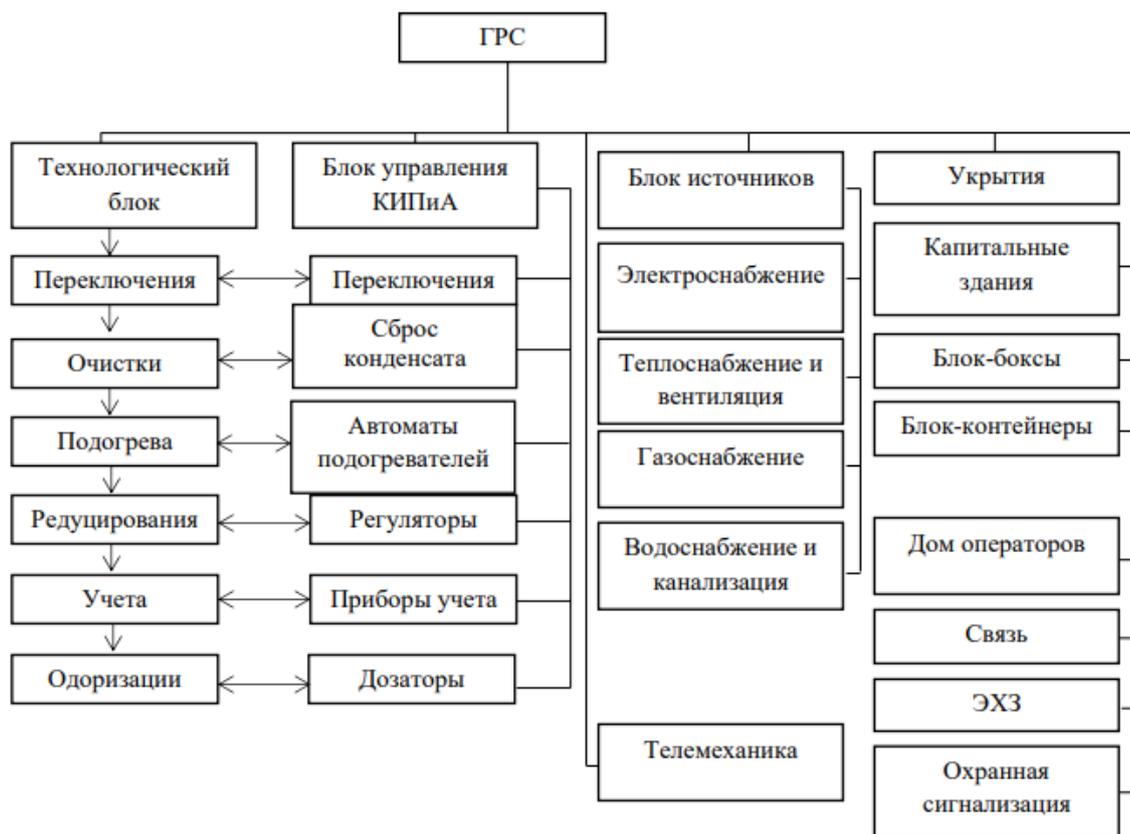


Рисунок 1.1 – Структурная схема газораспределительной станции

2 ХАРАКТЕРИСТИКИ РАЙОНА РАБОТ

2.1 Климатическая характеристика района работ

Территориальное размещение объекта – Новосибирская область, г. Новосибирск, с. Ягодное 2,1 км, северо-западнее.

Климат района работ континентальный, характеризующийся жарким летом, стабильно морозной зимой и небольшим количеством осадков. При этом погодные условия в городе могут быть достаточно контрастными – это объясняется поступлением разно температурных воздушных масс со стороны Северного Ледовитого океана и полупустынных районов Средней Азии[8].

Относительная влажность в холодный период года варьирует в пределах от 73 до 76%, а в теплый уменьшается до 62%.

Климатический район – IV, зона влажности – сухая, согласно СП 131.13330.2012 «Строительная климатология»

Таблица 2.1 – Климатические показатели – Новосибирская область

Наименование показателя	Единицы измерения	Величина показателя
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (январь)	°С	-16,8
Среднегодовая температура воздуха	°С	0,2
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92	°С	-39

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективной и безопасной эксплуатации газораспределительной станции			
Разраб.		Боженко В.А			Характеристики района работ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					26	113
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ81		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Продолжительность периода со среднесуточной температурой менее 0° С	сут.	178
Абсолютный максимум температуры воздуха	°С	38
Абсолютный минимум температуры воздуха	°С	-50
Количество осадков за год	мм	420

2.2 Краткая физико-географическая характеристика района работ

Рельеф местности в районе производства работ определяют основные геоморфологические структуры – Приобское плато, а также долины рек Оби и Каменки.

Приобское плато в районе г. Новосибирск – полого-увалистая равнина с абсолютными отметками высот от 220-240 м в северной части города до 184-185 м близ границы плато с долиной реки Каменки.

Общий наклон поверхности плато – с северо-запада на юго-восток, к долине Каменки. Абсолютные отметки в юной нагорной части города изменяются от 176 до 224 м. Здесь наиболее приподнята осевая водораздельная часть, с понижениями в юго-восточном направлении к долине Оби, в северо-западном – к долине Каменки и в северо-восточном – к её устью.

На участке изысканий водотоки отсутствуют. Ближайший водоток р. Обь расположена в 5 км на восток от участка работ. [8]

Местность в районе производства работ открытая, частично покрытая лесом. Растительность района представлена широколиственным лесом,

					Характеристики района работ	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

преимущественно березой высотой, в среднем, 20 м и луговой растительностью.

Территория участка относится к лесостепной зоне.

Отметка рельефа на площадке изысканий колеблется в пределах от 188,42 до 197,61 м.

Передвижение к площадке производства работ в течение всего года возможно по федеральной трассе М52 «Чуйский тракт» Новосибирск-Монголия. Новосибирск является крупнейшим транспортным узлом, через город проходят ветки Западной-Сибирской железной дороги. Международный аэропорт находится в 6 км к западу от города. На р. Оби существует пассажирский и грузовой речной порт. [9]

Условия выполнения инженерно-геодезических изысканий соответствуют в основном II категории сложности.

2.3 Краткая экономическая характеристика района работ

Новосибирск располагает огромными запасами разнообразных природных ресурсов. Полезные ископаемые представлены месторождениями угля, торфа, железа, поваренной соли, соды, бурых углей и драгоценных металлов. Область знаменита уникальными месторождениями малахита, порфиоров, мраморов, гранитов, строительных материалов, минеральными и питьевыми водами, лечебными грязями. Регион богат лесными ресурсами. Лесной фонд составляет более четверти территории области и занимает площадь 28,2 тыс. га. Из 12 000 озёр самое большое – Чана, его площадь 1300 кв. км. Наиболее крупные реки – Обь, Чулым, Каргат, Омь и Чарыш.

Экономика Новосибирской области – это сложившийся многоотраслевой комплекс. В структуре валового регионального продукта существенно

					<i>Характеристики района работ</i>	<i>Лист</i>
						28
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

преобладают промышленность, сельское хозяйство, торговля. Данные виды деятельности формируют около 55% общего объема ВРП. [10]

Современная структура промышленного комплекса края характеризуется высокой долей обрабатывающих производств (свыше 80% в объеме отгруженных товаров), ведущими из них являются производство пищевых продуктов, производство машиностроительной продукции (вагоно-, котло-, дизелестроение, электрооборудование), производство кокса, а также химическое производство, фармацевтическое производство, производство резиновых и пластмассовых изделий.

					<i>Характеристики района работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		29

3 АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПРОВЕДЕНИЮ РЕМОНТНЫХ РАБОТ ГРС

3.1 Общие сведения о ГРС

ГРС предназначена для обеспечения природным газом предприятий «Ротор», КБК, АЗА, ООО «Газпром газораспределение Новосибирск» и населения г. Новосибирск в заданном объеме, с заданным давлением на выходе и поддержания его с заданной точностью, необходимой степенью очистки, качества газа и учетом количества газа. Параметры ГРС представлены в таблице 3.1. [11]

Таблица 3.1 – Параметры ГРС

Производительность (проектная) ГРС, тыс. м ³ /ч	100
Производительность (фактическая max), тыс. м ³ /ч	29
Производительность (фактическая min), тыс. м ³ /ч	6
Производительность (проектная) выход №1, тыс. м ³ /ч	70
Производительность (проектная) выход №2, тыс. м ³ /ч	30
Давление (проектное max) на входе в ГРС, МПа	2,5
Давление на выходе №1 с ГРС, МПа	0,6
Давление на выходе №2 с ГРС, МПа	1,2

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективной и безопасной эксплуатации газораспределительной станции		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Боженко В.А			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.				30	113
Консульт.					НИ ТПУ гр. 2БМ81		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					
					Анализ технических решений по проведению ремонт работ ГРС		

Продолжение таблицы 3.1

Диаметр газопровода-отвода на ГРС (Ду), мм	200
Диаметр газопровода на входе в ГРС (Ду), мм	300
Диаметр газопровода на выходе №1 (Ду), мм	400
Диаметр газопровода на выходе №2 (Ду), мм	200
Температура газа на входе в ГРС, °С	От 0 до +5
Температура газа на выходе с ГРС, °С	От 0 до +5
Тип существующей ГРС	Индивидуальный проект
Источник газоснабжения ГРС	МГ «Омск - Новосибирск»
Режим работы ГРС	Непрерывный, круглосуточный, круглогодичный

3.2 Состав ГРС

Здание ГРС состоит из двух помещений: технологического и операторной.

В технологическом помещении расположены УЗПД (выход № 1) и технологические узлы для газоснабжения п. Шадриха (выход № 2).

УЗПД состоит из:

- входного газопровода Ду 300 мм с подземным краном с пневмогидроприводом Ду 300 мм;
- выходного газопровода Ду 300 мм с двумя свечными кранами ручными Ду 100 мм;
- обводной линии с задвижкой Ду 50 мм и краном шаровым Ду 50 мм;

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

- двух равноценных линий редуцирования.

АГРС п. Шадриха состоит из: [12]

- блока переключений (установлен на площадке);
- узла редуцирования и узла измерения расхода газа со счетчиком газа (размещены в технологическом помещении здания ГРС);
- блока одоризации БОЭ – 100 (установлен на площадке).

В помещении УЗПД размещен узел редуцирования газа и узел учета газа на собственные нужды[6].

Также для электроснабжения ГРС имеются:

- подстанция КТП 56-0-3 25/10/04;
- питающая КЛ – 0,4 кВ.

В состав ГРС 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 учета газа;
- Узел отбора и подготовки газа на собственные нужды;

ГРС обеспечивают следующие системы:

- системы пожарообнаружения; [13]
- объектовой и периметральной охранной сигнализации;
- охранно-периметральной сигнализации;
- сигнализация загазованности блока редуцирования газа;
- система аварийно-вытяжной вентиляции;
- автоматического управления одоризатором газа;
- учета электроэнергии;
- коммерческого учета расхода газа;
- учета расхода газа на собственные нужды;
- автоматического управления блока подогрева газа;

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	<i>Лист</i>
						32
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- ввод параметров качества газа по каналам ТМ;

САУ ГРС обеспечивает интеграцию вышеперечисленных систем по каналам ТМ на диспетчерских пункт Новосибирского ЛПУ.

На ГРС предусмотрено два вида радиосвязи:

- голосовой канал для связи между оператором ГРС и дежурным Новосибирского ЛПУМГ; [14]
- канал передачи данных системы телемеханики.

Голосовой канал организован на базе радиостанции «MotorolaGM-340», расположенной в операторной. АФУ радиостанции установлено на трубостойке, предусмотренной около блока операторной. Используется направленная антенна типа Y5VHFКИПиА.

Для питания радиостанции используется блок питания «Волна БПП-3/20». Блок питания и радиостанция расположены на рабочем столе оператора ГРС КИПиА.

Канал передачи данных системы телемеханики организован на базе радиомодема DATARADIOT-96SR, установленного в шкафу телемеханики, расположенном в блоке КИПиА. АФУ радиомодема установлено на площадке прожекторной мачты, расположенной около блока редуцирования газа. Используется направленная антенна типа Y3VHF. Радиочастной кабель от блока КИПиА до прожекторной мачты подвешен на стальном тросе.

Для питания радиомодема используется блок питания «MotorolaFPN5228B» расположенный в том же шкафу телемеханики.

В составе ГРС выделяются следующие индивидуальные единицы, имеющие назначенные сроки эксплуатации:

- замененные фасонные детали трубопровода (отводы, тройники, переходы, заглушки) согласно ГОСТ 17380-2001 – 20 лет;
- краны шаровые Ду 6 – 80 мм (ООО «ИК ЭНЕРПРЕД-ЯРДОС») – 30 лет;
- краны шаровые Ду 50, 100, 200 мм (ЗАО НПО «Тяжпромарматура») – 30 лет;

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

- изолирующая монолитная муфта (вставка) (ЗАО «Трубопроводные системы и технологии» - 30 лет;

- АГРС (ООО «Завод Газпроммаш») – 30 лет;

Эксплуатирующая организации должна планировать проведение работ по определению остаточного ресурса технических устройств до прогнозируемого наступления предельного состояния. [15]

Работы по определению срока безопасной эксплуатации проводятся поэтапно на технических устройствах, которые по технической документации имеют назначенные сроки эксплуатации.

Работы по определению остаточного ресурса технических устройств должны проводиться экспертными организациями, аттестованными в установленном порядке согласно РД 1.10-098-2004 – «Методика проведения технического диагностирования трубопроводов и обвязок технологического оборудования ГРС МГ».

3.3 Сведения о сырьевой базе ГРС

Состав газа поступающего на ГРС приведен в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Состав газа

Компонент	Единицы измерения	Фактическое значение
Метан	% мол.	91,67
Этан	% мол.	3,54
Пропан	% мол.	1,51
Н-Бутан	% мол.	0,311
Изообутан	% мол.	0,290
Изоо-пентан	% мол.	0,070
Н-пентан	% мол.	0,055
Гексаны и выше	% мол.	0,0340

Продолжение таблицы 3.3

Кислород	% мол.	0,007
Азот	% мол.	1,88
Диоксид углерода	% мол.	0,61
Водород	% мол.	0,0016
Гелий	% мол.	0,0147
Плотность расчетная	кг/м ³	0,7377
Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	0,0010
Массовая концентрация механических примесей	г/м ³	Отс.
Температура сомовоспламенения	°С	537
ПДК в воздухе рабочей зоны	мг/м ³	300
Токсичная опасность		4-ый класс опасности

3.4 Описание технологического процесса на ГРС

На ГРС газ $P_{\text{вых}} = 1,6 - 2,5$ МПа поступает по входному газопроводу Ду 300 мм в блок отключающих устройств. На входном газопроводе БОУ установлены датчики температуры и давления, термометр и манометр. [16]

Из БОУ газ подается на блок очистки газа, в состав которого входят три мультициклонных пылеуловителей (два рабочих и один резервный), где производится очистка от механических примесей и капельной влаги. На входе и выходе каждого ПУ установлены отключающие шаровые краны Ду 100 мм. На ПУ предусмотрены датчики, измеряющие перепад давления на аппарате, и сигнализаторы верхнего уровня наполнения накопителей ПУ.

					Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Слив конденсата из пылеуловителей производится периодически, по мере накопления, в наружную емкость Е2. Продувка ПУ производится через ЕСК газом в выходной газопровод ГРС через регулятор давления и фильтр, которые установлены на сбросном газопроводе, что исключает выбросы в атмосферу.

На емкость сбора конденсата предусмотрены сбросная свеча с предохранительным клапаном СППК, манометры и сигнализатор максимального уровня.

Из подземной емкости конденсат через сливную муфту откачивается в передвижную автоцистерну. Емкость сбора конденсата принята двустенная с внутренним корпусом из нержавеющей стали производства ОАО «НИИПТхиммаш». [17]

Очищенный от механических примесей и конденсата, газ поступает в блок подогрев газа с промежуточным теплоносителем ГПМ ПТПГ-30К.

Перед БПГ на входном и выходном газопроводе предусмотрены шаровые краны ручные и байпас, с установленными на нем шаровым краном, для возможности частично пропускать газ по байпасу и поддерживать необходимую температуру газа перед редуцированием. На входе из подогревателя температура газа контролируется датчиком температуры и термометром показывающим.

Топливный газ для подогревателя газа подается с выходного газопровода ГРС с $P_{\text{вых}} = 0,6$ МПа через узел измерения газа на собственные нужды. В подогревателе газа имеется встроенный ГРПШ, где топливный газ редуцируется до необходимого давления, измеряется расход газа и затем подается на горелку.

Подогретый газ поступает в блок-здание редуцирование.

В узле редуцирования входное давление газа снижается до заданного выходного давления. [18]

Узел редуцирования состоит из:

- двух линий редуцирования (рабочей и резервной) выхода №1 производительностью 2000...30000 м³/ч, выполненных на базе спаренных

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	Лист
						36
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

регуляторов давления газа РДУ-80-100 DN100,PN10 МПа (система «регулятор-монитор»). На входе каждой линии редуцирования установлен кран с пневмоприводом Ду 150 мм, на выходе – кран с ручным приводом Ду 200 мм;

- линии малых расходов выхода №1 производительностью 200... 200 м³/ч, выполненных на базе спаренных регуляторов давления газа РДУ-80-25 DN50, PN10 МПа (система «регулятор-монитор»). На входе линии редуцирования малого расхода установлен кран с пневмоприводом Ду 50 мм, на выходе – кран с ручным приводом Ду 50 мм.

- двух линий редуцирования (рабочей и резервной) основного расхода газа выхода №2 производительностью 10000...70000 м³/ч, выполненных на базе спаренных регуляторов давления газа РДУ-80-100 DN100,PN 10 МПа (система «регулятор-монитор»). На входе каждой линии редуцирования основного расхода установлен кран с пневмоприводом Ду 250 мм, на выходе – кран с ручным приводом Ду 400 мм;

- линии малых расходов выхода №2 производительностью 1000...10 000 м³/ч, выполненных на базе спаренных регуляторов давления газа РДУ-80-50 DN50, PN 10 МПа (система «регулятор-монитор»). На входе линии редуцирования малого расхода установлен кран с пневмоприводом Ду 100 мм, на выходе – кран с ручным приводом Ду 150мм.

На каждой линии редуцирования предусмотрен отдельный сброс газа с «высокой стороны» и «низкой стороны». На линиях редуцирования предусмотрены датчики измерения давления до регулятора, после регулятора и между последовательно установленными регуляторами давления.

Кроме того, в узле редуцирования предусмотрен блок подготовки импульсного газа для управления кранами с пневмоприводами, и штуцера для подачи азота для продувки участков трубопроводов.

После редуцирования газ поступает на узел замера газа.

Согласно СТО Газпром 5.38-2011 для узла замера газа на потребителей ГРС принят статус – коммерческий.

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	<i>Лист</i>
						37
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Согласно СТО Газпром 5.37-2011 для узла замера газа ГРС принята: категория – II, класс Б, предел допускаемой погрешности – 1,0%.

Для первого выхода ГРС с $P_{\text{вых}} = 1,2$ МПа предусмотрено две измерные линии: одна измерная линия основного расхода с диаметром Ду 200 мм и установленным на нем БСУ-200, вторая измерная линия малых расходов с диаметром Ду 80 мм и установленным на нем БСУ-80. Измерение расхода газа для первого выхода в диапазоне от 3,0 до 30 тыс. м³/час. в стандартных условиях. На линии малых расходов установлено БСУ-80 для измерения расхода газа от 100 до 3000 м³/час. в стандартных условиях.

Для второго выхода ГРС с $P_{\text{вых}} = 0,6$ МПа предусмотрено две измерные линии: одна измерная линия большого расхода с диаметром Ду 400 мм и установленным на нем БСУ-400, вторая измерная линия малых расходов с диаметром Ду 100 мм и установленным на нем БСУ-100. Измерение расхода газа для второго выхода в диапазоне от 5 до 70 тыс. м³/час. в стандартных условиях. На линии малых расходов установлено БСУ-100 для измерения расхода газа в диапазоне от 0,5 до 5 тыс. м³/час в стандартных условиях.

Каждая линия замера газа состоит из: входного крана с дистанционным управлением, входной участок с установленным на нем БСУ, выходной участок, выходной кран с ручным управлением. Расчет стандартного сужающего устройства с заданным верхним пределом дифманометра выполнен в программном комплексе ПК «Расходомер ИСО», модуль «Расходомер ИСО», версия 2.1 в соответствии с ГОСТ 8.586.(1-5)-2005.

Вычисление расхода газа производится вычислителями: измерительным комплексом «СуперФлоу 21В» и контроллером расхода FloBoss 107.

Вычислители устанавливаются на опорных конструкциях в расходомерном помещении блок-бокса расходомерного. Здесь же располагаются датчики давления и перепада давления из комплекса вычислителей. [19]

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На УЗГ предусмотрен сброс давления с ниток и продувка соединительных линий от БСУ в продувочные свечи соответствующего давления.

После замера газ поступает в БОУ в выходные газопроводы ГРС №1 и №2 с установленными на них выходными кранами с пневмоуправлением и предохранительными клапанами с эластичным затвором типа КПЭ-16 с переключающими устройствами. Сброс газа с предохранительных клапанов осуществляется в свечи, выведенные за ограждения ГРС на 10 м.

Для каждого выхода предусмотрен байпас, с установленными на них краном с ручным приводом и задвижкой с ручным приводом.

В БОУ предусмотрен аварийный сброс газа отдельно с входного и выходных газопроводов различного давления.

В БОУ предусмотрен блок подготовки импульсного газа (БПИГ производства ООО «НПП Авиагаз-Союз») для управления кранами с пневмоприводами, и штуцера для подачи азота для продувки участков трубопроводов. Подача газа на БПИГ предусмотрена с входного газопровода ГРС через фильтр-осушитель «Феррум 8-5ф».

Из БОУ газ по выходному газопроводу Ду 200 мм поступает в блок одоризации БОЭ-200, а по выходному газопроводу Ду 400 мм в блок одоризации БОЭ-400. Одоризация газа производится дозированно капельницей, в зависимости от расхода газа (16 г на 1000 м³). В блоке одоризации установлена рабочая расходная емкость одоранта, в нижней части шкафа блока одоризации предусмотрен поддон для сбора аварийных проливов одоранта, с дезодоратором.

Для хранения запаса одоранта, а также для пополнения расходной емкости блоков одоризации, предусмотрена ЕХОВ = 4 м³ подземной установки. Емкость хранения одоранта принята двустенная с внутренним корпусом из нержавеющей стали производства ОАО «НИИПТхиммаш». Емкость предусмотрена с установкой сигнализатора уровня. Подача одоранта в рабочие расходные емкости БОЭ-200 и БОЭ-400 осуществляется путем перекачивания

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	<i>Лист</i>
						39
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

азотом из азотной рампы. На трубопроводе подачи одоранта из передвижного контейнера в ЕХО предусмотрен отсечной электромагнитный клапан, который срабатывает при достижении максимального уровня наполнения емкости. Пары одоранта из ЕХО эжектором вбрасываются в выходной газопровод ГРС, для исключения загрязнения окружающей среды. [20]

Отбор газа на собственные нужды предусмотрен после одоризации газа из выходного газопровода Ду 400 с $P_{\text{вых}} = 0,6$ МПа по газопроводу Ду 50 мм. Учет газа на собственные нужды предусмотрен ротационным счетчиком газа DELTAG16TDN50 PN16 с диапазоном расходов 1:50 (3,5-150 $\text{нм}^3/\text{час}$), корректором SEVC-D (CORUS) производства ООО «Промучет». Узел учета газа на собственные нужды размещен в расходомерном помещении блок-бокса расходомерного.

Согласно СТО Газпром 5.38-2011 для узла измерения газа на собственные нужды принят статус – технологический.

Согласно СТО Газпром 5.37-2011 для узла измерения газа на собственные нужды принята: категория – IV, класса Д, предел допускаемой погрешности – 5,0%.

3.5 Виды ремонтных работ

Одним из условий эффективной организации работы любого предприятия является наличие отлаженного механизма выполнения ремонтных работ.

Техническое перевооружение – комплекс мероприятий по повышению технико-экономического уровня отдельных производств, цехов и участков на основе внедрения передовой техники и технологии, модернизации и замены устаревшего оборудования.

Реконструкция – переустройство объектов, связанное с совершенствованием и повышением его технико-экономических показателей в целях увеличения производственных мощностей.

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	Лист
						40
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Капитальный ремонт – ремонт по восстановлению исправности и полному или близкому к полному восстановлению ресурса объекта с заменой либо восстановлением любых его частей, включая базовые.

3.6 Технология проведения ремонтных работ

Капитальный ремонт ГРС выполняется на территории действующего предприятия.

Цель капитального ремонта – доведение технического состояния ГРС до уровня, отвечающего современным требованиям по промышленной безопасности.

Охранные зоны приняты в соответствии с «Правилами охраны магистральных газопроводов». [21]

Вдоль трассы существующего газопровода-отвода установлена охранный зона, в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

Охранный зона ГРС -100 м.

Санитарно-защитная зона ГРС составляет 300 м (в соответствии с классификацией промышленных объектов Постановление от 25 сентября 2007 года №74 «О введении в действие новой редакции санитарно - эпидемиологических правил и нормативов»).

Все принятые решения и расстояния между сооружениями соответствуют требованиям:

СП 18.13330.2011 «Генеральные планы промышленных предприятий». Актуализированная редакция СНиП 11-89-80*»;

ВНТП 01/87/04-84* «Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования».

ВРД 39-1.10-069-2002 «Положение по технической эксплуатации газораспределительных станций»

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	<i>Лист</i>
						41
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Результатами выполнения работ по капитальному ремонту должны стать:

- поузловая и блочная замена выработавшего назначенный ресурс и морально устаревшего оборудования с применением блоков и узлов заводского изготовления;
- повышение безопасности и улучшение условий эксплуатации ГРС;
- приведение в соответствие с новыми требованиями нормативно-технической документации, технологического оборудования, систем и сооружений ГРС.

3.6.1 Блок отключающих устройств

Блок отключающих устройств БК ГРС 80/6-20с с заводского изготовления. В БОУ размещены входной газопровод Ду 200 мм $R_{вх}=2,5$ МПа и выходные газопроводы (Ду200 мм на $R_{вых}=1,2$ МПа и Ду 400 МПа на $R_{вых}=0,6$ МПа) с отключающими кранами с пневмогидроприводами, байпасная линия с установленными на ней ручными шаровыми кранами Ду 200 мм и Ду 100 мм и задвижкой Ду 200 мм с ручным управлением. Также в БОУ размещены предохранительные клапаны СППК-4р-150 и СППК-4р-100, установленные на каждой выходной газопроводе. Предохранительные клапана переключаются с помощью трехходовых кранов КТРП-150 и КТРП-100. Блок переключений оборудован узлом подготовки импульсного газа. БОУ оснащен средствами КИПиА и обвязан вспомогательными трубопроводами. Технологическое оборудование блока отключающих устройств размещено на рамах. [22]

Согласно акта обследования технического состояния ГРС и визуального обследования выявлено, что:

- сбросные предохранительные клапаны не обеспечивают необходимую герметичность по ТУ 3742-004-07533604-95, наблюдается коррозия корпуса;

					Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- краны трехходовые имеют физический износ корпуса, пробки крана и отдельных элементов, а также не герметичность рабочих органов;
- запорная арматура Ду 50, 100, 150 имеет не герметичность по штоку, запорному органу и коррозию корпуса;
- отключающая арматура байпасной линии смонтирована довольно высоко, не удобна в обслуживании и не обеспечивает оперативности переключений;
- рамы, на которых смонтированы входные и выходные газопроводы с запорной арматурой, расположены очень близко друг к другу, чем затрудняют обслуживание арматуры.

Капитальным ремонтом предусматривается замена запорной арматуры Ду50, 100, 150, предохранительных клапанов СППК-4р-150 и СППК-4р-100 на клапаны с эластичным затвором КПЭ 16-100 и КПЗ 16-50, замена на байпасной линии крана и задвижки Ду 100 мм. Кроме того, предусматривается перепланировать блок отключающих устройств с целью удобства обслуживания.

3.6.2 Блок очистки газа

Блок очистки газа состоит из 3-х мультициклонных пылеуловителей Ду 400 мм.

Согласно акта обследования технического состояния ГРС и при визуальном обследовании выявлено, что состояние БОГ удовлетворительное и он капитальному ремонту не подлежит. Однако требуется замена кранов обвязки ПУ Ду 100 мм.

3.6.3 Блок подогрева газа

Блок подогрева газа представлен подогревателем газа огневого типа ПГА-200.

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	<i>Лист</i>
						43
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Подогреватель газа автоматический ПГА - 200, служит для подогрева газа перед редуцированием. Топливный газ для питания горелок подогревателя газа подается с выходного газопровода Ду 400 мм, $P_{\text{вых}} = 0,6$ МПа блока переключения. [23]

Согласно акта обследования технического состояния ГРС исчерпан срок безопасной эксплуатации подогревателя газа ПГА-200, выявлена коррозия змеевика, и не соответствие БПГ современным требованиям СТО Газпром 2-3.5-051-2006.

Капитальным ремонтом предусматривается замена подогревателя газа ПГА-200 на подогреватель с промежуточным теплоносителем ПТПГ-ЗОК, изготавливаемый ООО «Завод Газпромаш»

3.6.4 Блок редуцирования газа

В блоке редуцирования газа размещено пять линий редуцирования и две линии постоянного расхода. Линии редуцирования разделены на две группы.

Первая группа, настроенная на выходное давление 1,2 МПа, состоит из 2-х основных линий редуцирования (1 рабочая, 1 резервная) и одной линии постоянного расхода. На каждой линии редуцирования установлен входной кран Ду 200 мм с пневмогидроприводом, два регулятора давления РДУ-100-64 (контрольный и рабочий), ручной выходной кран Ду 300 мм. На линии постоянного расхода установлены входной кран Ду 50 мм с пневмоприводом, дроссельная шайба Ду 50 мм и выходной кран Ду 50 мм ручной.

Вторая группа, настроенная на выходное давление 0,6 МПа, состоит из 2-х основных линий редуцирования (1 рабочая, 1 резервная), одной линии малого расхода и одной линии постоянного расхода. На каждой основной линии редуцирования установлен входной кран Ду 50 мм с пневмогидроприводом, два регулятора давления РДУ-80-01 (контрольный и рабочий), ручной выходной кран Ду 150 мм. На линии малого расхода установлен входной кран Ду 50 мм с пневмоприводом, регулятор давления

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	<i>Лист</i>
						44
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

РДУ-80-01 и выходной кран Ду 50 мм ручной. На линии постоянного расхода установлена дроссельная шайба Ду 50 мм, входной и выходной краны Ду 50 мм с ручным приводом.

С «высокой» и «низкой» стороны рабочих линий редуцирования и линии редуцирования малого расхода предусмотрен отдельный сброс газа. На линиях постоянного расхода 2-ой группы сброс газа предусмотрен с «высокой» стороны.

Линии редуцирования оснащены КИПиА, трубопроводами обвязки. Между двумя последовательно установленными регуляторами давления основных линий редуцирования установлены датчики сигнализации давления.

Также, в блоке редуцирования располагается блок подготовки импульсного газа и расходомерная стойка.

Согласно акта обследования технического состояния ГРС и при визуальном обследовании БРГ выявлено, что:

- регуляторы давления РДУ не обеспечивают плотности закрытия;
- нарушена герметичность регуляторов давления по корпусу;
- не герметичность запорной арматуры Ду 50, 100, 150 мм по штоку и запорному органу, коррозия корпуса.

Капитальным ремонтом предусматривается замена вышеперечисленного оборудования и размещение линий редуцирования вдоль длинной стороны помещения с размещением входных и выходных кранов узла редуцирования в отапливаемом помещении. [24]

3.6.5 Узел замера газа

Узел замера газа состоит из четырех линий.

Для первого выхода ГРС с $P_{\text{вых}} = 0,6$ МПа предусмотрена одна замерная линия с диаметром Ду 200 мм и установленным на нем БСУ-200.

Для второго выхода ГРС с $P_{\text{вых}} = 1,2$ МПа предусмотрено две замерные линии: одна замерная линия большого расхода с диаметром Ду 400 мм и

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

установленным на нем БСУ-400, вторая замерная линия малых расходов с диаметром Ду 100 мм и установленным на нем БСУ-100.

Четвертая линия - измерение расхода газа на собственные нужды, оборудованная БСУ-50[14].

Вычислители расхода располагаются в блоке редуцирования газа.

Согласно акта обследования технического состояния ГРС система коммерческого учета газа потребителям не соответствует современным требованиям по учету газа, не является надежной в эксплуатации.

Капитальным ремонтом ГРС предусматривается демонтаж существующих БСУ- 400, БСУ-200, БСУ-100, БСУ-50, расходомерной стойки в БРГ и монтаж новых измерительных линий с монтажом существующих БСУ-400, БСУ-200, БСУ-100, нового БСУ-80 и монтаж блока расходомерного. Блок расходомерный производства ООО «Завод Газпроммаш».

3.6.6 Блок одоризации газа

Блок одоризации предназначен для автоматической подачи одоранта (этилмеркаптана) в поток газа на выходной линии ГРС пропорционально его расходу с целью придания газу характерного запаха.

На ГРС установлен блок одоризации газа (Киев-1 М) с двумя одоризационными установками, которые подают одорант в сужающие устройства, встроенные в выходные газопроводы ГРС. [25]

Согласно акта обследования технического состояния и визуального осмотра ГРС блок одоризации газа технически устарел, не обеспечивает автоматическую подачу одоранта, БСУ-200 и БСУ-400 не надежны в эксплуатации.

Капитальным ремонтом ГРС блок одоризации газа подлежит замене на БОЭ-200 и БОЭ-400 с подогревом производства ОАО «Саратовгазавтоматика».

3.6.7 Емкость хранения одоранта

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	<i>Лист</i>
						46
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

На ГРС установлена надземная (под навесом) емкость хранения одоранта объемом 1 м³.

Согласно акта обследования и при визуального осмотра было выявлено, что:

- ЕХО не соответствует требованиям «Инструкции по технике безопасности при производстве, хранении, транспортировании (перевозке) и использовании одоранта»;

- ЕХО не оборудована устройством для дистанционного замера уровня жидкости, сигнализатором предельного верхнего уровня и устройством для автоматического прекращения подачи жидкости при достижении предельного уровня.

Капитальным ремонтом предусмотрена замена надземной ЕХО на подземную двустенную емкость хранения одоранта V = 4 м³ из нержавеющей стали (ОАО «НИИПТХиммаш»), оборудованную устройством замера уровня и передачей сигнала в САУ ГРС.

3.6.8 Емкость сбора конденсата

Продувка ПУ осуществляется через подземную емкость сбора конденсата объемом 5 м³ в атмосферу. Конденсат накапливается в ЕСК.

Согласно акту обследования технического состояния ГРС и визуальному обследованию выявлено, что:

- истерпан срок безопасной эксплуатации ЕСК;

- наблюдается коррозия металла;

- не герметичность запорной арматуры;

- утилизация газа не соответствует современным требованиям охраны окружающей среды (сброс газа с избыточным давлением при продувках фильтров в атмосферу).

Капитальным ремонтом предусмотрена замена ЕСК на подземную двустенную емкость сбора конденсата V= 1 м³ из нержавеющей стали (ОАО

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

«НИИПТхиммаш»), оборудованную устройством ультразвукового замера уровня и системой утилизации газа, расходуемого при продувках пылеуловителей, в газопровод потребителя с предварительной его очисткой и технологическим замером газа при продувках. [26]

3.6.9 Входной и выходные газопроводы ГРС

На ГРС имеются входной газопровод Ду 200 мм $P_{вх} = 2,5$ МПа и выходные газопроводы Ду 200 мм на $P_{вых} = 1,2$ МПа и Ду 400 МПа на $P_{вых} = 0,6$ МПа, с установленными на них изолирующими фланцевыми соединениями.

Согласно акта обследования технического состояния ГРС (приложение В) выявлено, что изолирующие фланцевые соединения на входном и выходных газопроводах не обеспечивают необходимой степени защиты трубопроводов.

Капитальным ремонтом предусмотрена:

- замена ИФС на входном газопроводе Ду 200 мм на ИММ - 219 - 9,8-У;
- замена ИФС на выходном газопроводе Ду200 мм на ИММ - 219 - 9,8-У

3.6.10 Система газоснабжения

Отбор газа на собственные нужды предусмотрен от выходного газопровода Ду 400 мм с $P_{вых} = 0,6$ МПа ГРС после блока одоризации. На газопроводе для собственных нужд установлен узел учета газа, оборудованный БСУ-50. Газопровод для собственных нужд Ду 50 мм подает газ на подогреватель газа ПГА-200 и в ГРПН-300. После ГРПШ газ подается по газопроводу низкого давления Ду 25 мм к отопительным котлам, расположенным в блоке КИПиА.

					Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Согласно акта обследования технического состояния ГРС (приложение В) и визуальном обследовании выявлено, что:

- система учета газа (счетчик СГ) не соответствует современным требованиям (низкая точность прибора учета газа);
- коррозия корпуса шкафа, не герметичность запорной арматуры;
- отопительные котлы не соответствуют современным экологическим требованиям, выявлена коррозия теплообменника;
- несоответствие оснащения внутреннего газопровода требованиям действующих НТД.

Капитальным ремонтом предусмотрены:

- замена ГРПН-300 на ГРПШ-10МС с размещением его в блоке редуцирования газа в соответствии с ТТ;
- размещение отопительных котлов в каждом блоке;
- ремонт подводящих газопроводов низкого давления. [27]

3.6.11 Временная ГРС

Для обеспечения бесперебойной подачи газа потребителям в заданном объеме, с определенным давлением, с необходимой степенью очистки и учетом расхода газа, предусмотрен монтаж временной ГРС. Временная ГРС монтируется рядом с существующей ГРС.

В состав разработанной проектной документации входит монтаж временной ГРС состоящий из следующего оборудования единого блока:

- станция блочного типа «Ташкент», имеющаяся в наличии у Заказчика (рисунок 3.3);
- устройство блочное технологическое, в котором размещены: узел переключений, узел очистки газа, узел редуцирования газа и узел учета газа;
- подогреватель газа;
- блок одоризации;
- блок сигнализации.

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49



Рисунок 3.3 – Станция блочного типа «Ташкент»

Заправка расходной емкости одоранта (на время капремонта) будет осуществляться по временной схеме из контейнера, установленного на автотранспорте, и имеющегося в наличии у Заказчика. В технологическом отсеке имеется штуцер с ниппелем для присоединения шланга передвижной емкости.

Слив конденсата, при необходимости, также будет осуществляться по временной схеме в передвижную емкость, установленную на автотранспорте, также имеющегося в наличии у Заказчика.

Подключение потребителей ГРС к временной ГРС на период проведения капитального ремонта осуществить от линии Ду 400 мм Ру 0,6 МПа, (письмо ООО «Газпром трансгаз Томск» №0125/6640 от 12.11.2013 г. о согласовании проектных решений по подключению временной ГРС).

Врезку входного газопровода ГРС в газопровод-отвод осуществить через тройник с заглушкой. [31]

Врезку выходного газопровода в газопровод высокого давления МПа осуществить также через тройник.

При обвязке временной ГРС приняты следующие трубы:

- 108x5 мм и 219x7 мм из стали 09Г2С ТУ 14-159-1128-2008.

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Прокладка газопроводов до точек врезки к существующим газопроводу-отводу и газопроводам высокого давления, а также по площадке временной ГРС предусмотрена надземная.

Надземные трубопроводы окрашиваются системой 1-18 «Базальтопластик- Jotomastic» по ТУ 2313-002-95956497-2011.

Блок отключающих устройств, блок редуцирования и блок КИПиА - полной заводской поставки монтируются на основание из дорожных плит по щебеночной подготовке толщ. 300 мм.

Ограждение территории ВГРС выполняется из типовых конструкций ЗАО «ЦеСИС НИКИРЭТ». Решетчатые панели Махаон высотой 2,2 м с воротами и калитками аналогичной конструкции. Стойки устанавливаются на винтовые опоры этой же фирмы.

По периметру предусмотрено козырьковое ограждение из спирали АКЛ500. Противоподкопные мероприятия - заглубление панели на 400мм в землю.

Это необходимый и достаточный комплект технологического оборудования для бесперебойной подачи газа потребителю в период проведения капитального ремонта.

Технологическая схема временной ГРС

На вход ВГРС газ высокого давления поступает через входной шаровой кран с пневмоприводом в конденсатоотводчик. Манометр служит для контроля давления.

Фильтры-осушители предназначены для питания регуляторов давления и блоков управления всех пневмоприводных кранов ГРС импульсным газом. Два фильтра осушителя: рабочий и резервный. [34]

Фильтр работает в импульсном режиме, т.е. во время открытия или закрытия крана по принципу барботирования газа через адсорбер – смесь чистых гликолей: этиленгликоля и диэтиленгликоля с последующим удалением взвешенных частиц в фильтре тонкой очистки.

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	Лист
						51
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

С выхода нитки очистки газ поступает на фильтр-осушитель через вентиль при автоматическом режиме работы газораспределительной станции.

За счет некоторой потери скорости жидких частиц при наличие тупикового участка в конце конденсатоотводчика происходит отделение большей части жидкости из потока газа. Отбойник усиливает этот процесс, который вставлен в месте разъема корпуса конденсатоотводчика.

После происходит очищение от механических частиц и жидкости в одном из двух фильтров. Фильтры имеют одинаковое устройство и пропускную способность. Чтобы переключать фильтры используются шаровые краны с рукоятками.

Процесс стекания конденсата отделенного из конденсатоотводчика и фильтров происходит самотеком в емкость конденсата через краны шаровые.

Далее газ очищенный от конденсата и механических примесей следует в подогреватель газа, там нагревается, чтобы избежать гидратообразования при редуцировании. Газ топливный через краны шаровые подается с выхода блока переключения, чтобы питать горелки подогревателя газа. [36]

По одной из замерных ниток подогретый газ в блочное технологическое устройство. Нитка с большим диаметром служит для замера максимальной и номинальной пропускной способности, другая нитка с меньшим диаметром для замера в летний период и при снижении потребности в газе.

Нитки оснащены быстросменными сужающими устройствами УСБ, имеющие обвязку трубками со своими дифманометрами. Выключение и включение необходимой замерной нитки осуществляется кранами, процесс сброса давление с ниток – вентилями, а через вентили, которые установлены на сбросных линиях конденсата происходит слив конденсата. Продувка соединительных линий от сужающих устройств к дифманометрам осуществляется за счет вентиля. По дифманометрам может осуществляться контроль давления в нитках.

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	Лист
						52
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Далее газ поступает после замера газа в одну из ниток редуцирования, в результате происходит снижение да заданного низкого давления. Нижняя нитка например считается условно рабочей, верхняя находится в резерве. В этом случае регулятор P1 является рабочим и настроенным на выходное давление газораспределительной станции. Защиту от превышения давления выходного при аварийном открытии регулятора P2, обеспечивает регулятор P1, а для предотвращения падения выходного давления служат регуляторы P2 и P4 при аварийном закрытии одного из регуляторов рабочей нитки.

В одну ступень осуществляется редуцирование давления газа методом облегченного резерва. Регулятор P3 на резервной нитки и на регуляторе P1 на рабочей нитке настраивают давления $1,05 \cdot P_{\text{вых}}$, регулятор P2 находится в состоянии открытом при нормально работе.

Редуцирование давления газа осуществляется в одну ступень по методу облегченного резерва. Регулятор P1 на рабочей нитке и регулятор P3 на резервной настраиваются на давление $1,05 \cdot P_{\text{вых}}$ и в период нормальной работы регулятора P2 находятся в полностью открытом состоянии. При аварийном открытии рабочего регулятора P2 давление будет поддерживаться на несколько повышенном уровне регулятором P1 на выходе газораспределительной станции. При закрытии одного из регуляторов рабочей нитки давление на выходе будет поддерживаться на несколько пониженном уровне регулятором P4 ($0,95 \cdot P_{\text{вых}}$). [38]

С помощью электроконтактных манометров осуществляется контроль за сигнализацией при переключение регуляторов и за входным и выходным давлением.

Через выходной кран блока переключения газ низкого давления поступает в блок одоризации, там одорируется и дальше поступает потребителю. От превышения давления при работе по байпасу потребителя предохраняют клапаны предохранительные.

Газ низкого давления через выходной кран блока переключения поступает в блок одоризации, где одорируется и подается потребителю.

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	Лист
						53
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Отключение одного из клапанов для ремонта осуществляется с помощью трехходового крана, а второй клапан на выходной нитке газораспределительной станции остается подключенным.

После завершения капитального ремонта газораспределительной станции ВГРС демонтируется.

3.6.12 Ремонт систем ГРС

Прожекторная матча с молниепримником

На территории ГРС и ВГРС проектом предусмотрено строительство четырех прожекторных матч с молниеотводом высотой 21 м и 28 м решетчатой конструкции по серии 3.501.2-1233 из горячекатаных профилей. Молниеотводы высотой 5 м устанавливаются на верхней площадке. Основанием прожекторных матч служат винтовые сваи диаметром лопасти 500 мм длиной 6,0 м. [40]

Внутриплощадочные сети

Внутриплощадочные сети предусматривают строительство следующих сооружений:

- стойки технологических трубопроводов;
- стойки тепловых сетей; совмещенные с кабельной эстакадой;
- замена элементов ограждения территории ГРС;

В проекте предусматривается устройство стоек для технологических трубопроводов и тепловых сетей. Стойки выполнены из металлических труб, установленных в просверленные отверстия диаметром 300 мм в грунте. Обратная засыпка среднезернистым песком с уплотнением.

Полость стойки заполняется бетоном В15 F75 после ее монтажа.

Все надземные газопроводы на территории ГРС и в технологических блоках, включая импульсные трубки, выполняются электрически изолированными от стоек.

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

Ограждение территории ГРС выполняется из типовых конструкций ЗАО «ЦеСис НИКИРЭТ». Решетчатые панели Махаон высотой 2,2 м с воротами и калитками аналогичной конструкции. Стойки устанавливаются на винтовые опоры этой же фирмы.

По периметру предусмотрено козырьковое ограждение из спирали АКЛ500. Противоподкопные мероприятия – заглубление панели на 400 мм в землю. [41]

Электроснабжение

Питание площадки ГРС предусматривается по кабелю 0,4 кВ, проложенному подземно, от КТП 18-1-14. Трансформаторная подстанция КТП 25/10/0,4-90- У1 10/0,4 кВ установлена в 15,5 м. от ограждения ГРС. Площадка КТП имеет ограждение. На площадке за ограждение установлена СКЗ.

При визуальном обследовании и согласно акта осмотра было выявлено:

- неудовлетворительное состояние подземной линии электропередач 0,4 кВ;
- согласно протокола внутриплощадочные сети электроснабжения требует замены;
- сети электропроводки, внутреннее и наружное освещение не соответствуют требованиям НТД.

Капитальный ремонт системы электроснабжения ГРС предусматривается в соответствии с Техническими требованиями к Заданию на проектирование.

Заземление и молниезащита

В настоящее время на ГРС предусмотрен контур заземления блоков и сооружений. На прожекторной матче установлен молниеотвод.

Капитальный ремонт системы молниезащиты и заземления предусматривается в соответствии с Техническими требованиями к Заданию на проектирование.

Электрохимзащита

Защита от коррозии подземных коммуникаций ГРС осуществляется с помощью станции катодной защиты.

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

На ГРС выполнена защита входного газопровода от магистрального трубопровода-отвода.

На входе в ГРС установлено изолирующее фланцевое соединение Ду 200 мм.

На выходных газопроводах ГРС установлены изолирующие фланцевые соединения Ду 200 мм и Ду 400 мм.

Капитальный ремонт системы электрохимзащиты предусматривается в соответствии с Техническими требованиями к Заданию на проектирование.

Автоматизация

Система автоматического управления ГРС (САУ ГРС) обеспечивает функции оперативного контроля и управления работой ГРС. Кроме САУ ГРС функционирование ГРС обеспечивают системы:

- системы пожарообнаружения;
- объектовой и периметральной охранной сигнализации;
- охранно-периметральной сигнализации;
- сигнализации загазованности блока редуцирования газа;
- система аварийно-вытяжной вентиляции;
- автоматического управления одоризатором газа;
- учета электроэнергии;
- коммерческого учета расхода газа;
- учета расхода газа на собственные нужды;
- автоматического управления блоком подогрева газа;
- ввод параметров качества газа по каналам ТМ.

САУ ГРС обеспечивает интеграцию вышеперечисленных систем по каналам ТМ на диспетчерский пункт Новосибирского ЛПУ.

Сети связи и сигнализации

На ГРС предусмотрено два вида радиосвязи:

- голосовой канал для связи между оператором ГРС и дежурным Новосибирского ЛПУМГ;
- канал передачи данных системы телемеханики.

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		56

Голосовой канал организован на базе радиостанции «Motorola GM-340», расположенной в операторной. АФУ радиостанции установлено на трубостойке, предусмотренной около блока операторной. Используется направленная антенна типа Y5VHF КИПиА.

Для питания радиостанции используется блок питания «Волна БПП-3/20». Блок питания и радиостанция расположены на рабочем столе оператора ГРС КИПиА.

АФУ радиостанции для голосового канала требует замены.

Канал передачи данных системы телемеханики организован на базе радиомодема DATARADIO T-96SR, установленного в шкафу телемеханики, расположенном в блоке КИПиА. АФУ радиомодема установлено на площадке прожекторной мачты, расположенной около блока редуцирования газа. Используется направленная антенна типа Y3VHF. Радиочастотный кабель от блока КИПиА до прожекторной мачты подвешен на стальном тросе.

Для питания радиомодема используется блок питания «Motorola FPN5228B», расположенный в том же шкафу телемеханики.

Оборудования радиоканала передачи данных находится в удовлетворительном состоянии. В соответствии с техническими требованиями на проектирование при демонтаже и последующем монтаже требуется замена АФУ.

Пожарная сигнализация

На площадке ГРС имеется действующая система пожарной сигнализации (ПС), выполненная на базе оборудования НВП «Болид».

Управление системой ПС происходит с помощью пульта «С2000». В состав системы ПС входят: ППКОП «Сигнал-20П», блок сигнально-пусковой «С2000-СП1», устройство приёмно-контрольное охранно-пожарное «УПКОП135-1-1» с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь».

Приборы системы ПС связаны между собой по интерфейсу RS-485.

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

Приборы системы ПС установлены в шкафу ПС, запираемом на ключ, расположенном в блоке КИПиА.

Электропитание приборов системы ПС осуществляется постоянным током напряжением 12В от источника бесперебойного питания «РИП-12».

С помощью блока «С2000-СП1» в САУ ГРС передаётся информация о состоянии системы ПС.

Для сигнализации о возникновении пожара на площадке ГРС применены дымовые, тепловые и ручные пожарные извещатели. Кроме того предусмотрена система оповещения о пожаре 2-го типа. В состав данной системы входят световые табло «Выход», звуковые и светозвуковые оповещатели.

В блоке операторной ПС выполнена с помощью дымовых извещателей типа «ИП- 212-41М» и ручных извещателей типа «ИПР-ЗСУ». Для оповещения о пожар используются световое табло «выход» и звуковой оповещатель типа «БИЯ С-4».

В блоке редуцирования ПС выполнены с помощью тепловых извещателей типа «ИП-101-07е» и ручных извещателей типа «ИП535-07е» во взрывозащищённом исполнении. Для оповещения о пожаре используются звуковые взрывобезопасные сигнализаторы типа «ВС-4-5/24» и табло «выход» во взрывозащищённом исполнении.

В блоке КИПиА ПС выполнена с помощью тепловых извещателей типа «ИП 103- 4/1» и ручных извещателей типа «ИПР-ЗСУ». Для оповещения о пожаре используются световое табло «выход», звуковой оповещатель типа «Маяк-12-КП», установленный в шкафу ПС. На фасаде блока установлены два комбинированных оповещателя типа «Маяк-12К».

Кабельная сеть ПС, предназначенная для подключения оборудования, включает в себя информационные и питающие кабели типа КСВВ, КВБбШнг, КВВГнг. Коммутация кабелей осуществляется к коробкам типа КП и КРТП.

Существующая система ПС на площадке ГРС, построенная в 2009г., - действующая, находится в удовлетворительном состоянии.

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		58

Капитальным ремонтом предусмотрены изменения связанные с применением блочных зданий полного заводского изготовления.

Система охранной сигнализации

На площадке ГРС имеется действующая система охранной сигнализации (ОС), предусмотренная для контроля как периметра, так и технологических и вспомогательных зданий. [42]

ОС периметра ГРС предусмотрена на базе радиоволновых извещателей:

- извещатель «FMW-3/1Т» предназначен для охраны участков слабопересеченной местности и обеспечивает обнаружение человека, передвигающегося «в рост» или «согнувшись». Изделия размещены на металлических столбах диаметром 70...100 мм, врытых вдоль ограждения ГРС;
- сигнализатор микроволновый движения «ФОН-3», предназначен для охраны открытых площадок у ворот, калиток, участков территории, находящихся в «мертвых» зонах двухпозиционных извещателей;

Общая длина периметра ГРС составляет 180 м, площадь территории ГРС - 1800м².

Кроме того, в местах расположения калитки и ворот установлены охранные ручные точечные электроконтактные извещатели «ИО 101-2» (КНФ-1).

Для контроля блокирования калитки и ворот предусмотрены магнитоcontactные извещатели ИО 102-20.

Для контроля доступа на территорию ГРС у калитки предусмотрен контактор электронных ключей типа «Touch memory».

Охранная сигнализация блока редуцирования газа (БРГ) и блока операторной выполнена на следующем оборудовании:

- Извещатель охранный точечный магнитоcontactный взрывозащищенный ИО 102-26/В предназначен для блокировки дверей на открывание. Длина выводов датчика - 700 мм кабеля, проложенных в металлорукаве.

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

- Извещатель охранный оптико-электронный взрывозащищенный Пирон-1 предназначен для обнаружения проникновения в охраняемое пространство закрытого помещения. Размер площади, контролируемой извещателем, составляет 12x10 м.

- Извещатель охранный точечный магнито контактный ИО 102-2 предназначен для блокировки дверей на открывание.

- Извещатель охранный оптико-электронный "Астра-5" предназначен для обнаружения проникновения в охраняемое пространство закрытого помещения.

- Оповещатель свето-звуковой взрывозащищенный ВС-3-6/12 по сигналу «Тревога» обеспечивает подачу световых и звуковых сигналов во взрывоопасных зонах.

- Оповещатель светозвуковой внешний «Маяк-12» по сигналу «Тревога» обеспечивает подачу световых и звуковых сигналов.

В качестве приемно-контрольных приборов предусмотрены приборы приемно контрольные охранно-пожарные (ППКОП) "Сигнал-20П" производства НВП "Болид". ППКОП по интерфейсу RS-485 подключаются к пульту контроля и управления "С2000".

Шлейфы, питание датчиков в помещении БРГ подключены через искробезопасный барьер БИБ-02-24.

Питание датчиков периметральной сигнализации производится от блока питания СГЭП24/4 с выходным напряжением 24 В. Питание пульта "С2000", приемноконтрольных приборов, извещателей «Астра-5» производится от блока питания СГЭП12/2 с выходным напряжением 12 В.

ППКОП «Сигнал-20», пульт «С-2000», блоки питания и искробезопасный барьер установлены на щите ОС, расположенном в блоке КИПиА. [43]

Кабельная сеть системы ОС, предназначенная для подключения оборудования, расположенного на периметре и в зданиях обследуемого объекта, включает в себя информационные и питающие кабели, проложенные

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

в металлических оцинкованных коробах по ограждению периметра площадки и, стенам прилегающих к периметру зданий, а так же в траншеях в металлических трубах. Информационные линии системы ОС выполнены кабелем ТППЭп10х2х0,5, линии питания выполнены кабелем ВВГ2х1,5. Кабели коммутируются в коробках распределительных типа «Барьер-КР».

По верху периметрального ограждения ГРС, выполненного в виде стальной сетки, предусмотрена колючая лента типа АКЛ-500 «Егоза», свитая двойной спиралью диаметром 500мм. Крепление АКЛ выполнено на металлических стойках, стальной проволокой $b=4$ мм.

Кроме того, на площадке охранного крана ГРС выполнена ОС с применением сигнализатора движения микроволнового «ФОН-3» и двух охранных магнитоконтактных извещателей типа «ИОЮ2/26В Аякс» во взрывозащищенном исполнении. Кабель типа КВББШнг от ГРС до площадки охранного крана проложен в земле, длина участка 500м.

Действующая система ОС на площадках ГРС и охранного крана, построенная в 2007г., - действующая, находится в удовлетворительном состоянии. Кабельные линии системы ОС не соответствуют современным нормам по пожарной безопасности и требуют замены.

В соответствии с техническими требованиями на проектирование периметральные охранные извещатели и датчики (включая сигнализатор движения «ФОН-3» на площадке охранного крана), а также информационные и электропитающие кабельные линии нуждаются в замене в полном объеме[44].

Системы водоснабжения и канализации

Система водоснабжения и водоотведения отсутствует.

ГРС работает в автоматическом режиме, круглогодично, с постоянным присутствием персонала.

Для обслуживания ГРС предусмотрена вахтенная форма.

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

На территории ГРС для хозяйственных нужд установлена надворная постройка (туалет).

Также для хозяйственных нужд предусматривается умывальник в здании операторной. Наполнение осуществляется вручную из бака, расположенного операторной ГРС. Емкость бака составляет 0,3 м³.

Система противопожарной защиты представлена огнетушителями, пожарным щитом и емкостью с песком.

Системы отопления и вентиляции

Система отопления предусмотрена в операторной ГРС и блоке КИПиА.

Система отопления операторной выполнена двухтрубной с запиткой от индивидуального источника теплоснабжения – котла ProTerm.

Система отопления технологического блока и блока КИПиА выполнена двухтрубной с запиткой от индивидуального источника теплоснабжения – двух котлов АОГВ-11,6.

При визуальном обследовании и согласно акта осмотра было выявлено, что система отопления не соответствует современным экологическим требованиям, наблюдается коррозия теплообменника, коррозия регистров и трубопроводов отопления, не герметичность межсекционных уплотнителей.

Капитальный ремонт системы ГРС предусматривается в соответствии с Техническими требованиями к Заданию на проектирование и в соответствии с принятыми технологическими решениями.

Система приточно-вытяжной вентиляции присутствует только в технологическом блоке. [45]

При визуальном обследовании системы вентиляции было выявлено:

- согласно протокола в системе вентиляции наблюдается коррозия металла вентиляционных каналов, выход из строя вентиляторов;
- установленные вентиляторы не обеспечивают требуемую кратность воздухообмена.

Система кондиционирования отсутствует.

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

Капитальный ремонт системы вентиляции ГРС предусматривается в соответствии с Техническими требованиями к Заданию на проектирование и в соответствии с принятыми технологическими решениями.

Благоустройство

В соответствии с техническими требованиями проектной документацией по благоустройству площадки ГРС предусматривается:

- ремонт внутриплощадочных проездов с применением асфальтобетона с бордюрами из бортового камня БР 100.30.15;
- ремонт пешеходных дорожек с применением тротуарных плиток 6К7 с бордюрами из бортового камня БР 100.20.8;
- ремонт отмостки вокруг зданий и блоков выполнен с применением тротуарной плитки 6К7 с бордюром из бортового камня БР 100.20.8;
- ремонт площадки для стоянки автомобилей.

В ограждении площадки ГРС предусмотрено два въезда с распашным воротами шириной 4,5 м для въезда транспорта на территорию и калитки шириной 1 м (СП 18.13330.2011 «Генеральные планы промышленных предприятий СНиП II-89-80*»).

По периметру ограждения с внутренней и наружной стороны предусмотрена минерализованная полоса.

3.7 Состав ГРС после проведения ремонтных работ

После капитального ремонта в состав ГРС входят:

1. Отремонтированный блок отключающих устройств;
2. Блок очистки газа, состоящий из 3-х мультициклонных пылеуловителей Ду 400 мм (существующий);
3. Отремонтированный блок подогрева газа, изготовитель ООО «Завод Газпроммаш»;
4. Отремонтированный блок редуцирования газа;

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	<i>Лист</i>
						63
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

5. Узел замера газа. Проектной документацией предусмотрена замена существующих измерительных трубопроводов на новые линии с увеличением расстояния между ними (для удобства обслуживания) и монтаж на ИТ существующих БСУ-400, БСУ-200, БСУ-100;

6. Блок расходомерный для размещения вычислителей газа, изготавливаемый ООО «Завод Газпроммаш». Существующий узел замера газа на собственные нужды с УСБ-50 демонтируется полностью, а новый монтируется в блоке расходомерном (входит в заводскую поставку);

7. Емкость сбора конденсата, объемом 1 м³, производства ОАО «НИИПТхиммаш»;

8. Два блока одоризации БОЭ-200 и БОЭ-400, производства ОАО «Саратов газ прибор автоматика»;

9. Емкость хранения одоранта, объемом 4 м³, производства ОАО «НИИПТхиммаш»;

10. Емкость аварийного слива теплоносителя, объемом 5,5 м³ производства ООО «Завод Газпроммаш»;

11. Блок КИПиА производства ООО «Завод Газпроммаш»;

12. Операторная блочная существующая, размещенная в пределах территории ГРС;

13. Прожекторные мачты с молниеотводами;

3.8 Модернизация узла защиты от превышения давления

Проектом на КР газопровода отвода и ГРС – предусмотрено на период проведения КР отключения ГРС от газа. Для газоснабжения потребителей, проектом предусматривается устройство временной ГРС. Проведя анализ по расходу газа за несколько лет от ГРС в летнее время и рассчитав пропускную способность трубопровода Ду 300 до ГРС взяв во внимание технические характеристики регуляторов давления установленных в блоке редуцирования УЗПД типа РДУ-64/100, было установлено, что с газоснабжением

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	Лист
						64
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

потребителей может справиться «Узел защиты от превышения давления» расположенный в 9 км ниже по ходу газа от ГРС. Для того, что бы организовать газоснабжение потребителей ГРС от «Узла защиты от превышения давления» необходимо выполнить следующие работы:

- выполнить проект дооснащения ВГРС
- выполнить экспертизу промышленной безопасности
- выходное давление УЗПД снижаем с 1,6 МПа до 0,6 МПа,
- замена пружин и СППК на защиту повышения давления 12% (0,67 МПа);
- устанавливаем перемычку – соединяем входной и выходные газопроводы ГРС в районе узла подключения временной ГРС,
- одоризацию газа выполнить от существующего блока одоризации на УЗПД, путём подключения к нему дополнительной линии одоризации.

Возможность реализации данных технологических решений подтверждена производственным отделом ГРС и производственно-диспетчерским управлением. [46]

Внедрение данного предложения позволит не затрачивать силы и средства на монтаж временной ГРС, а также значительно позволит снизить сроки СМР.

					<i>Анализ технических решений по проведению ремонтных работ ГРС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

4 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

4.1 Расчёт пропускной способности однониточного газопровода

Пропускная способность однониточного газопровода (участка) с постоянным диаметром для всех режимов течения газа q (млн. м³/сут.) без учета рельефа местности определяется по формуле:

$$q = 3,32 \times 10^{-6} \times d^{2,5} \times \sqrt{\frac{P_H^2 - P_K^2}{\Delta \times \lambda \times Z_{cp} \times T_{cp} \times L}} \quad (4.1)$$

где d – внутренний диаметр трубы:

$$d = d_{нар} - 2 \times \sigma = 0,325 - 2 * 0,007 = 0,311 \text{ м} \quad (4.2)$$

σ – толщина стенки (7 мм)

P_H – абсолютное давление в начале участка газопровода (2,8 МПа)

P_K – абсолютное давление в конце участка газопровода (2,71 МПа)

Δ - относительная плотность газа по воздуху (0,568)

L – длина участка газопровода (9 км)

При расчете газопровода, заканчивающегося ГРС, пропускную способность определяют при минимальном допустимом давлении у потребителя, которое выбирают из соображения надежности работы оборудования ГРС. [48]

$$Z_{cp} = 1 - \frac{0,0241 \times P_{пр}}{\tau} \quad (4.3)$$

где Z_{cp} – средний по длине газопровода коэффициент сжимаемости газа

τ – поправка на температурное расширение определяется по формуле:

$$(4.4) \tau = 1 - 1,68 \times T_{пр} + 0,78 \times T_{пр}^2 + 0,0107 \times T_{пр}^3$$

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективной и безопасной эксплуатации газораспределительной станции		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Боженко В.А			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.				66	113
<i>Консульт.</i>					Расчетная часть НИ ТПУ гр. 2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>		Шадрина А.В.					

$T_{пр}$ – приведенная температура определяется по формуле

$$T_{пр} = \frac{T_{ср}}{T_{пк}} = \frac{281,25}{191,6} = 1,47 \quad (4.5)$$

$T_{ср}$ = средняя по длине участка газопровода температура газа (281,25 К)

$T_{пк}$ – псевдокритическая температура газа (191,6 К)

По формуле определяем поправку на температурное расширение по формуле (4.4):

$$\tau = 1 - 1,68 \times 1,47 + 0,78 \times 1,47^2 + 0,0107 \times 1,47^3 = 0,25 \quad (4.6)$$

$P_{пр}$ – приведенное давление к норме атмосферному

$$P_{пр} = \frac{P_{ср}}{P_{пк}} \quad (4.7)$$

где $P_{ср}$ – среднее по длине участка газопровода давление газа определяется по формуле:

$$P_{ср} = \frac{2}{3} \times \left(P_{н} + \frac{P_{к}^2}{P_{н} + P_{к}} \right) = \frac{2}{3} \left(0,6 + \frac{0,3^2}{0,6 + 0,3} \right) = 0,47 \text{ МПа} \quad (4.8)$$

$P_{пк}$ = псевдокритическое давление газа (0,35 МПа)

Приведенное давление определяем по формуле (4.7):

$$P_{пр} = \frac{0,47}{0,35} = 0,14 \text{ МПа} \quad (4.9)$$

Средний по длине газопровода коэффициент сжимаемости газа определяется по формуле (4.3):

$$Z_{ср} = 1 - \frac{0,0241 \times 0,14}{0,25} = 0,96 \quad (4.10)$$

Определяем коэффициент гидравлического сопротивления участка газопровода по формуле:

$$\lambda = \frac{\lambda_{тр}}{E^2} \quad (4.11)$$

где E – коэффициент гидравлической эффективности при наличие камеры приема запуска (0,95)

$\lambda_{тр}$ – коэффициент сопротивления трения определяется по формуле:

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

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,067 \times \left(\frac{158}{Re} + \frac{2 \times k}{d} \right)^{0,2} \quad (4.12)$$

где k – коэффициент шероховатости труб без внутреннего гладкостного покрытия ($0,03 \cdot 10^{-3}$ м)

d – внутренний диаметр (0,311)

Re – число Рейнольдса определяется по формуле:

$$Re = 17,75 \times \frac{q \times \Delta}{\mu \times d} \quad (4.13)$$

По сколько в формуле определения числа Рейнольдса пропускная способность участка газопровода q млн.м³/сут неизвестна по определению ее значения осуществляется методом последовательных приближений.

В первом приближение принимаем квадратичный режим течение газа, при котором отношение значительно меньше отношения , что позволяет преобразовать формулу определения $\lambda \frac{158}{Re} \frac{2 \times k}{d}$ тр.

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,067 \times \left(\frac{2 \times k}{d} \right)^{0,2} = 0,067 \times \left(\frac{2 \times 0,03 \times 10^{-3}}{0,311} \right)^{0,2} = 0,0001 \quad (4.14)$$

Определяем коэффициент гидравлического сопротивления участка газопровода по формуле (4.11):

$$\lambda = \frac{0,0001}{0,95^2} = 0,0001 \quad (4.15)$$

Пропускная способность в первом приближение определяется по формуле (4.1):

$$q_1 = 3,32 \times 10^{-6} \times 0,311^{2,5} \times \sqrt{\frac{2,8^2 - 2,71^2}{0,568 \times 0,0001 \times 0,96 \times 281,25 \times 9}} = 0,969 \text{ млн. } \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \quad (4.16)$$

Во втором приближение определяем число Рейнольдса по формуле:

$$Re = 17,75 \times \frac{q_1 \times \Delta}{\mu \times d} \quad (4.17)$$

где μ – коэффициент динамической вязкости определяется по формуле:

$$\mu = 5.1 \times 10^{-6} \times [1 + \rho_{\text{ст}} \times (1,1 - 0,25 \times \rho_{\text{ст}})] \times [0,037 + T_{\text{тр}} \times (1 - 0,104 \times T_{\text{тр}})] \times \left[1 + \frac{P_{\text{тр}}^2}{30 \times (T_{\text{тр}} - 1)} \right] \quad (4.18)$$

где $\rho_{\text{ст}}$ – плотность газа при стандартных условиях (0,685 кг/ст.м³)

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

$T_{пр}$ – приведенная температура (1,47)

Определяем коэффициент динамической вязкости определяется по формуле (4.19):

$$\mu = 5.1 \times 10^{-6} \times [1 + 0,685 \times (1,1 - 0,25 \times 0,685)] \times [0,037 + 1,47 \times (1 - 0,104 \times 1,47)] \times \left[1 + \frac{0,14^2}{30 \times (1,47 - 1)} \right] = 1,1 \times 10^6 \quad (4.19)$$

Коэффициент сопротивления трению по второму приближению определяется по формуле (4.12):

$$\lambda_{пр} = 0,067 \times \left(\frac{158}{1,1 \times 10^6} + \frac{2 \times 0,03 \times 10^{-3}}{0,311} \right)^{0,2} = 0,000023 \quad (4.20)$$

Пропускная способность газопровода во втором приближение определяется по формуле:

$$q_2 = 3,32 \times 10^{-6} \times 0,311^{2,5} \times \sqrt{\frac{2,8^2 - 2,71^2}{0,568 \times 0,00003 \times 0,96 \times 281,25 \times 9}} = 0,963 \text{ млн. } \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \quad (4.21)$$

Разница между пропускной способностью в 1 и во 2 приближение должна быть $\leq 1\%$

$$\frac{q_2 - q_1}{q_2} \times 100\% = \frac{0,963 - 0,969}{0,963} \times 100\% = 0,62 \leq 1 \quad (4.22)$$

Разница между двумя значениями пропускной способности меньше 1%, следовательно, результат расчета принять положительным.

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:

$$R_1 = \frac{R_n^n \times m}{k_1 \times k_n} = \frac{510 \times 0,9}{1,4 \times 1} = 327,85 \text{ МПа} \quad (4.23)$$

где: $R_n = 510$ МПа - нормативное сопротивление металла трубы и сварных соединений растяжению (сжатию) и изгибу, принимаемое равным минимальному значению временного сопротивления стали разрыву по

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

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;

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

Диаметр отвода равен 159 мм.

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

$$\delta_1 = \frac{n_p \times P \times D_H}{2 \times (R_1 \times n_p \times P)} = \frac{1,1 \times 5,5 \times 10^6 \times 0,159}{2 \times (327,85 \times 10^6 + 1,1 \times 5,5 \times 10^6)} \quad (4.24)$$

$$= 0,00144 \text{ м} = 1,44 \text{ мм}$$

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

Абсолютное значение максимального положительного и максимального отрицательного температурных перепадов:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \times R_1}{\alpha \times E} = \frac{0,3 \times 327,85}{12 \times 10^{-6} \times 2,06 \times 10^{11}} = 40^\circ\text{C} \quad (4.25)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{R_1 \times (1 - \mu)}{\alpha \times E} = \frac{327,85 \times (1 - 0,3)}{12 \times 10^{-6} \times 2,06 \times 10^{11}} = 92^\circ\text{C} \quad (4.26)$$

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

Находим величину продольных, осевых, сжимающих напряжений:

$$\sigma_{npN} = -\alpha \times E \times \Delta T + \mu \times \frac{n_p \times P \times D_{вн}}{2 \times \delta} = -12 \times 10^{-6} \times 2,06 \times 10^{11} \times 92 + 0,3 \times \frac{1,1 \times 5,5 \times 10^6 \times 0,153}{2 \times 0,003} =$$

$$= 149,73 \text{ МПа} \quad (4.27)$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб:

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

$$= 0,592 \quad (4.28)$$

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщина стенки:

					Расчетная часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\delta_2 = \frac{n_p \times p \times D_H}{2(R_1 \times \psi_1 + n \times p)} = \frac{1,1 \times 5,5 \times 10^6 \times 0,159}{2 \times (327,85 \times 0,592 + 1,1 \times 5,5 \times 10^6)}$$

$$= \frac{0,961}{400,27} = 0,0024 \text{ м}$$

$$= 2,40 \text{ мм} \quad (4.29)$$

Производим проверку трубопровода на прочность:

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_1 \times R_1 = 149,73 \text{ МПа} \leq 0,592 \times 327,85 =$$

$$= 94,08 \text{ МПа} \quad (4.30)$$

условие прочности выполняется.

					Расчетная часть	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 Исходные данные

Сметная документация на проведения монтажа временной ГРС и капитального ремонта объекта составлена на основании дефектной ведомости в соответствии с требованиями «Порядка определения стоимости работ по диагностическому обследованию, техническому обслуживанию, текущему и капитальному ремонту объектов ОАО «Газпром от 23.10.2013, «Методики определения сметной стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации» МДС 81-35.2004, введенной в действие постановлением Госстроя РФ №15/1 от 05.03.2004. [49]

Пересчет сметной стоимости в уровень цен на 01.01.2019 производится в объектных сметных расчетах путем перемножения итогов по состоянию на 01.01.2018(Письмо ОАО "Газпром" от 24.10.2014 №03/13-2111):

- индекс дефлятор на 2019 год к ценам 2018 года 1,0496 на 01.01.2017 (Письмо ОАО «Газпром» №03/13-2892 от 24.10.2015г).

- индекс дефлятор на 2019 год к ценам 2018 года 1,05

К стоимости работ, определенной по Прейскурантам ОАО «Газпром» и по Прейскурантам других ведомств индексы- дефляторы, не применяются.

Затраты на временные здания и сооружения приняты в размере = 2,16% (2,7 %*0,8),

Где, 2,7% - сметная норма затрат для условий строительства на строительство временных зданий и сооружений для предприятий прочих отраслей промышленности (ГСН81-05-01-2001).

- 0,8 - коэффициент при производстве капитального ремонта (ГСН81-05-01-2001 ОП).

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективной и безопасной эксплуатации газораспределительной станции			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Боженко В.А</i>			<i>Финансовый менеджмент,ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					72	113
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

Целью экономического расчета является сравнительный анализ двух технологий по проведению капитального ремонта «ГРС-5 г. Новосибирск».

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73

5.2 Расчет времени на проведение мероприятия по монтажу временной ГРС

Нормативную продолжительность цикла работ определяют по отдельным составляющим его производственных процессов. Продолжительность работ формируется на основе наряда на производство работ; данных технологической части проекта; норм времени на операции; данных справочников для нормирования операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и работ и др. В табл. 1 представлены нормы времени на выполнение операций.

Нормативная продолжительность капитального ремонта принимается 6 месяцев, в том числе продолжительность подготовительного периода – 1 мес.

Таблица 1 – Нормы-времени на выполнение операций по монтажу ВГРС

№ п/п	Наименование операций	Объем работ		Продолжительность работ, часов	Состав бригады
		ед. измерения	Кол-во		
1	Строительные работы	м ³	4000	244	6 чел.
2	Автоматизация	шт.	34	75	2 чел.
3	Электроснабжение	м	500	110	4 чел.
4	Периметральное ограждение ВГРС строительные работы	м ²	900	221	6 чел.
5	Временные здания и сооружения строительные работы ПОС	шт.	3	189	4 чел.
	Продолжительность остановки для ремонтных работ, итого	х		893	

5.3 Расчет количества необходимой специальной техники и оборудования

В соответствии с продолжительностью монтажа временной ГРС, объемами строительно-монтажных работ, весовыми характеристиками конструкций, методами производства потребуется специальная техника и оборудование, представленные в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Необходимая специальная техника и оборудование

Наименование специальной техники и оборудования	Марка	Количество единиц
Экскаватор одноковшовый, емк. 0,25 м ³	ЭО-2621	1
Кран автомобильный г/п 40 т	КС-6471	1
Аппарат сварочного тока	ДС-250.33	1
Трансформатор сварочный	ТДМ-503У2	1
Автомобиль бортовой, г/п 10 т	Камаз-43114	2
Вибротрамбовка ручная	ИЭ - 4501	1
Вибратор глубинный	ИВ-78	1
Автомобильный подъемник выс. 18 м	АГП-18	1
Полуприцеп и тягач г/п 14,2 т	Камаз-6510	1
Трубовоз и тягач г/п 13 т	Краз-2556	1
Пожарный автомобиль	АВЦ-40	1
Вахтовый автобус, 32+3 мест	Камаз 43118	1
Прицеп-цистерна для перевозки воды	860100	1
Ассенизатор	КО-503В	1
Итого		15

Из таблицы следует, что для проведения монтажа временной газораспределительной станции необходимо 15 единиц специальной техники и оборудования.

5.4 Затраты на амортизационные отчисления

Так как данная техника уже есть в наличии у предприятия, то необходимо рассчитать амортизационные отчисления при проведении монтажа временной газораспределительной станции.

Время работы техники составляет 744 ч.

Расчет амортизационных отчислений при проведении капитального ремонта газораспределительной станции представлен в таблице 5.2

Таблица 5.2 – Расчет амортизационных отчислений при проведении капитального ремонта газораспределительной станции

Объект	Стоимость, руб.	Норма амортизации %	Сумма амортизации в час, руб.	Сумма амортизации за 1 мес., руб.
Экскаватор одноковшовый, емк. 0,25 м ³	10060000	11,1	127,47	550670
Кран автомобильный г/п 40 т	3800000	10	43,98148	190000
Аппарат сварочного тока	115000	20	2,662037	11500
Трансформатор сварочный	50000	16,7	0,966435	4175
Автомобиль бортовой, г/п 10 т	1750000	14,7	29,77431	257250
Вибротрамбовка ручная	54000	9	0,5625	2430
Вибратор глубинный	11000	8,3	0,105671	456,5
Автомобильный подъемник выс. 18 м	2200000	14,2	36,15741	156200
Полуприцеп и тягач г/п 14,2 т	1100000	12,5	15,91435	68750
Трубовоз и тягач г/п 13 т	950000	12,5	13,74421	59375
Пожарный автомобиль	2970000	11,5	39,53125	170775
Вахтовый автобус, 32+3 мест	2700000	12,5	39,0625	168750
Прицеп-цистерна для перевозки воды	1050000	12,5	15,19097	65625
Ассенизатор	50544	14,3	0,83655	3613,89
Итого, руб.				1709573

Из таблицы следует, что общая сумма амортизационных отчислений составляет 1709573 руб.

5.5 Объектный сметный расчет

При проведении строительства временной газораспределительной станции необходимо установить оборудование для нормального функционирования станции и провести ряд работ. Стоимость оборудования, которое будет устанавливаться на временную газораспределительной станции приведена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – стоимость оборудования и работ для временной газораспределительной станции.

Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость, руб.
Подготовка территории строительства	114684
Временные здания и сооружения	1672547
Прочие работы и затраты	1723898
Непредвиденные затраты	509239
Итого, руб	4020368

Из таблицы следует, что стоимость оборудования и работ для газораспределительной станции составляет 4020368 руб.

5.6 Расчет затрат на оплату труда

К расходом на оплату труда относятся:

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

Таблица 5.2 – Расчет заработной платы

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб.	Время на проведения мероприятия, ч	Тарифный фонд Заработная плата, руб	Районный коэффициент 25%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Начальник участка-прораб	6	1	280	744	208320	52080	260400
Мастер	5	1	160	744	119040	29760	148800
Машинист крана	6	1	140	744	104160	75600	179760
Монтажник конструкций	6	2	135	744	200880	52220	253100
Монтажник трубопроводов	6	2	152	744	226176	56544	282720
Изолировщик	5	2	145	744	215760	53940	269700
Итого							1394480

Исходя из полученных значений заработной платы с учетом надбавок, оплата труда работников задействованных в мероприятии будет составлять 1394480 руб.

5.7 Затраты на страховые взносы

Размер страховых взносов определяется в процентных долях фонда оплаты труда работников в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации. Базовая сумма страховых взносов складывается из отчислений в фонд социального страхования (ФСС), пенсионный фонд России (ПФР) и фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС) (таблица 5.3).

Таблица 5.3 – Расчет страховых взносов

Профессия	Количество работников	Заработная плата, руб.	ФСС (2,9%), руб.	ФОМС (5,1%), руб.	ПФР (22%), руб.	Всего, руб.
Начальник участка-прораб	1	260400	7551,6	13280,4	57288	78120,0
Мастер	1	148800	4315,2	7588,8	32736	44640,0
Машинист крана	1	179760	5213,0	9167,76	39547,2	53928,0

Монтажник конструкций	2	253100	7339,9	12908,1	55682	75930,0
Монтажник трубопроводов	2	282720	8198,9	14418,72	62198,4	84816,0
Изолировщик	2	269700	7821,3	13754,7	59334	80910,0
Общая сумма, руб.			418344			

Таким образом, общая сумма страховых взносов при капитальном ремонте газораспределительной станции «ГРС-5» составляет 418344 руб.

5.8 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (таблица 5.4)

Таблица 5.4 – Затраты на проведения организационно-технического мероприятия

Статьи затрат	Сумма затрат, руб.
Амортизационные отчисления	1709573
Материальные затраты	4020368
Затраты на оплату труда	1394480
Страховые взносы (30%)	418344
Накладные расходы (20%)	912 995
Итого собственных затрат, руб.	8455760

5.9 Затраты на внедрение проекта модернизации УЗПД

Таблица 5.5 - Стоимость вспомогательных материалов

№ п/п	Наименование	Ед.изм.		Цена за единицу, руб	Стоимость всего, руб
		м	тн,кг		
2	Электрод LB-52U ф3,2		3,5	145,411	508,94

3	Электрод ОК 46,00 д.4,0 мм		3	100,9	302,70
4	Труба 219*10-20	22	1,13388	39256,33	44511,97
5	Труба 14*2 ст. 09Г2с	31	0,018352	165101,5	3029,94
Итого:					48353,55

Таблица 5.6 - Заработная плата

Профессия	Кол-во, чел.	Фонд рабочего времени	Заработная плата в час	В том числе				ФЗП
		часы		Тариф (оклад) в час	Доплаты, надбавки	Премия	РК 15%	
Инженер ГРС 2 категории	1	14	291,61	134,52	40,36	78,69	38,04	4082,48
Электрогазосварщик 6 разряда	1	20	185,08	185,08	55,52	72,18	46,92	7194,06
Всего								11276,54

Страховые взносы: (30% + 0,2%)

11 276,54 руб. * 30,2% = 3 405,52 руб.

Также нужно учесть услуги на транспорт

Таблица 5.7 – Услуги транспорта

№ п/п	Вид работы	Вид техники	Отработано	Стоимость 1 м/ч, руб.	Стоимость всего, руб.
			Машино-час		
1	Установка перемычки между входным и выходным ГП	УАЗ 390902	13	1694,36	22026,68
		КС 45717К-3	11	1694,36	18637,96
2	Устройства дополнительной одоризационной линии на УЗПД	УАЗ 390902	14	1694,36	23721,04
Всего					64385,68

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

Итого затраты на внедрения 127 421,29 руб.

5.10 Экономическая эффективность

Таблица 5.8 – Исходные данные для расчета

№	Показатели	Условные обозначения	Без проекта	С проектом	Обоснование
1	2	3	4	5	6
1	Объемы работ	Руб.	8 455 760	127 421,29	Смета, расчеты

Экономический эффект складывается из стоимости затрат на работы до использования предложения минус затрату на внедрение предложения. Затраты на работы до внедрения предложения складываются из стоимости работ расцененных в таблице 5.4.

Экономический эффект от внедрения рационализаторского предложения рассчитывается по формуле:

$$Э_{\text{ф}} = C_1 - (C_2 + Z_{\text{ед}}), \text{ где:}$$

$Э_{\text{ф}}$ - сумма годовой экономии;

C_1 – расходы всего до внедрения;

C_2 - расходы всего после внедрения;

$Z_{\text{ед}}$ - затраты на внедрение.

$$Э_{\text{ф}} = 8455760 \text{ руб.} - 127421,29 \text{ руб.} = 8328338,71 \text{ руб.}$$

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

6.1 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.

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.

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);

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективной и безопасной эксплуатации газораспределительной станции			
Разраб.		Боженко В.А			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					82	113
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ81		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

- 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.

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).

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 налог 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.

					Социальная ответственность	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

6.2 Производственная безопасность

Основными опасными и вредными производственными факторами при эксплуатации газораспределительных станций являются: давление газа в действующих коммуникациях; возможность разрушения трубопровода, его элементов и оборудования, происходящего совместно с разлетом осколков металла и грунта; возможность возгорания продукта при разрушении трубопровода, оборудования; возможность появления в рабочей зоне открытого огня и термическое воздействие пожара; возможность взрыва газовойоздушной

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						84
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

смеси; повышенный уровень шума; возможность появления вредных веществ (природный газ, одорант) в рабочей зоне.

Наиболее опасными техническими устройствами являются машины, технологическое оборудование, системы машин и (или) оборудования, агрегаты, аппаратура, механизмы, в которых используется, образуется, хранится, транспортируется, уничтожается природный газ. Эксплуатация электрооборудования также несет в себе ряд опасностей.

При проведении работ на ГРС производятся разноплановые работы: электромонтажные, слесарные и сварочные.

Основные факторы и обстоятельства, определяющие категорию повышенной опасности на ГРС при ремонтных работах представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Электромонтажные работы	Слесарные работы	Сварочно-монтажные работы	
1. Отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96[27]
2. Поражение электрическим током. Электрическая дуга и металлические искры при сварке	+		+	12.4.011-89[41]
3. Работа с токсичными и вредными веществами	+		+	ГОСТ 12.1.005-88[49]

4. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением		+		ГОСТ 12.2.003-91[31]
5.Повышенный уровень шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.029-80[47]
6.Пожаробезопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.004-91[48] ГОСТ 12.1.005-88[49]
7. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+		+	СанПиН 2.2.1/2.1.1.127 8– 03[49]

6.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

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

					<i>Социальная ответственность</i>	Лист
						86
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

от +21 С до +23 С в холодное время года и от +22 С до +24 С – в теплое. Относительная влажность должна находиться в пределах от 40 до 60%, а скорость движения воздуха не должна превышать 0,2 м/с. При работе в условиях, которые не соответствуют санитарным нормам применяется различная спецодежда и спецобувь, отличающаяся в зависимости от вида работ и времени года. [52]

Работа с токсичными и вредными веществами

Основными источниками выделения вредных веществ являются:

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.

1. Нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и оборудования).

2. 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.

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).

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

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. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 нормированный уровень шума – 80 дБ А.

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 находится в зоне воздействия.
3. Использование средств индивидуальной защиты.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

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. [53]

6.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						88
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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.

Причины поражения электрическим током:

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

Меры защиты:

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

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

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

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						89
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- 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; [54]
- при неисправности предохранительных блокировочных устройств;
- при неисправности дренажных устройств для непрерывного удаления жидкости;
- при возникновении пожара, непосредственно угрожающего трубопроводу.

Пожаровзрывобезопасность

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания.

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.
3. Сброс давления в трубопроводе и оборудовании при проведении ремонтных работ.

Методы снижения взрывопожароопасности:

1. Исключение появления источников утечки вредных веществ
2. Вентилирование помещений, в которых возможно появление взрывопожароопасных веществ, для снижения их концентрации в воздухе рабочей зоны.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						90
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3. Применение газоанализаторов для контроля загазованности.
4. Использование электрооборудования во взрывобезопасном исполнении.
5. Использование инструмента в искробезопасном исполнении.

6.3 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. 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:

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						91
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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. [55]

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.

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

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.

6.4 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. [60]

На ГРС наиболее возможная чрезвычайная ситуация - это пожар или взрыв. В основе аварий могут лежать как технические причины, 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.

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

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.

В разделе «Социальная ответственность» представлены одни из основных понятий вредных и опасных факторов, которые, в свою очередь, влияют на состояние здоровья сотрудников при ремонте и эксплуатации газораспределительной станции. Также в этом разделе представлены рекомендации и обязательные меры для безопасной работы людей на газораспределительной станции. При ЧС разработаны мероприятия по уменьшению возникновения ЧС и повышения устойчивости объекта.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						94
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время вопрос о безопасной эксплуатации газораспределительной станции с использованием современных технологических решений, также проблема капитального ремонта газораспределительных станций с использованием разных технологических решений довольно остро стоит в газовой отрасли.

В данной работе показан объект газотранспортной системы и его капитальный ремонт с использованием разных технологий, который включает в себя замену блока отключающих устройств, блока очистки газа, блока подогрева газа, блока редуцирования газа, узла замены газа, расходомерный блок, емкость сбора конденсата, объемом 1 м³, два блока одоризации, емкость хранения одоранта, емкость аварийного слива теплоносителя, блок КИПиА, прожекторные мачты с молниеотводами.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы проведены исследования двух технологий проведения капитального ремонта газораспределительной станции. Проведен сравнительный анализ этих технологий. При выполнении, капитального ремонта, модернизации и заменой морально и физически изношенного оборудования, узлов и систем повышается эффективная и безопасная эксплуатация газораспределительных станций. Была изучена нормативно-техническая документация в исследуемых областях газораспределительных станций и их эксплуатации.

Рассмотрены основные конструктивные и технологические характеристики газораспределительной станции, проанализировано использование современного оборудования и механизмов.

Также был проведен расчёт пропускной способности однопроводного газопровода, выполнен прочностной расчет отвода на ГРС.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективной и безопасной эксплуатации газораспределительной станции		
Разраб.		Боженко В.А			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.				95	113
Консульт.					НИ ТПУ гр. 2БМ81		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					
					Заключение		

Данный проект по модернизации узла защиты от превышения давления разработан в соответствии с нормами и правилами, действующими на территории Российской Федерации, и предусматривает экологическую, санитарно-гигиеническую, взрывную, пожарную и взрывопожарную безопасность при эксплуатации.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						96
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Данилов А.А. Автоматизированные газораспределительные станции: Справочник. – СПб.: ХИМИЗДАТ, 2004. – 544 с.
2. Хадиев М.Б. Газораспределительные станции: Учебное пособие. – гос. технол. ун-т. Казань, 2005. – 152 с.
3. Кантюков А.А. Компрессорные и газораспределительные станции: Учебное пособие. – Казань: казанский государственный университет, 2005. – 412 с.
4. Волков М.М. Справочник работника газовой промышленности/М.М. Волков, А.Л.Михеев, К.А. Конев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1989. – 286 с.
5. Информационный портал Новосибирска: – URL: <http://www.ecostam.ru/eaecos-264-1.html> (дата обращения: 16.04.2020)
6. Инвестиционный портал Новосибирской области – URL: <https://invest.nso.ru/ru/page/11> (дата обращения: 17.04.2020)
7. Ведомственный руководящий документ ВРД 39-1.10-069-2002. Положение по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов. – Введ. 2003-03-20. – М.: [б.и.], 2003. – 48 с.
8. СТО Газпром 2-2.3-1122-2017 «Газораспределительные станции. Правила эксплуатации»»
9. СНиП 3.05.05-84 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы.
10. Федеральный закон от 05.08.2000 № 117-ФЗ (ред. От 19.02.2018).
11. Градостроительный кодекс Российской Федерации № 190-ФЗ.
12. СП 36.13330.2012 Магистральные газопроводы.
13. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы.

					Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективной и безопасной эксплуатации газораспределительной станции			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Боженко В.А			Список использованных источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					97	113
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>		Шадрина А.В.						

14. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов.
15. СП 86.13330.2012 Магистральные трубопроводы.
16. РД 03-418-01 «Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов»
17. ВРД 39-1.10-069-2002 «Положение по технической эксплуатации газораспределительных станций магистрального газопроводов».
18. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
19. Руководящий документ (РД) 03-418-01. Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов. – Введ. 1977-10-05. – М.: [б.и.], 1977. – 12 с.
20. СТО Газпром 11-2005 Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов в атмосферу в ОАО «Газпром»
21. Газпром трансгаз Томск – URL: <http://tomsk-tr.gazprom.ru/> (дата обращения: 20.04.2020)
22. ВСН 006-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка
23. СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов.
24. Боярко, Г. Ю. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: методические указания / Г. Ю. Боярко, О. В. Пожарницкая, В. Б. Романюк и др. – Томск: НИ ТПУ, 2017. – 42 с.
25. ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химических опасных производствах.
26. Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов противопожарной режиме.
27. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»

					Список использованных источников	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

28. Постановление Правительства №188 от 29.03.2002.
29. ФЗ РФ №426 «О специальной оценке условий труда»
30. ГОСТ Р 51330.19 – 99 Электрооборудование взрывозащищенное.
31. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
32. ГОСТ 12.1.011-78 Смеси взрывоопасные.
33. ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности.
34. ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ. Опасные и вредные производственные
38. ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция».
39. ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии». Анализ методов повышения надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций на примере ГРС «Апрель» Разраб. Асеев А.Е. Руковод. Брусник О.В. Консульт. И.О.Зав.каф. Бурков П.В.
40. ГОСТ 12.1.010-76 «Взрывобезопасность».
41. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация».
42. ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы»;
43. ГОСТ 12.1.005 «Санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
44. ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества. Классификация и общие требования».
45. ГОСТ Р 51330.9-99 «Электрооборудование взрывозащищенное. Классификация взрывоопасных зон».
46. ГОСТ 30691-2001 «Шум машин. Заявление и контроль значений шумовых характеристик». 23. ГОСТ 17.5.3.06-85 «Охрана природы. Земли. Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ».

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
						99
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

47. Инструкции по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании МГ. М.: ВНИИГАЗ, Утв. Приказом ОАО "Газпром" от 18.11.2008.

48. Инструкция по контролю толщин стенок отводов надземных газопроводов технологической обвязки КС, ДКС, ГРС и гребенок подводных переходов магистральных газопроводов. М.: ВНИИГАЗ, Утв. Приказом ОАО "Газпром" от 13.07.1998.

49. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

50. ОСТ 26.260.18-2004 «Блоки технологические для газовой и нефтяной промышленности. Общие технические условия».

51. Р 51-31323949-58-2000 "Инструкция по применению труб в нефтяной и газовой промышленности».

52. Руководство по эксплуатации средств противокоррозионной защиты подземных газопроводов. М.: ВНИИГАЗ, Утв. Начальником Технического Управления Мингазпрома А.Д.Седых 13.11.85, директором ВНИИГАЗа А.И. Гриценко.

53. СНиП 3.01.04-87 «Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения».

54. СНиП 3.03.01-87 «Несущие и ограждающие конструкции».

55. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Общие требования».

56. СНиП 2.04.12-86 «Расчет на прочность стальных трубопроводов».

57. СП 45.13330.2012 «Земляные сооружения, основания и фундаменты». Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87.

58. СП 42-102-2004 «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб».

59. СТО 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов».

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		100

60. СТО Газпром РД 1.10-098-2004 «Методика проведения комплексного диагностирования трубопроводов и обвязок технологического оборудования газораспределительных станций магистральных газопроводов».

61. СТО Газпром 11-021-2011 «Технологическая связь. Технологические сети диспетчерской связи. Общие технические требования».

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
						101
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ПРИЛОЖЕНИЕ

ПРИЛОЖЕНИЕ А (справочное)

Basic information about the gas distribution plant

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Боженко Виктор Алексеевич		

Руководитель ВКР

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

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Поздеева Г.П.	к.филол.н., доцент		

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективной и безопасной эксплуатации газораспределительной станции			
Разраб.		Боженко В.А			Приложение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					102	113
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ81		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

1. Gas distribution plant

Gas distribution plants (GDP) are constructed at the end-points of MG (main gas pipelines) or branch pipes. High-pressure gas is transported by MG. Such gas cannot be supplied directly to consumers, since domestic and industrial gas facilities are designed for low-pressure gas. In addition, natural gas should be purified from various impurities such as condensate and mechanical particles to ensure safe operation of equipment. And, in order for a consumer to detect a gas leak immediately, it should be given a specific strong odorant. The effect, whereby gas is given an odorant, is called odorization.

Odorizing, gas treatment and gas pressure reduction to the required level as well as flow rate measurement take place at gas distribution plant. [1]

1.1. The classification of gas distribution plants

Gas distribution plants are designed to supply gas from main and field gas pipelines to the following consumers:

- Gas and oil deposit facilities (for own needs);
- Gas compressor station facilities (for own needs);
- Small and medium residential areas;
- Power stations;
- Industrial, municipal enterprises and residential areas.

Gas distribution plants provide:

- Switch-gear;
- Gas treating;
- Gas heating;
- Gas pressure reduction and its constant maintenance with a certain degree of accuracy;
- Gas flow measurement with a multi-day registration;

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

- Gas odorizing, proportional to its flow rate before being delivered to consumer.

Depending on capacity, design and a number of exhaust headers, gas distribution plants are conditionally divided into three large groups:

- Low capacity;
- Medium capacity;
- High capacity

Low-capacity plants (1.0 - 50.0 thousand m³/h) include several types of gas distribution stations manufactured by different plants, all technological equipment of which is located in several metal units.

Medium capacity plants (50.0 - 160.0 thousand m³/h) include gas distribution stations made in block-complete design, with one or two output lines to consumers. Process equipment is located in block boxes and on the open site (units of treatment, odorizing, heaters). In the block-boxes there are regulatory equipment and heating system of blocks.

High-capacity plants (160.0 to 1000.0 thousand m³/h or more) are custom-designed stations. As a rule, these are gas distribution stations and city gate stations, supplying or distributing gas to large industrial facilities and areas. [2]

1.2.Purpose and classification of the gas distribution plant

Gas distribution plant includes the following main units:

- Switching unit (cutoff unit);
- Gas treatment unit;
- Hydrate generation prevention unit (gas heating unit);
- Gas reducing unit;
- Gas flow rate odorizing unit;
- Gas metering unit;
- Gas extraction and preparation unit for own needs;

Gas distribution plants provide the following systems:

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
						104
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- Fire detection system;
- Facility and perimeter security alarm;
- Security and perimeter alarm;
- Emergency exhaust ventilation system;
- Gas odorizer automatic control;
- Electricity metering;
- Commercial accounting of gas consumption;
- Gas consumption accounting for own needs;
- Gas heating automatic control[3]

1.3. Structural diagram of gas distribution station

The gas distribution plant and its equipment placement should meet the following requirements:

1. The switching unit of GDP should provide:
 - valves with pneumatic drive on the inlet and outlet gas lines;
 - bypass line connecting the inlet and outlet gas lines, equipped with two valves. The first one located throughout the gas flow is used for disconnection; the second is used for manual control in case of the GDP shutdown;
 - pressure safety valves with switching T-valves on each outlet and gas venting;[4]
 - insulating flanges on inlet and outlet gas lines to preserve cathodic protection potential.
2. The shutdown unit should be located at least 10 m far from the gas distribution plant building.
3. The treatment unit should provide automatic condensate drain into the underground tank.
4. The number of reducing sites based on GDP capacity should be not less than two. One of them is stand-by. If GDP capacity is more than 100 thousand m³/h, it is

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

possible to put into operation an additional constant flow line with a manual valve or another throttling device with a flow rate of 30 - 40% of the maximum capacity.

5. Flow rate measuring unit of gas released to the consumer should meet the requirements.

6. The gas supplied to consumers should necessarily be odorated. The odorizing unit is typically installed at the station output. In order to odorize the gas, ethyl mercaptan is recommended. At least 16g of odorant per 1000 m³ of gas is required at a temperature of 20 ° C and a pressure of 101325 Pa. The gas supplied to various industrial plants and power plants may not be odorized. It is implemented in coordination with the States upper vision bodies and consumers.

1.4. Pressure regulating valve

Hydraulic control in the gas distribution system is performed by pressure regulating valve. This device is used to reduce gas pressure within a given limit and maintaining the outlet pressure regardless of changing the inlet pressure and gas flow rate automatically controlled by a regulating controller, which, in its turn automatically changes resistance pressure in the gas flow. Pressure controller includes the following elements: sensor, which continuously monitors current values of controlled variables and transmits signals to the control unit; installation device to generate signals of control variant and transmit to the controlling device. Depending on the maintaining pressure, controllers are classified into input and output pressure controllers. By control mode, controllers are classified into a static, static, and is odromic. In static pressure controllers, pressure changing value in the test hole is directly proportional to the changing gas flow rate in the pipeline and inversely proportional to the changing outlet pressure. A static controllers contain a pneumatic outlet pressure set point. A good example is non-damping self-oscillations of the pilot in certain transient operation modes. Is odromic controllers are direct flow controllers.[5]

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

1.5. Gas filters

Gas filters are designed to purify gas from dust, rust, resinous substances and other solid particles. Constant gas treatment proves structural shut-off devices integrity and decreases repair rate due to reduced sealing surface fatigue. As fatigue decreases, the accuracy of the flow meter increases, especially in cases of erosion wear. Sufficient selection and well-planned operation are the main factors that guarantee reliable operation of the entire gas supply system.

Filters can be classified due to the following parameters:

- direction of gas flow through the filter element: in-line and rotating;
- design: linear and angular;
- shell material and production method: cast iron and welded steel.

The filter material is important in design and selection of filters. The filter material should embrace the following characteristics: chemically immune to gas, high treatment, nondestructive under operating environment and periodic filter treatment. Depending on the type of filter material, filters can be divided into net-shaped - wire net or hair carrier with a packed capron thread and saturated viscose oil.

1.6. Safety valves

Increasing or decreasing gas pressure above the set limit after the pressure regulator can lead to emergencies. Increased gas pressure can lead to flame rise and explosive mixtures in the displacement volume inside the gas equipment, depressurization, gas leakage in gas line connections and fittings, as well as metering instruments failure. Significant gas pressure reduction can result in gas blowout or ignition. In this case, gas supply is cut off, and then an explosive air-gas mixture forms in heaters and exhaust ducts, as well as in gasified buildings. The most common reason of sharp gas pressure drop in any pipeline system is depressurization

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

of gas pipelines and fittings. To prevent unacceptable gas pressure increase or decrease, quick-acting safety shut-off valves and safety valves are installed.[5]

1.7. Gas flow meters

If the volume of gas transported is more than 200 million, high accurate measuring instruments should be installed at GDP. In order to ensure the reliability and gas volume measurements accuracy, stand-by proportioning systems should be used. In this case, units should not affect the operation mode of entire metering system. Various methods for gas flow and volume measuring are recommended for main and stand-by proportioning systems. Measuring instruments and auxiliary devices are used for the following functions:

- measurement;
- specified gas flow rate and its rate;
- gas pressure and quality rate, including gas production mode;
- connection of metering unit to automatic gas flow metering systems.

Gas flow meter includes:

- flow sensor to measure gas volume and flow rate;
- instrument piping;
- high-quality gas treatment devices;
- gas quality analyzers;
- automation complex, including information processing, storage and communication.[5]

1.8. Gas odorizers

Gas odorizer is applied for dosed odorizing supply in gas flow at the GDP outlet pipeline at an operating pressure of 1.2 MPa. Gas odorizer is used at the GDP and provides:

- dosed odorizer supply to the pipeline;

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
						108
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

-dosed odorize monitoring and automatic odorizer flow rate correction depending on current gas flow rate;

- automatic total odorizer flow rate measurement;

- the following information can be found on the display screen of the odorant control unit:

(A) odor level indicator in working volume;

(B) current gas flow per hour (flow meter values);

(C) operation time of odorizers ;

(D) total odorizer flow rate a ccumulation from the of injection start;

(E) alarm and warning signals,

- connection to various upper level systems in accordance with the protocol.

Odorizers are intended for external application, include in gzones with seismic activity up to 9 and in moderate and cold climates.[5]

1.9. Gas heaters

Gas heaters provide gas heating and automatic monitoring of specified gas temperature before pressure decrease at GDP. Besides, gas heaters provide reliable operation of process equipment. Operating environment - gaseous medium without corrosive impurities.

Heaters and intermediate heat carriers are designed to heat natural, associated and petroleum gas to set temperature and can be used not only inside gas distribution system, but also independently. Typically, these heaters include an updated automation system for autonomous and remote control. The main advantage of these heaters is that the gas is heated through an intermediate heat carrier, in which a cooling liquid is present. Such heaters are very reliable in performance in comparison to fuel gas heaters. The main advantage is the reliability. GDP is the main object in the main pipeline system, the function of which is to reduce gas pressure in the pipeline and prepare gas for further consumption. The modern station is a complex highly automated and energy-intensive facility. Gas pipelines operate in different

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

modes, which are changeable depending on the introduced units. The automated control system is being highly implemented in various industries due to the development of electronic computer science. Currently, not only domestically-produced automated systems are being introduced at GDP, but also foreign control and measuring devices, telemetry and automation systems. Gas distribution area should be fenced and equipped with a security alarm system. GDP should be located outside the residential areas and constructed in accordance with construction standards.[6]

1.10. Forms of the gas distribution plant maintenance

There are four forms of maintenance of gas distribution plants: central, periodic, home and shift. Central type has regular personnel maintenance with scheduled preventive and repair works once a week. In this case, the following requirements are:

- plant working capacity not more than 15000 m³/hr;
- automated system to support gas flow specifications without maintenance engineers intervention;
- telemetry, alarm and fire alarm systems with alert system at the control room;
- unit preventing hydrate formation in communication lines and equipment;
- automatic condensate removal and dehydration from the gas preparation unit;
- longitudinal gas flow rate registration (not less than 7 days);
- registration of basic gas parameters;
- the gas supply unit for control, protection and monitoring systems;
- distance between the landfill to the GPD is not more than 2 hours by transport (for the Far North regions and equated localities - not more than 3 hours).

Periodic maintenance is carried out in accordance with the approved schedule. The requirements are as follows:

- plant capacity not more than 30000 m³/h;

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

- automated system to support gas flow specifications without maintenance engineers intervention;
- telemetry, alarm and fire alarm systems with alert system at the control room;
- unit preventing hydrate formation in communication lines and equipment;
- automatic condensate and mechanical impurities removal from the gas preparation unit;
- longitudinal gas flow rate registration (not less than 7 days);
- registration of basic gas parameters;
- the gas supply unit for control, protection and monitoring systems.

Transfer from central to periodic service is carried out in accordance with the instructions of the branch office. The requirements are as follows:

- plant capacity not more than 150,000 m³/hr;
- automated system to support gas flow specifications from the operator 's residence;
- telemetry, alarm and fire alarm systems with alert system at the control room;
- automatic condensate and mechanical impurities removal from the gas preparation unit;
- longitudinal gas flow rate registration (not less than 7 days);
- registration of basic gas parameters;
- the gas supply unit for control, protection and monitoring systems.

A shift lasts for 24 hours according to the approved schedule.

The requirements are as follows:

- plant capacity not more than 150,000 m³/hr or more than two exhaust headers;
- automated system to support gas flow specifications from the operator 's residence;
- telemetry, alarm and fire alarm systems with alert system at the control room;
- registration of basic gas parameters;
- unit preventing hydrate formation in communication lines and equipment;
- gas supply unit for control, protection and management systems;
- main gas parameters registration.

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

Compliance with the requirements above is a requirement for determining the maintenance type. However, the Organisation has the right to change the type according to local conditions and characteristics to ensure safe and reliable maintenance.

The next generation station has a capacity of up to 100,000 m³/h, with fully automated processes that provide unmanned service involving gas to consumers. Working runtime distribution is in accord an cewith schedule, agreed with the trade union committee and approved by the branch director. In the summer period, the plant is transferred from home service to periodic service and from periodic service to central service to provide the operators with annual leave entitlement; emergency team delivery (for the Far North regions and equated localit ies not more than 3 hours) or a hired standby operator. GDP with a capacity of 500,000 m³/hour or more have two operators per shift for safe and reliable automated maintenance.[6]

1.11. The main principles of GDP Maintenance

The main function of GDP is to ensure uninterrupted and safe maintenance of the station. Overall Service Management is a service manager who performs the following functions:

- providing reliable and safe automated operation of the service, maintaining set parameters;
- accident damage control;
- carrying out the equipment repair and overhaul;
- compiling repair and overhaul repair documentation in accordance with the established procedure;
- metering devices maintenance;
- methanol loading in the plant communication line to eliminate hydration;
- participating in marking, testing, installing and commissioning of newly launched stations;
- monitoring of all maintenance and repair works at the station;
- regular pollution monitoring in cooperation with environmental control experts;

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
						112
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- developing plans for fire and gas-hazardous measurements at the station.

Service management at GDP should be approved by the Organization depending on the number of stations, general operability and technical condition of the equipment.

In order to perform the above tasks, the plant service must be equipped with special transport equipment and materials [6].

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