

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

---

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
«Технология проведения ремонтных работ в рамках капитального ремонта газораспределительной станции»

УДК 622.691.4-045.52-049.32(571.14)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Боженко В.А.		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Ю.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Абраменко Н.С.			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

## ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

### Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
Р1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
Р2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
Р3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
Р4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
Р5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
Р6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромышленного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
Р7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e).
<b>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</b>		
Р9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	9,ПК14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
Р10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
Р11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".



<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></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"> <li>1. Аналитический обзор технологической возможности бесперебойной подачи газа потребителю при проведение капитального ремонта ГРС.</li> <li>2. Проведение расчета пропускной способности односточного газопровода.</li> <li>3. Сделать выводы по проделанной работы.</li> </ol>
--	---

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

<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Макашева Ю.С., ассистент ОСГН</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Абраменко Н.С., ассистент ОКД</p>

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	01.02.2018
--	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		01.02.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Боженко Виктор Алексеевич		01.02.2018

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4А	Боженко Виктору Алексеевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01. «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

**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>Расчет затрат и финансового результата реализации проекта.</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ.</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности применяемой технологии.</i>

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. <i>Организационная структура управления организацией</i>
2. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	25.03.2018
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Ю.С.			25.03.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Боженко Виктор Алексеевич		25.03.2018

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4А	Боженко Виктору Алексеевичу

<b>Инженерная школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

**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, 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><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты;</li> <li>– (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> </ul>	<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Проанализировать выявленные вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне;</li> <li>– превышение уровней шума;</li> <li>– недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>– работа с токсичными и вредными веществами;</li> <li>– необходимые средства защиты от вредных факторов.</li> </ul> <p>1.2. Проанализировать выявленные опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– электрический ток;</li> <li>– оборудование и трубопроводы, работающие под давлением;</li> <li>– пожаробезопасность.</li> </ul>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p>	<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p>

<ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	25.03.2018
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Абраменко Н.С.			25.03.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Боженко Виктор Алексеевич		25.03.2018



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 92 с., 3 рис., 10 табл., 36 источников,  
0 прил.

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

Объектом исследования является газораспределительная станция

Цель работы – выбор технологии по проведению ремонтных работ в рамках капитального ремонта ГРС.

В работе 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

В результате работы произведен выбор решения проведение капитального ремонта ГРС

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Технология проведения ремонтных работ в рамках капитального ремонта газораспределительной станции</i>			
Разраб.		Боженко В.А			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					9	92
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

### Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**Газораспределительная станция** – комплекс сооружений газотранспортной системы, предназначенный для подачи природного газа потребителям с заданным давлением, с определенной степенью очистки и одоризации.

**Блок** – транспортабельное устройство в виде совокупности оборудования, смонтированного на общем основании, вписывающееся в габариты погрузки.

**Блок-бокс** – бокс с установленным технологическим и инженерным оборудованием.

**Ремонт** – восстановление поврежденных, изношенных или пришедших в негодность по любой причине элементов объекта с доведением их до работоспособного состояния.

**Одорант** – вещество, используемое в качестве примеси к газу для придания ему запаха, по большей части предупреждающего.

**Перепад давления** – разность между значениями статического давления газа, измеренного в двух точках потока.

**Редуцирование** – процесс понижения давления газа в трубопроводе, за счет расширения диаметра трубы.

**Газопровод** – трубопровод, предназначенный для транспорта газа.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Технология проведения ремонтных работ в рамках капитального ремонта газораспределительной станции</i>		
Разраб.		Боженко В.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.				10	92
Консульт.					Определения, обозначения и сокращения НИ ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					

## Обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения:

ГРС – газораспределительная станция;

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;

					<i>Определения, обозначения и сокращения</i>	<i>Лист</i>
						11
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ .....	14
1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР .....	16
1.1 Понятие газораспределительной станции .....	16
1.2 Назначение и классификация ГРС .....	16
1.2.1 Структурная схема ГРС.....	18
2 ХАРАКТЕРИСТИКИ РАЙОНА РАБОТ.....	22
2.1 Климатическая характеристика района работ .....	22
2.2 Краткая физико-географическая характеристика района работ .....	23
2.3 Краткая экономическая характеристика района работ .....	24
3 АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПРОВЕДЕНИЮ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ГРС.....	26
3.1 Общие сведения о ГРС .....	26
3.2 Состав ГРС.....	27
3.3 Сведения о сырьевой базе ГРС .....	30
3.4 Описание технологического процесса на ГРС.....	31
3.5 Виды ремонтных работ.....	36
3.6 Технология проведения ремонтных работ .....	37
3.7.1 Блок отключающих устройств .....	38
3.7.2 Блок очистки и блок подогрева газа .....	39
3.7.3 Блок редуцирования газа.....	40
3.7.4 Узел замера газа .....	41
3.7.5 Блок одоризации газа.....	42
3.7.6 Емкость хранения одоранта и сброса конденсата .....	42
3.7.8 Система газоснабжения.....	44
3.7.9 Временная ГРС.....	45
3.7.10 Ремонт систем ГРС .....	49

					<i>Технология проведения ремонтных работ в рамках капитального ремонта газораспределительной станции</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Боженко В.А</i>			<i>Оглавление</i>		
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					
<i>Консульт.</i>							
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
					12	92	
					НИ ТПУ гр. 2Б4А		

3.8 Состав ГРС после проведения ремонтных работ .....	59
4 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ .....	61
4.1 Расчёт пропускной способности однониточного газопровода .....	61
4.2 Прочностной расчёт отвода ГРС на прочность .....	64
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЖЕНИЕ .....	67
5.1 Исходные данные .....	67
5.2 Расчет времени на проведение мероприятия .....	68
5.3 Расчет количества необходимой специальной техники и оборудования ..	69
5.4 Затраты на амортизационные отчисления.....	70
5.5 Объектный сметный расчет .....	71
5.6 Расчет затрат на оплату труда .....	72
5.7 Затраты на страховые взносы .....	73
5.8 Затраты на проведение мероприятия .....	74
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	76
6.1 Производственная безопасность .....	76
6.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	77
6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	80
6.2 Экологическая безопасность.....	82
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	84
6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	85
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	89
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	90

## ВВЕДЕНИЕ

Газораспределительные станции предназначены для снабжения газом от магистральных и промышленных газопроводов населенных пунктов, предприятий и других крупных потребителей. Подавать газ потребителю требуется в заданном количестве и под определенным давлением, с необходимой степенью очистки, подогрева и одоризации газа (при необходимости). При этом должна обеспечиваться коммерческая передача газа потребителям в соответствии с действующей нормативной документацией Госстандарта РФ.

ПАО "Газпром" эксплуатирует более 3,5 тыс. газораспределительных станций, 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.

Большинство используемых в настоящее время ГРС были построены 12-20 лет назад. А между тем оборудование ГРС стареет морально и физически, производительность с течением времени становится недостаточной для обеспечения стабильного давления в газовых распределительных сетях и для безопасной эксплуатации технологического оборудования.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Технология проведения ремонтных работ в рамках капитального ремонта газораспределительной станции</i>		
Разраб.		Боженко В.А					
Руковод.		Брусник О.В.			Лит.	Лист	Листов
Консульт.						14	92
Рук-ль ООП		Брусник О.В.			Введение НИ ТПУ гр. 2Б4А		

Более 30% от общего количества ГРС проработали более 25 лет, имеют изношенное оборудование, не соответствует современным требованиям, и требуют реконструкции, модернизации или полной замены.

Все это вынуждает ПАО «Газпром» модернизировать старые ГРС и их составляющие, а там, где это необходимо либо полностью реконструировать, либо строить новые.

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.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						15
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

# 1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

С помощью справочника [1] 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 [2], а также Р.А. Кантюков [3].

## 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, в следствие которого газу придают запах называется одоризацией.

Одоризация, очистка, понижение давления газа до требуемого уровня, а также измерение расхода происходит на газораспределительной станции [2].

## 1.2 Назначение и классификация ГРС

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Технология проведения ремонтных работ в рамках капитального ремонта газораспределительной станции</i>		
Разраб.		Боженко В.А.					
Руковод.		Брусник О.В.			Лит.	Лист	Листов
Консульт.						16	92
Рук-ль ООП		Брусник О.В.			Литературный обзор		
					НИ ТПУ гр. 2Б4А		



- Объекты газонефтяных месторождений (на собственные нужды);
- Объекты газокomppressorных 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;
- 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.м<sup>3</sup>/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.м<sup>3</sup>/ч) относятся БК-ГРС, выполненные в блочно-комплектном исполнении, с одной или двумя выходными линиями к потребителям; часть технологического оборудования размещается в блок-боксах, а другая часть – на открытой площадке (узлы очистки, одоризации, подогреватели); в блок-боксе находятся регуляторное оборудование, КИПиА, система отопления блоков[3].

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

К станциям большой производительности (от 160,0 до 1000,0 тыс. м<sup>3</sup>/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.

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:

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 [2].

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

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

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. м<sup>3</sup> /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.

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 [2].

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, устанавливается на выходе станции. Для того, чтобы одорировать газ, рекомендуется использовать этилмеркаптан. Не менее 16 г на 1000 м<sup>3</sup> газа

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

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.

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 [3].

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 по III категории надежности, наружным электроосвещением и при надомном обслуживании служебным домом или квартирами для операторов [3].

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

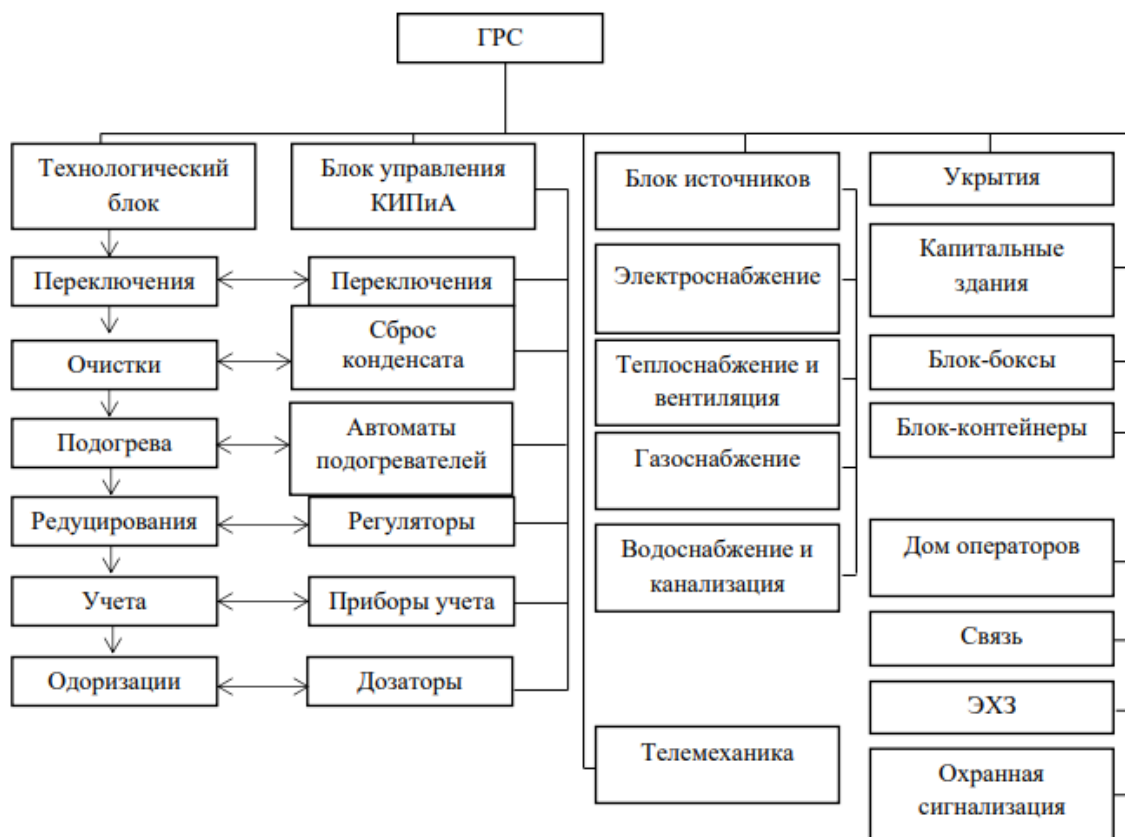


Рисунок 1.1 – Структурная схема газораспределительной станции

## 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[4].

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

					<i>Технология проведения ремонтных работ в рамках капитального ремонта газораспределительной станции</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Боженко В.А.			<i>Характеристики района работ</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					22	92
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.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 230-250 м в северной части города до 185-190 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 180 до 225 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 6 км на восток от участка работ.

Местность в районе производства работ открытая, частично покрытая лесом. Растительность района представлена широколиственным лесом, преимущественно березой высотой, в среднем, 20 м и луговой растительностью.

					Характеристики района работ	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 7 км к западу от города. На р. Оби существует пассажирский и грузовой речной порт.

Условия выполнения инженерно-геодезических изысканий соответствуют в основном II категории сложности[4].

### 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, порфиров, мраморов, гранитов, строительных материалов, минеральными и питьевыми водами, лечебными грязями. Регион богат лесными ресурсами. Лесной фонд составляет более четверти территории области и занимает площадь 29,2 тыс. га. Из 13 000 озёр самое большое – Чана, его площадь 1400 кв. км. Наиболее крупные реки – Обь, Чулым, Каргат, Омь и Чарыш.

Экономика Новосибирской области – это сложившийся многоотраслевой комплекс. В структуре валового регионального продукта существенно преобладают промышленность, сельское хозяйство, торговля. Данные виды деятельности формируют около 55% общего объема ВРП[5].

Современная структура промышленного комплекса края характеризуется высокой долей обрабатывающих производств (свыше 80% в объеме

					<i>Характеристики района работ</i>	<i>Лист</i>
						24
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



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[5].

					<i>Характеристики района работ</i>	<i>Лист</i>
						25
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

### 3 АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПРОВЕДЕНИЮ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА 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[6].

Таблица 3.1 – Параметры ГРС

Производительность ГРС, тыс. м <sup>3</sup> /ч	(проектная)	100
Производительность max), тыс. м <sup>3</sup> /ч	(фактическая)	29
Производительность min), тыс. м <sup>3</sup> /ч	(фактическая)	6
Производительность выход №1, тыс. м <sup>3</sup> /ч	(проектная)	70
Производительность выход №2, тыс. м <sup>3</sup> /ч	(проектная)	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

<i>Технология проведения ремонтных работ в рамках капитального ремонта газораспределительной станции</i>					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	
Разраб.		Боженко В.А			
Руковод.		Брусник О.В.			
Консульт.					
Рук-ль ООП		Брусник О.В.			
<i>Анализ технических решений по проведению капитального ремонта ГРС</i>					
			Лит.	Лист	Листов
				26	92
НИ ТПУ гр. 2Б4А					

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;
- двух равноценных линий редуцирования.

					Анализ технических решений по проведению капитального ремонта ГРС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

АГРС п. Шадриха состоит из:

- 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[б].

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;
- 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;
- ввод параметров качества газа по каналам ТМ;

					<i>Анализ технических решений по проведению капитального ремонта ГРС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

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[6];
- 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. Радиочастотной 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 капитального ремонта ГРС</i>	<i>Лист</i>
						29
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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

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

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

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[7].

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
Изобутан	% мол.	0,290
Изо-пентан	% мол.	0,070
Н-пентан	% мол.	0,055
Гексаны и выше	% мол.	0,0340

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 <sup>3</sup>	0,7377
Массовая концентрация сероводорода	г/м <sup>3</sup>	0,0010
Массовая концентрация механических примесей	г/м <sup>3</sup>	Отс.
Температура сомовоспламенения	°С	537
ПДК в воздухе рабочей зоны	мг/м <sup>3</sup>	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[8].

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 капитального ремонта ГРС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

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».

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.

Узел редуцирования состоит из:

- двух линий редуцирования (рабочей и резервной) выхода №1 производительностью 2 000...30 000 м<sup>3</sup>/ч, выполненных на базе спаренных

					<i>Анализ технических решений по проведению капитального ремонта ГРС</i>	<i>Лист</i>
						32
<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... 2 00 м<sup>3</sup>/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 10 000...70 000 м<sup>3</sup>/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 1 000...10 000 м<sup>3</sup>/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 капитального ремонта ГРС</i>	<i>Лист</i>
						33
<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 ИТ Ду 200 мм и установленным на нем БСУ-200, вторая измерная линия малых расходов с диаметром ИТ Ду 80 мм и установленным на нем БСУ-80. Измерение расхода газа для первого выхода в диапазоне от 3,0 до 30 тыс. м<sup>3</sup>/час.в стандартных условиях. На линии малых расходов установлено БСУ-80 для измерения расхода газа от 100 до 3000 м<sup>3</sup>/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 ИТ Ду 400 мм и установленным на нем БСУ-400, вторая измерная линия малых расходов с диаметром ИТ Ду 100 мм и установленным на нем БСУ-100. Измерение расхода газа для второго выхода в диапазоне от 5 до 70 тыс. м<sup>3</sup>/час.в стандартных условиях. На линии малых расходов установлено БСУ-100 для измерения расхода газа в диапазоне от 0,5 до 5 тыс. м<sup>3</sup>/час в стандартных условиях.

Каждая линия замера газа состоит из: входного крана с дистанционным управлением, входной участок ИТ с установленным на нем БСУ, выходной участок ИТ, 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.

					<i>Анализ технических решений по проведению капитального ремонта ГРС</i>	<i>Лист</i>
						34
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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»[8].

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 м<sup>3</sup>). 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 м<sup>3</sup> 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 капитального ремонта ГРС</i>	<i>Лист</i>
						35
<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 ЕХОэжектором вбрасываются в выходной газопровод ГРС, для исключения загрязнения окружающей среды.

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[9].

Реконструкция – переустройство объектов, связанное с совершенствованием и повышением его технико-экономических показателей в целях увеличения производственных мощностей[10].

					Анализ технических решений по проведению капитального ремонта ГРС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Капитальный ремонт – ремонт по восстановлению исправности и полному или близкому к полному восстановлению ресурса объекта с заменой либо восстановлением любых его частей, включая базовые[11].

### 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».

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[12].

Санитарно-защитная зона ГРС составляет 300 м (в соответствии 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 капитального ремонта ГРС</i>	<i>Лист</i>
						37
<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.

### 3.7.1 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.

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;

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

- краны трехходовые имеют физический износ корпуса, пробки крана и отдельных элементов, а также не герметичность рабочих органов;
- запорная арматура Ду50, 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[13].

### **3.7.2 Блок очистки и блок подогрева газа**

Блок очистки газа состоит из 3-х мультициклонных пылеуловителей Ду400 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.

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

Подогреватель газа автоматический ПГА - 200, служит для подогрева газа перед редуцированием. Топливный газ для питания горелок подогревателя газа

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

подается с выходного газопровода Ду 400 мм,  $P_{\text{вых}} = 0,6$  МПа блока переключения.

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[13].

Капитальным ремонтом предусматривается замена подогревателя газа ПГА-200 на подогреватель с промежуточным теплоносителем ПТПГ-ЗОК.

### 3.7.3 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 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.

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



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[14].

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[14].

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.

### **3.7.4 Узел замера газа**

Узел замера газа состоит из четырех линий.

Для первого выхода ГРС с  $R_{\text{вых}}=0,6$  МПа предусмотрена одна замерная линия с диаметром ИТ Ду200 мм и установленным на нем БСУ-200.

Для второго выхода ГРС с  $R_{\text{вых}}=1,2$  МПа предусмотрено две замерные линии: одна замерная линия большого расхода с диаметром ИТ Ду400 мм и установленным на нем БСУ-400, вторая замерная линия малых расходов с диаметром ИТ Ду 100 мм и установленным на нем БСУ-100.

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

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

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 Газпромаш».

### **3.7.5 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.

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».

### **3.7.6 Емкость хранения одоранта и сброса конденсата**

На ГРС установлена надземная (под навесом) емкость хранения одоранта объемом 1 м<sup>3</sup>.

					<i>Анализ технических решений по проведению капитального ремонта ГРС</i>	Лист
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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  $V= 4 \text{ м}^3$  из нержавеющей стали (ОАО «НИИПТхиммаш»), оборудованную устройством замера уровня и передачей сигнала в САУ ГРС.

Емкость сбора конденсата

Продувка ПУ осуществляется через подземную емкость сбора конденсата объемом  $5 \text{ м}^3$  в атмосферу. Конденсат накапливается в ЕСК.

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

- исчерпан 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) [15].

Капитальным ремонтом предусмотрена замена ЕСК на подземную двустенную емкость сбора конденсата  $V= 1 \text{ м}^3$  из нержавеющей стали (ОАО «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.

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

### 3.7.7 Входной и выходные газопроводы ГРС

На ГРС имеются входной газопровод Ду 200 мм  $P_{вх}=2,5$  МПа и выходные газопроводы Ду200 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

### 3.7.8 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.

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;

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

- несоответствие оснащения внутреннего газопровода требованиям действующих НТД[16].

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.

### 3.7.9 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 капитального ремонта ГРС</i>	<i>Лист</i>
						45
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



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[17].

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.

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.

					Анализ технических решений по проведению капитального ремонта ГРС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

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**

Газ высокого давления поступает на вход временной ГРС через входной шаровой кран с пневмоприводом в конденсатоотводчик. Контроль давления ведется по манометру.

Для питания импульсным газом регуляторов давления и блоков управления всех пневмоприводных кранов ГРС предназначены фильтры-осушители, один из которых рабочий, другой – резервный. 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 капитального ремонта ГРС</i>	<i>Лист</i>
						47
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Газ на фильтр-осушитель при автоматическом режиме работы ГРС поступает с выхода нитки очистки через вентиль.

В конденсатоотводчике происходит отделение значительной части жидкости из потока газа за счет некоторой потери скорости жидких частиц при расширении и наличия тупикового участка в конце конденсатоотводчика. Кроме того, этот процесс усиливается отбойником, вставленного в месте разъема корпуса конденсатоотводчика.

Далее газ попадает в один из двух фильтров, где очищается от механических частиц и жидкости. Фильтры одинаковые по устройству и пропускной способности. Для переключения фильтров служат шаровые краны с рукоятками.

Конденсат, отделенный из конденсатоотводчика и фильтров, самотеком стекает через шаровые краны в емкость конденсата.

Очищенный от механических примесей и конденсата, газ поступает в подогреватель газа, где нагревается для предупреждения гидратообразования при редуцировании. Топливный газ для питания горелок подогревателя газа подается с выхода блока переключения через шаровой кран.

Подогретый газ поступает далее в устройство блочное технологическое по одной из замерных ниток. Нитка большего диаметра предназначена для замера на номинальной и максимальной пропускной способности, а нитка меньшего диаметра – для замера в предпусковой период и летом при резком снижении потребности в газе.

Каждая замерная нитка оборудована сужающими быстросменными устройствами УСБ, которые обвязаны трубками со своими дифманометрами. Включение и выключение нужной замерной нитки производится кранами, сброс давления газа с ниток – вентилями, а слив конденсата – через вентили, установленных на линиях сброса конденсата. Для продувки соединительных линий от сужающих устройств к дифманометрам предусмотрены вентили. Контроль давления в нитках может осуществляться по дифманометрам.

					<i>Анализ технических решений по проведению капитального ремонта ГРС</i>	<i>Лист</i>
						48
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



После замера газ поступает в одну из ниток редуцирования, где снижается до заданного низкого давления. Одна из ниток, например, нижняя, условно считается рабочей, верхняя - резервной. Для этого случая рабочим является регулятор Р1, настроенный на выходное давление ГРС. Регулятор Р1 обеспечивает защиту от превышения выходного давления при аварийном открытии регулятора Р2, а регуляторы Р2 и Р4 на резервной нитке служат для предотвращения падения выходного давления при аварийном закрытии одного из регуляторов рабочей нитки.

Редуцирование давления газа осуществляется в одну ступень по методу облегченного резерва. Регулятор Р1 на рабочей нитке и регулятор Р3 на резервной настраиваются на давление  $1,05 \cdot P_{\text{вых}}$  и в период нормальной работы регулятора Р2 находятся в полностью открытом состоянии. В случае аварийного открытия рабочего регулятора Р2 давление на выходе ГРС будет поддерживаться на несколько повышенном уровне регулятором Р1. В случае закрытия одного из регуляторов рабочей нитки давление на выходе будет поддерживаться на несколько пониженном уровне регулятором Р4 ( $0,95 \cdot P_{\text{вых}}$ ).

Контроль за входным и выходным давлением и сигнализацию при переключениях регуляторов осуществляется с помощью электроконтактных манометров.

Газ низкого давления через выходной кран блока переключения поступает в блок одоризации, где одорируется и подается потребителю. Предохранительные клапаны предохраняют потребителя от повышения давления при работе по байпасу. С помощью трехходового крана осуществляется отключение одного из клапанов для ремонта, в то же время, как второй клапан остается подключенным к выходной нитке ГРС.

После завершения капитального ремонта ГРС временная ГРС демонтируется.

### 3.7.10 Ремонт систем ГРС

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

### **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.

### **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.

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.

### **Электроснабжение**

Питание площадки ГРС предусматривается по кабелю 0.4 кВ, проложенному подземно, от КТП 18-1-14. Трансформаторная подстанция КТП

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

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[17].

#### **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.

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 изолирующее фланцевые соединения Ду 200 мм и Ду 400 мм.

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

#### **Автоматизация**

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

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[18];
- канал передачи данных системы телемеханики.

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.

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

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» [19].

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.

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

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

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[20].

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 коробках типа КП и КРТП.

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

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.

ОС периметра ГРС предусмотрена на базе радиоволновых извещателей:

- извещатель «FMW-3/1Т» предназначен для охраны участков слабопересеченной местности и обеспечивает обнаружение человека,

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

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 - 1800м<sup>2</sup>.

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[21].

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.

- 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 contactный ИО 102-2 предназначен для блокировки дверей на открывание.

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

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

- 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.

Кабельная сеть системы ОС, предназначенная для подключения оборудования, расположенного на периметре и в зданиях обследуемого объекта, включает в себя информационные и питающие кабели, проложенные 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 заграждения 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 б=4мм.

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



Кроме того, на площадке охранного крана ГРС выполнена ОС с применением сигнализатора движения микроволнового «ФОН-3» и двух охранных магнито контактных извещателей типа «ИОЮ2/26В Аякс» во взрывозащищённом исполнении. Кабель типа КВБбШнг от ГРС-3 до площадки охранного крана проложен в земле, длина участка 500м[22].

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 объёме[23].

#### **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.

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 м<sup>3</sup>.

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.

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

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.

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.

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;

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

- 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 1м (СП 18.13330.2011 «Генеральные планы промышленных предприятий СНиП II-89-80\*»).

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

### 3.8 Состав ГРС после проведения ремонтных работ

После капитального ремонта в состав ГРС входят[24]:

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;
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 м<sup>3</sup>, производства ОАО «НИИПТхиммаш»;
8. Два блока одоризации БОЭ-200 и БОЭ-400, производства ОАО «Саратов газ прибор автоматика»;

					Анализ технических решений по проведению капитального ремонта ГРС	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9. Емкость хранения одоранта, объемом 4 м<sup>3</sup>, производства ОАО «НИИПТхиммаш»;

10. Емкость аварийного слива теплоносителя, объемом 5,5 м<sup>3</sup> 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;

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

## 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. м<sup>3</sup>/сут) без учета рельефа местности определяется по формуле[25]:

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

где  $d$  – внутренний диаметр трубы:

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

$\sigma$  – толщина стенки (7 мм)

$P_H$  – абсолютное давление в начале участка газопровода (0,6 МПа)

$P_K$  – абсолютное давление в конце участка газопровода (0,4 МПа)

$\Delta$  - 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.

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

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

$\tau$  – поправка на температурное расширение определяется по формуле:

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

					<i>Технология проведения ремонтных работ в рамках капитального ремонта газораспределительной станции</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Боженко В.А.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					61	92
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.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 (3.4):

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

$P_{пр}$  – 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 (3.7):

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

Средний по длине газопровода коэффициент сжимаемости газа определяется по формуле (3.3):

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

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
						62
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 ( $0,03 \times 10^{-3}$  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  $q_{\text{млн.м}^3/\text{сут}}$  неизвестна по определению ее значения осуществляется методом последовательных приближений.

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

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

Определяем коэффициент гидравлического сопротивления участка газопровода по формуле (3.11):

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

Пропускная способность в первом приближение определяется по формуле (3.1):

$$q_1 = 3,32 \times 10^{-6} \times 0,311^{2,5} \times \sqrt{\frac{0,6^2 - 0,491^2}{0,568 \times 0,0001 \times 0,96 \times 281,25 \times 9}} = 0,969 \text{ млн. } \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \quad (4.16)$$

Во втором приближение определяем число Рейнольдса по формуле:

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

где  $\mu$  – коэффициент динамической вязкости определяется по формуле:

$$\mu = 5,1 \times 10^{-6} \times [1 + \rho_{\text{ст}} \times (1,1 - 0,25 \times \rho_{\text{ст}})] \times [0,037 + T_{\text{пр}} \times (1 - 0,104 \times T_{\text{пр}})] \times \left[ 1 + \frac{P_{\text{пр}}^2}{30 \times (T_{\text{пр}} - 1)} \right] \quad (3.18)$$

где  $\rho_{\text{ст}}$  – плотность газа при стандартных условиях ( $0,685 \text{ кг/ст.м}^3$ )

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

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

Определяем коэффициент динамической вязкости определяется по формуле (3.18):

$$\mu = 5.1 \times 10^{-6} \times [1 + 0,685 \times (1,1 - 0,25 \times 0,685)] \times [0,037 + 1,47 \times (1 - 0,104 \times 1,47)] \times \left[1 + \frac{0,14^2}{30 \times (1,47 - 1)}\right] = 1,1 \times 10^6 \text{ (3.19)}$$

Коэффициент сопротивления трению по второму приближению определяется по формуле (3.12):

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

Пропускная способность газопровода во втором приближение определяется по формуле:

$$q_2 = 3,32 \times 10^{-6} \times 0,311^{2,5} \times \sqrt{\frac{0,27}{0,568 \times 0,00003 \times 0,96 \times 281,25 \times 9}} = 0,963 \text{ млн. } \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \quad (4.21)$$

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:

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

где:  $R_n = 510 \text{ МПа}$  - нормативное сопротивление металла трубы и сварных соединений растяжению (сжатию) и изгибу, принимаемое равным минимальному значению временного сопротивления стали разрыву по государственным стандартам (ГОСТам) и техническим условиям (ТУ) заводов – изготовителей на трубы;

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



$m = 0,9$  – 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:

$$\delta_2 = \frac{n_p \times p \times D_H}{2(R_1 \times \psi_1 + n \times p)} = \frac{1,1 \times 5,5 \times 10^6 \times 0,159}{2 \times (327,85 \times 0,592 + 1,1 \times 5,5 \times 10^6)} = \frac{0,961}{400,27} = 0,0024 \text{ м} =$$
$$= 2,40 \text{ мм} \quad (4.29)$$

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

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.

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

## **5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСΟΣБЕРЖЕНИЕ**

### **5.1 Исходные данные**

Сметная документация на капитальный ремонт 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[26].

Пересчет сметной стоимости в уровень цен на 01.01.2017 производится в объектных сметных расчетах путем перемножения итогов по состоянию на 01.01.2016(Письмо ОАО "Газпром" от 24.10.2013 №03/13-2111):

- индекс дефлятор на 2016 год к ценам 2015 года 1,0496 на 01.01.2017 (Письмо ОАО «Газпром» №03/13-2892 от 24.10.2015г).

- индекс дефлятор на 2017 год к ценам 2016 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).

					<i>Технология проведения ремонтных работ в рамках капитального ремонта газораспределительной станции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Боженко В.А			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.					67	92
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

Целью экономического расчета является расчет стоимости работ по проведению капитального ремонта ГРС.

## 5.2 Расчет времени на проведение мероприятия

В связи с отсутствием прямых норм на осуществление капитального ремонта ГРС в СНиП 1.04.03-85\* «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий, сооружений» и МДС 12-43.2008 «Нормирование продолжительности строительства зданий и сооружений» продолжительность капитального ремонта определяется расчетным методом применительно раздела 2 «Нефтедобывающая промышленность (установки подготовки, газокompрессорные)» (стр. 6 СНиП 1.04.03-85\*).

Расчет производится по формуле:

$$T_n = A_1 \times \sqrt{C} + A_2 \times C$$

$$T_n = 9,2 \times \sqrt{0,5} - 0,5 \times 0,5 \sim 6,2 \text{ мес.}$$

где:  $C = 0,50$  млн. руб. – стоимость СМР в ценах 1984 г. по сводной смете  $58188,72 : 114,80 = 506,87$  тыс. руб. =  $0,50$  млн. руб.

$58188,72$  тыс. руб. (стоимость СМР в ценах на 1 кв. 2017 г.):

$114,80$  – коэффициент пересчета в цены 1984 г;

$A_1 = 9,2$ ;  $A_2 = -0,5$  – параметры уравнения, определенные по данным статистики.

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

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

### 5.3 Расчет количества необходимой специальной техники и оборудования

В соответствии с продолжительностью капитального ремонта, объемами строительно-монтажных работ, весовыми характеристиками конструкций, методами производства потребуется специальная техника и оборудование, представленные в таблице 5.1. (Кран КС-6471 применять при монтаже блока ВГРС) [26].

Таблица 5.1 – Необходимая специальная техника и оборудование

Наименование специальной техники и оборудования	Марка	Количество единиц
Экскаватор одноковшовый, емк. 0,25 м <sup>3</sup>	ЭО-2621	1
Экскаватор одноковшовый, емк. 0,65 м <sup>3</sup>	ЭО-3323	1
Бульдозер, мощн. 70 кВт	ДЗ-42	1
Каток, масса 4,7 т	Ду-26А	1
Бурильно-крановая машина	БМ-205	1
Кран автомобильный г/п 25 т	КС-5363Б	1
Кран автомобильный г/п 16 т	КС-4561А	1
Кран автомобильный г/п 40 т	КС-6471	1
Аппарат сварочного тока	ДС-250.33	1
Трансформатор сварочный	ТДМ-503У2	1
Автосамосвал, г/п 14 т	Камаз-65111	2
Автомобиль бортовой, г/п 10 т	Камаз-43114	2
Автобетоносмеситель	СБ-92	1
Вибротрамбовка ручная	ИЭ - 4501	1
Вибратор глубинный	ИВ-78	1
Вибратор поверхностный	ИВ-19	1
Автомобильный подъемник выс. 18 м	АПП-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
<b>Итого</b>		<b>25</b>

Из таблицы следует, что для проведения капитального ремонта газораспределительной станции ГРС необходимо 25 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 капитального ремонта газораспределительной станции ГРС

Время работы техники составляет 4320 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 6 мес., руб.
Экскаватор одноковшовый, емк. 0,25 м <sup>3</sup>	10060000	11,1	127,47	550670
Экскаватор одноковшовый, емк. 0,65 м <sup>3</sup>	10070000	11,1	129,41	559051
Бульдозер, мощн. 70 кВт	9980000	16,7	192,9005	833330
Каток, масса 4,7 т	1300000	10	15,0463	65000
Бурильно-крановая машина	1645000	11,2	21,32407	92120
Кран автомобильный г/п 25 т	2460000	10	28,47222	123000
Кран автомобильный г/п 16 т	2200000	10	25,46296	110000
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
Автосамосвал, г/п 14 т	3500000	12,5	50,63657	437500
Автомобиль бортовой, г/п 10 т	1750000	14,7	29,77431	257250

Продолжение таблицы 5.2

Автобетоносмеситель	1970000	11,7	26,67708	115245
Вибротрамбовка ручная	54000	9	0,5625	2430
Вибратор глубинный	11000	8,3	0,105671	456,5
Вибратор поверхностный	14500	8,3	0,139294	601,75
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
<b>Итого, руб.</b>				<b>4045418</b>

Из таблицы следует, что общая сумма амортизационных отчислений составляет 4045418 руб.

### 5.5 Объектный сметный расчет

При проведении капитального ремонта ГРС необходимо установить новое оборудование для нормального функционирования станции и провести ряд работ. Стоимость оборудования, приведена в таблице 5.3[26].

Таблица 5.3 – Стоимость оборудования и работ для газораспределительной станции.

Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость, руб.
Подготовка территории строительства	114684
Основные объекты строительства	68132077
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	621666
Объекты энергетического хозяйства	15295275

Объекты транспортного хозяйства и связи	2906956
Наружные сети и сооружения водоснабжения, водоотведения, теплоснабжения и газоснабжения	74504
Благоустройство и озеленение территории	2317375
Временные здания и сооружения	7672547
Прочие работы и затраты	7723898
Непредвиденные затраты	1092396
Налоги и обязательные платежи	20856047
<b>Итого, руб</b>	<b>126807425</b>

Из таблицы следует, что стоимость оборудования и работ для газораспределительной станции составляет 126807425 руб.

### 5.6 Расчет затрат на оплату труда

К расходом на оплату труда относятся[26]:

- 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 5.4 – Расчет заработной платы

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	4320	1209600	302400	1512000
Мастер	5	2	160	4320	691200	172800	864000



Продолжение таблицы 5.4

Инженер	5	2	158	4320	1365120	341280	1706400
Машинист крана	6	2	140	4320	1209600	302400	1512000
Машинист бульдозера	4	1	112	4320	483840	120960	604800
Машинист экскаватора	6	1	144	4320	622080	155520	777600
Машинист трубоукладчик	6	2	144	4320	1244160	311040	1555200
Помощник машиниста	5	2	120	4320	1036800	259200	1296000
Плотник	6	2	95	4320	820800	205200	1026000
Арматурщик	5	2	105	4320	907200	226800	1134000
Сварщик	5	5	210	4320	1814400	453600	2268000
Монтажник конструкции	6	5	135	4320	1166400	291600	1458000
Монтажник трубопроводов	6	2	152	4320	1313280	328320	1641600
Изолировщик	5	2	145	4320	1252800	313200	1566000
<b>Итого</b>							<b>18921600</b>

Исходя из полученных значений заработной платы с учетом надбавок, оплата труда работников задействованных в мероприятии будет составлять 18921600 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) [26].

Таблица 5.5 – Расчет страховых взносов

					<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

Профессия	Количество работников	Заработная плата, руб.	ФСС (2,9%), руб.	ФОМС (5,1%), руб.	ПФР (22%), руб.	Всего, руб.
Начальник участка-прораб	1	1512000	43848	77112	332640	453600
Мастер	2	864000	25056	44064	190080	259200
Инженер	2	1706400	49485,6	87026,4	375408	511920
Машинист крана	2	1512000	43848	77112	332640	453600
Машинист бульдозера	1	604800	17539,2	30844,8	133056	181440
Машинист экскаватора	1	777600	22550,4	39657,6	171072	233280
Машинист трубоукладчик	2	1555200	45100,8	79315,2	342144	466560
Помощник машиниста	2	1296000	37584	66096	285120	388800
Плотник	2	1026000	29754	52326	225720	307800
Арматурщик	2	1134000	32886	57834	249480	340200
Сварщик	5	2268000	65772	115668	498960	680400
Монтажник конструкций	5	1458000	42282	74358	320760	437400
Монтажник трубопроводов	2	1641600	47606,4	83721,6	361152	492480
Изолировщик	2	1566000	45414	79866	344520	469800
<b>Общая сумма, руб.</b>			<b>5676480</b>			

Таким образом, общая сумма страховых взносов при капитальном ремонте газораспределительной станции ГРС составляет 5676480 руб.

### 5.8 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (таблица 5.6)

Таблица 5.6 – Затраты на проведения организационно-технического мероприятия

Статьи затрат	Сумма затрат, руб.
Амортизационные отчисления	4045418
Материальные затраты	126807425
Затраты на оплату труда	18921600
Страховые взносы (30%)	5676480
Накладные расходы (20%)	31090185
<b>Итого собственных затрат, руб.</b>	<b>186541108</b>

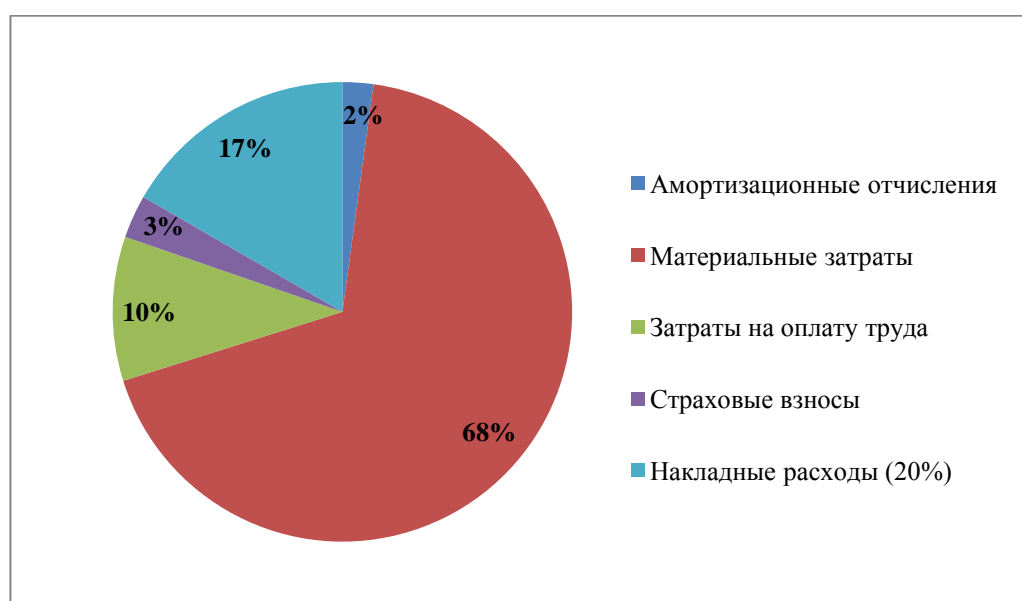


Рисунок 5.1 – Структура затрат на выполнения работ

## 6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### 6.1 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 газовоздушной смеси; повышенный уровень шума; возможность появления вредных веществ (природный газ, одорант) в рабочей зоне[27].

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 6.1.

Таблица 6.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Технология проведения ремонтных работ в рамках капитального ремонта газораспределительной станции</i>		
Разраб.		Боженко В.А			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.				76	92
Консульт.					Социальная ответственность НИ ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Ремонтные работы: 1. Электромонтажные работы; 2. Слесарные работы; 3. Сварочно-монтажные работы.	1. Отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне	1. Поражение электрическим током. Электрическая дуга и металлические искры при сварке	СанПиН 2.2.4.548-96 ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.4.011-89
	2. Работа с токсичными и вредными веществами	2. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.2.003-91
	3. Повышенный уровень шума	3. Пожаробезопасность	СНиП II-12-77 ГОСТ 12.1.029-80 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.1.005-88
	4. Недостаточная освещенность рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.127 8-03

### 6.1.1 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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

помещениях на газораспределительной станции используются система отопления, интенсивность работы которой регулируется изменением режима работы водонагревательного котла, и система вентиляции. Так, согласно СанПиН 2.2.4.548 – 96, на рабочем месте должна поддерживаться температура от +21 до +23 °С в холодное время года и от +22 до +24 – в теплое. Относительная влажность должна находиться в пределах от 40 до 60%, а скорость движения воздуха не должна превышать 0,2 м/с. При работе в условиях, которые не соответствуют санитарным нормам применяется различная спецодежда и спецобувь, отличающаяся в зависимости от вида работ и времени года[28].

### **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[29].

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.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

3. Вентилирование помещений, в которых возможно появление вредных веществ, для снижения их концентрации в воздухе рабочей зоны.

4. Использование средств индивидуальной защиты (противогазы, респираторы, спецодежда, изолирующие костюмы, рукавицы, перчатки, очки, маски).

### **Повышенный уровень шума**

Рабочий процесс на газораспределительной станции происходит в условиях повышенного шумового фона. Источником шума являются процессы, происходящие с газом в регуляторах давления и сужающих устройствах. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 нормированный уровень шума – 80 дБ А[30].

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

применяются переносные светильники на аккумуляторе во взрывозащищенном исполнении[31].

### **6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека[32].

#### **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.

					Социальная ответственность	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



- 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:

- при выявлении неисправности предохранительного устройства от повышения давления;
- если давление в трубопроводе поднялось выше разрешенного и не снижается, несмотря на меры, принятые персоналом;
- если в основных элементах трубопровода будут обнаружены трещины, выпучины, пропуски в их сварных швах, обрыв анкерного болта или связи;
- при неисправности манометра и невозможности определить давление по другим приборам;
- при неисправности предохранительных блокировочных устройств;
- при неисправности дренажных устройств для непрерывного удаления жидкости;
- при возникновении пожара, непосредственно угрожающего трубопроводу[33].

### **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.

					Социальная ответственность	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

На случай возникновения ситуации, когда предотвратить появление пожара всё же не удалось, на территории газораспределительной станции должны находиться первичные средства пожаротушения: емкость с песком, ведро, лопата, багор, асбестовые покрывала, ручные огнетушители. Должны быть установлены планы эвакуации персонала[34].

## 6.2 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.

					Социальная ответственность	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры.

4. Использование системы контроля загазованности.

#### **Анализ воздействия объекта на гидросферу**

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

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

1. Исключение появления источников утечки вредных веществ (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры).

2. Своевременная уборка отходов в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки.

#### **Анализ воздействия объекта на литосферу**

При осуществлении любой производственной деятельности на литосферу среду оказывается негативное воздействие, связанное с образованием большого количества отходов производства. Задача персонала состоит в сведении к минимуму возможных последствий этого воздействия[34].

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.

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

3. Неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования.

4. Своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры.

#### **Анализ воздействия на селитебную зону**

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

Для этого применяют следующие меры:

1. Газораспределительная станция располагается на максимально возможном рациональном удалении от населенных пунктов или жилых зон.

2. Вокруг газораспределительной станции организуется санитарно-защитная зона шириной 100м.

3. Территория огораживается по периметру.

4. Устанавливается видеонаблюдение и периметральная охранная сигнализация.

5. Устанавливаются специальные информационные и запрещающие знаки.

### **6.3 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.

					Социальная ответственность	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

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.

#### **6.4 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[35].

					Социальная ответственность	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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);
- 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.

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

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.

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

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						87
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

проходным; здания и сооружения с производствами повышенной пожарной опасности, в том числе котельную – с подветренной стороны по отношению к остальным зданиям[36].

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



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время 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, который включает в себя отремонтированный блок отключающих устройств, блок очистки газа, блок подогрева газа, блок редуцирования газа, узел замены газа, расходомерный блок, емкость сбора конденсата, объемом 1 м<sup>3</sup>, два блока одоризации, емкость хранения одоранта, емкость аварийного слива теплоносителя, блок КИПиА, прожекторные мачты с молниеотводами.

Проведен расчёт пропускной способности одностороннего газопровода, выполнен прочностной расчет отвода на ГРС.

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

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Технология проведения ремонтных работ в рамках капитального ремонта газораспределительной станции</i>			
Разраб.		Боженко В.А.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					89	92
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

## 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. Информационный портал Новосибирска: [Электронный ресурс] – Режим доступа к стр.: <http://www.ecostam.ru/eaecos-264-1.html> (дата обращения: 03.03.2018 г.)
5. Инвестиционный портал Новосибирской области [Электронный ресурс] – Режим доступа к стр.: <https://invest.nso.ru/ru/page/11> (дата обращения: 04.03.2018 г.)
6. 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.
7. СТО Газпром 2-2.3-1122-2017 «Газораспределительные станции. Правила эксплуатации»»
8. СНиП 3.05.05-84 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы.
9. Федеральный закон от 05.08.2000 № 117-ФЗ (ред. От 19.02.2018).
10. Градостроительный кодекс Российской Федерации № 190-ФЗ.
11. ГОСТ 18322-2016.
12. СТО ГАЗПРОМ 14-2005«Типовая инструкция по безопасному ведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром».

					<i>Технология проведения ремонтных работ в рамках капитального ремонта газораспределительной станции</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Боженко В.А</i>			<i>Список использованных источников</i>		
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					
<i>Консульт.</i>							
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						90	92
					НИ ТПУ гр. 2Б4А		

13. СП 36.13330.2012 Магистральные газопроводы.
14. СНиП 2.05.06-85\* Магистральные трубопроводы.
15. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов.
16. СП 86.13330.2012 Магистральные трубопроводы.
17. РД 03-418-01 «Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов»
18. ВРД 39-1.10-069-2002 «Положение по технической эксплуатации газораспределительных станций магистрального газопроводов».
19. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
20. 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.
21. СТО Газпром 11-2005 Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов в атмосферу в ОАО «Газпром»
22. Газпром трансгаз Томск [Электронный ресурс] – Режим доступа к стр.: <http://tomsk-tr.gazprom.ru/> (дата обращения: 20.03.2018 г.)
23. СТО Газпром 2-2.2-115-2007 Инструкция по сварке магистральных трубопроводов с рабочим давлением до 9,8 Мпа включительно.
24. ВСН 006-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка
25. СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов.
26. 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.
27. ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химических опасных производствах.

					Список использованных источников	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

28. Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов противопожарной режиме.
29. ГОСТ 12.1.005-88 Межгосударственный стандарт. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
30. Постановление Правительства №188 от 29.03.2002.
31. ФЗ РФ №426 «О специальной оценке условий труда»
32. ГОСТ Р 51330.19 – 99 Электрооборудование взрывозащищенное.
33. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
34. ГОСТ 12.1.011-78 Смеси взрывоопасные.
35. ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности.
36. ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
						92
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		