

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (бакалавриат) 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
«Эксплуатация систем газораспределения и газопотребления, как элементов Единой системы газоснабжения»

УДК 696.2-047.74

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Полякова Т.Г.		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Трубникова Н.В.	д.и.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

21.03.01 «Нефтегазовое дело»

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
<i>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</i>		
P1	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	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ(УК-1, УК-2,УК-6,УК-7, ОПК-1,ОПК-2),(ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3,УК-4, УК-5,УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>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).</i>
P4	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	<i>Требования ФГОСВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14,ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>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).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</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	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<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	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).</i>
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
Р9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>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".</i>

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

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

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Поляковой Татьяне Геннадьевне

Тема работы:

«Эксплуатация систем газораспределения и газопотребления, как элементов Единой системы газоснабжения»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 931/с от 06.02.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2019 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p><i>Объектом исследования является система газоснабжения потребителей.</i></p> <p><i>Предметом являются элементы системы газоснабжения и их оборудование, конструктивные элементы газопроводов распределения, а также мероприятия, способствующие их безопасной эксплуатации.</i></p> <p><i>Работа направлена на выявление определенных технических решений для безопасной эксплуатации сетей газораспределения и газопотребления.</i></p> <p><i>Влияние на окружающую среду оказывают возможные утечки газа на ГРС, ГРП или трубопроводах распределения.</i></p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (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).</p>	<p>1. провести аналитический обзор литературных источников; 2. провести анализ технических решений по повышению безопасности эксплуатации систем газораспределения и газопотребления; 3. провести расчет кольцевой сети низкого давления населенного пункта, подбор основного оборудования ГРП заданной производительности; 4. сделать выводы по проделанной работе.</p> <p>Дополнительные разделы: 1. «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение». 2. «Социальная ответственность»;</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>Рисунок 1.1 – Физико-химические показатели природных топливных газов Рисунок 1.2 – Схема газо - нефтяной залежи Рисунок 2.1 – Принципиальная схема газотранспортной системы Рисунок 3.1 – Системы газоснабжения Рисунок 4.1 – Система газоснабжения города природным газом Рисунок 4.2 – Система газоснабжения природным газом Рисунок 4.3 – Задвижка клиновая с невыдвижным шпинделем под электропривод Р_у 25-64 Рисунок 4.4 – Пробковый и шаровый краны Рисунок 4.5 – Схема конденсатосборника Рисунок 4.6 – Линзовый компенсатор Рисунок 4.7 – Типы волнистых компенсаторов Рисунок 4.8 – Технологическая схема ГРС Рисунок 4.9 – Схема ГРС Рисунок 4.10 – АГРС 30 000 м³/ч, пгт Уренгой, Ямало-Ненецкий автономный округ Рисунок 4.11 – Схема ГРП Рисунок 5.1 – Регулятор давления газа прямого действия типа РД Рисунок 5.2 – Схема установки регулятора давления типа РД Рисунок 8.1 – Схема кольцевого газопровода низкого давления Рисунок 8.2 – Расчетная схема Рисунок 8.3 – Номограмма для определения удельных потерь давления в газопроводах низкого давления Рисунок 8.4 – Значения коэффициентов пропускной способности основных типов регуляторов Рисунок 8.5 – Расчетная схема ГРП Таблица 1 – Технические характеристики АГРС 30000 м³/ч Таблица 2 – Удельные путевые расходы для всех питающих контуров сети Таблица 3 – Определение расчетных расходов газа для участков сети Таблица 4 – Гидравлический расчет кольцевой сети низкого давления Таблица 5 – Гидравлический расчет тупиковых газопроводов</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p> <p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Консультант</p> <p>Трубникова Наталья Валерьевна, профессор ОСГН</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Черемискина Мария Сергеевна, ассистент ООД</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Реферат</p>	
<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>02.02.2019</p>

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шадрина Анастасия Викторовна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Полякова Татьяна Геннадьевна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФНО
2Б5А	Поляковой Татьяне Геннадьевне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов их 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>Расписать стоимость ресурсов по видам в соответствии с бюджетом НИИ.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: 30 % премии к заработной плате 20 % надбавки за профессиональное мастерство 1,3 - районный коэффициент для расчета заработной платы.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Общая система налогообложения с учетом льгот для образовательных учреждений, в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 27,1%.</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>1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований. 2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований.</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Бюджет научно – технического исследования (НИИ) 1. Структура работ в рамках научного исследования. 2. Определение трудоемкости выполнения работ. 3. Разработка графика проведения научного исследования. 4. Бюджет научно-технического исследования. 5. Основная заработная плата исполнителей темы. 6. Дополнительная заработная плата исполнителей темы. 7. Отчисление во внебюджетные фонды. 8. Накладные ресурсы. 9. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.</i>

3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	1. <i>Определение интегрального показателя эффективности научного исследования.</i> 2. <i>Расчет показателей ресурсоэффективности.</i>
--	---

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i> 2. <i>Матрица SWOT</i> 3. <i>Альтернативы проведения НИ</i> 4. <i>График проведения и бюджет НИ</i> 5. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ</i>
--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н.В.	д.и.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Полякова Татьяна Геннадьевна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Полякова Татьяна Геннадьевна

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов их переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p><i>1. Объектом исследования в данной работе является газорегуляторная станция (ГРС) как один из основных элементов системы газоснабжения, который и будет являться рабочей зоной.</i></p> <p><i>При обслуживании ГРС не исключена возможность воздействия на человека вредных факторов среды, например, появление паров газа в рабочей зоне в результате утечки газа. К опасным факторам можно отнести возможность возникновения взрыва.</i></p> <p><i>При неисправностях в работе оборудования на ГРС возможно возникновение чрезвычайной ситуации (техногенного характера), приводящее к негативному воздействию на окружающую среду (атмосферу), например, выброс токсических веществ при взрыве.</i></p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><i>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p><i>1. Анализ вредных факторов на ГРС</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Отклонения показателей климата на открытом воздухе и микроклимат производственных помещений на рабочем месте – Повышенный уровень шума на рабочем месте – Тяжесть и напряженность труда – Вредные вещества
<p><i>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); 	<p><i>2. Анализ опасных факторов на ГРС</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Электробезопасность – Взрывопожаробезопасность

– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	3. Экологическая безопасность – анализ воздействия ГРС на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия ГРС на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия ГРС на литосферу (отходы); решения по обеспечению экологической безопасности
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – аварийные выбросы газа, – взрывы, – пожары. Рассмотреть наиболее вероятную чрезвычайную ситуацию (пожар, взрыв). Разработать меры по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидации ее последствий.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	5. Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	нет

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Полякова Татьяна Геннадьевна		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019/2019 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2019 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.03.2019	<i>Актуальность выбранной темы</i>	10
28.03.2019	<i>Литературный обзор</i>	10
15.04.2019	<i>Анализ технических решений по безопасной эксплуатации сетей газораспределения и газопотребления</i>	30
29.04.2019	<i>Расчет кольцевой сети низкого давления населенного пункта. Подбор оборудования для ГРП</i>	15
05.05.2019	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
12.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	10
19.05.2019	<i>Заключение</i>	5
25.05.2019	<i>Презентация</i>	10
ИТОГО:		100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шадрина А.В.	к.т.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 117 страниц, 22 рисунка, 5 таблиц, 43 источника.

Ключевые слова: газоснабжение, газораспределение, газораспределительная сеть, газораспределительный пункт (ГРП), газораспределительная станция (ГРС), газопровод, трубопроводная арматура, безопасная эксплуатация.

Объектом исследования является система газоснабжения потребителей.

Цель работы – провести анализ технических решений по безопасной эксплуатации систем газораспределения и газопотребления как элементов Единой системы газоснабжения. Провести расчет кольцевой сети низкого давления населенного пункта «Н». Подобрать оборудование для ГРП населенного пункта «Н».

В процессе исследования проводился анализ технических решений по безопасной эксплуатации систем газораспределения и газопотребления как элементов Единой системы газоснабжения.

В результате исследования был произведен расчет кольцевой сети низкого давления населенного пункта «Н», результатом которого являлся подбор нужных диаметров трубопроводов сети, что в свою очередь снижает металлоемкость и стоимость сети газораспределения. Также был произведен выбор основного оборудования ГРП населенного пункта «Н», а именно, выбор регулятора давления, предохранительного запорного клапана и предохранительного сбросного клапана.

Область применения: описанные технические решения для безопасной эксплуатации систем газораспределения и газопотребления распространены в обществе ПАО «Газпром» при эксплуатации данных систем.

					Эксплуатация систем газораспределения и газопотребления, как элементов Единой системы газоснабжения			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Полякова Т.Г.			Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Шадрина А.В.					12	117
<i>Консульт.</i>						ТПУ, группа 2Б5А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

ABSTRACT

Final qualifying work 117 pages, 22 figures, 5 tables, 43 sources.

Keywords: gas supply, gas distribution, gas distribution network, gas distribution point, gas distribution station, gas pipeline, pipe fittings, safe operation.

The object of the research is the gas supply system for consumers.

The purpose of the work is to analyze technical solutions for the safe operation of gas distribution systems and gas consumption as elements of the Unified Gas Supply System; to calculate the ring network of low pressure of the settlement "N"; to pick up equipment for gas control point of the settlement "N".

In the course of the study, an analysis of technical solutions for the safe operation of gas distribution and gas consumption systems as elements of the Unified Gas Supply System was carried out.

As a result of the study, the low-pressure ring network of the settlement "N" was calculated, the result of which was the selection of the required diameters of the pipelines of the network, which in turn reduces the metal consumption and the cost of the gas distribution network. A selection of the main equipment of the hydraulic fracturing of the settlement "N" was also made, namely, the choice of a pressure regulator, a safety shut-off valve and a safety relief valve.

Application area: the described technical solutions for the safe operation of gas distribution systems and gas consumption are common in the company «Gazprom» in the operation of these systems.

					Эксплуатация систем газораспределения и газопотребления, как элементов Единой системы газоснабжения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Полякова Т.Г.			Abstract	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					13	117
Консульт.						ТПУ, группа 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей выпускной квалификационной работе применены следующие сокращения:

- ЕСГ – единая система газоснабжения;
- ГРС – газораспределительная станция;
- АГРС – автоматизированная газораспределительная станция;
- ГРП – газорегуляторный пункт;
- ГРПБ – газорегуляторный пункт блочный;
- ШРП – шкафной регуляторный пункт;
- ГРУ – газорегуляторная установка;
- КС – компрессорная станция;
- УКПГ – установка комплексной подготовки газа;
- ПХГ – подземное хранилище газа;
- ЭХЗ – электрохимическая защита;
- РД – регулятор давления;
- ПЗК – предохранительный запорный клапан;
- ПСК – предохранительный сбросной клапан;
- СПГ – сжиженный природный газ;
- ВДГО – внутридомовое газовое оборудование;
- ФЗ – федеральный закон;
- ЧС – чрезвычайная ситуация;
- ОПФ – опасный производственный фактор;
- ВПФ – вредный производственный фактор;
- СИЗ – средства индивидуальной защиты.

					Эксплуатация систем газораспределения и газопотребления, как элементов Единой системы газоснабжения			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Полякова Т.Г.			Сокращения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Шадрина А.В.					14	
<i>Консульт.</i>						ТПУ, группа 2Б5А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ	12
ABSTRACT	13
ВВЕДЕНИЕ	17
ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	22
1. ГОРЮЧИЕ ГАЗЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ДЛЯ ГАЗОСАБЖЕНИЯ	24
1.1 Основные свойства и состав газообразного топлива	24
1.2 Классификация газообразного топлива	26
2. ТРАНСПОРТИРОВКА ПРИРОДНОГО ГАЗА	28
3. КЛАССИФИКАЦИЯ СИСТЕМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ	31
4. ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ СИСТЕМЫ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ	35
4.1 Конструктивные элементы газопроводов	36
4.1.1 Трубы	37
4.1.2 Запорно – регулирующая арматура. Отключающие устройства	38
4.1.3 Конденсатосборники	42
4.1.4 Компенсаторы	43
4.2 Газораспределительные станции	46
4.3 Газорегуляторные пункты (ГРП) и установки (ГРУ)	50
5. РЕГУЛИРОВАНИЕ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА. РЕГУЛЯТОРЫ ДАВЛЕНИЯ	53
6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ	56
6.1 Наружные газопроводы и сооружения	57
6.2 Техническое диагностирование газопроводов	60
6.3 Газорегуляторные пункты	61
7. ГАЗОПОТРЕБЛЯЮЩИЕ СИСТЕМЫ	63
8. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	65
9. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	79

					<i>Эксплуатация систем газораспределения и газопотребления, как элементов Единой системы газоснабжения</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Полякова Т.Г			Оглавление	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Шадрина А.В.					15	117
<i>Консульт.</i>						ТПУ, группа 2Б5А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

9.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	79
9.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования	79
9.1.2	Анализ конкурентных технических решений	81
9.1.3	SWOT – анализ	82
9.2	Планирование научно – исследовательских работ	85
9.2.1	Структура работ в рамках научного исследования	85
9.2.2	Определение трудоемкости выполнения работ	86
9.2.3	Разработка графика проведения научного исследования	87
9.3	Бюджет научно – технического исследования (НТИ)	89
9.3.1	Расчет затрат на специальное оборудование	89
9.3.2	Основная заработная плата исполнителей темы	90
9.3.3	Дополнительная заработная плата исполнителей	93
9.3.4	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	94
9.3.5	Формирование бюджета затрат научно – исследовательского проекта..	95
9.4	Определение ресурсоэффективности проекта	95
10.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	99
	Введение	99
10.1	Производственная безопасность	99
10.1.1	Анализ вредных факторов	100
10.1.2	Анализ опасных факторов	104
10.2	Экологическая безопасность	105
10.3	Безопасность при чрезвычайных ситуациях	106
10.4.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	108
	Заключение	110
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	112
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	114

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время одной из основных составляющих экономики страны остается газовая промышленность. Только разведанные запасы «голубого топлива» составляют более 46 триллионов кубических метров. Газотранспортная система страны включает более 150 тысяч километров магистральных газопроводов, 690 компрессорных цехов мощностью около 42 миллионов киловатт, 22 объекта подземного хранения газа. Протяженность газораспределительных сетей составляет около 360 тысяч километров [1].

Газоснабжение - один из главных факторов, влияющих на экономическое развитие страны. Снабжение природным газом городов и поселков имеет своей целью:

- 1) улучшение бытовых условий населения;
- 2) замену более дорогого твердого топлива или электроэнергии в тепловых процессах на промышленных предприятиях, тепловых электростанциях, коммунально-бытовых предприятиях;
- 3) улучшение экологической обстановки, так как при полном сгорании природный газ выделяет в атмосферу гораздо меньше веществ, чем другие виды топлива.

Природный газ проходит достаточно длинный путь перед тем, как попасть к потребителю. Он подается в города и поселки по магистральным газопроводам, начинающимся у мест добычи газа (газовых месторождений) и заканчивающихся у газораспределительных станций (ГРС), расположенных возле городов. Для снабжения газом потребителей на территории поселений строится распределительная газовая сеть, оборудуются пункты редуцирования газа, сооружаются необходимые для эксплуатации газопроводов контрольные пункты и другое оборудование [1].

					Эксплуатация систем газораспределения и газопотребления, как элементов Единой системы газоснабжения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Полякова Т.Г				Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Шадрина А.В.						17	117
Консульт.						ТПУ, группа 2Б5А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

Потребителями природного газа в городах являются:

- 1) жилые дома, где газ используется населением в качестве топлива в бытовых газовых приборах (плитах, водяных газовых нагревателях и отопительных котлах);
- 2) коммунальные и общественные предприятия, где газ используется для производства горячей воды и пара, выпечки хлеба, приготовления пищи, санитарной обработки и т.п.;
- 3) котельные и ТЭЦ, где газ расходуется на выработку теплоты для отопительных нужд;
- 4) промышленные предприятия, где газ сжигается в топках печей.

Согласно статье № 6 ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации» от 12 марта 1999 года с изменениями и дополнениями, вступившими в силу 01.09.2018, единая система газоснабжения представляет собой имущественный производственный комплекс, который состоит из технологически, организационно и экономически взаимосвязанных и централизованно управляемых производственных и иных объектов, предназначенных для добычи, транспортировки, хранения и поставок газа, и находится в собственности организации, образованной в установленных гражданским законодательством организационно-правовой форме и порядке, получившей объекты указанного комплекса в собственность в процессе приватизации либо создавшей или приобретшей их на других основаниях, предусмотренных законодательством Российской Федерации. Единая система газоснабжения является основной системой газоснабжения в Российской Федерации, и ее деятельность регулируется государством в порядке, установленном законодательством Российской Федерации [2].

При проектировании сетей газораспределения и газопотребления поселений и промышленных предприятий приходится решать следующие вопросы: выявлять потребителей газа на газифицируемой территории и рассчитывать расходы газа для каждого из них; определять места и способы прокладки газопроводов; выбирать оборудование пунктов редуцирования

					Введение	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

природного газа и запорную арматуру; определять стоимость строительства газопроводов и всех сооружений на них; разрабатывать мероприятия по защите газопроводов и их безопасной эксплуатации. Проектирование газовых сетей базируется на использовании нормативно-технической документации [1].

Целью данной работы является: провести анализ технических решений по безопасной эксплуатации систем газораспределения и газопотребления как элементов Единой системы газоснабжения. Провести расчет кольцевой сети низкого давления населенного пункта «Н». Подобрать оборудование для ГРП населенного пункта «Н».

В ходе работы решались следующие задачи:

- 1) изучение нормативно-технической базы по теме;
- 2) изучение характеристик газообразного топлива;
- 3) ознакомление с классификацией газовых сетей;
- 4) ознакомление с основными элементами системы газоснабжения и конструктивными элементами газопроводов распределения;
- 5) рассмотрение мероприятий для безопасной эксплуатации сетей газораспределения и газопотребления;
- 6) расчет кольцевой сети низкого давления населенного пункта «Н»;
- 7) подбор основного оборудования ГРП населенного пункта «Н».

Актуальность выбранной темы. Единая система газоснабжения – уникальный технологический комплекс, который включает в себя объекты добычи, переработки, транспортировки, хранения и распределения газа. Такая система обеспечивает непрерывную поставку газа от скважины до потребителей.

Одновременно с обустройством газовых месторождений, строительством магистральных газопроводов и созданием ЕСГ развивалось такое направление деятельности ПАО «Газпром» как газоснабжение и газификация субъектов РФ.

Разработка программы по газификации отдельных регионов РФ ведется «Газпромом» с 2001 года. В 2005 году для ускорения темпов газификации

					Введение	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

населенных пунктов, было принято решение о значительном увеличении инвестиций. Основной целью программ газификации является: доведение газа до конечного потребителя. Концепция газификации осуществляется с учетом наличия и развития в регионах запасов природного газа, использования альтернативных энергоносителей (сжиженный природный газ (СПГ), компримированный природный газ (КПГ), сжиженный углеводородный газ (СУГ)) [3].

В зависимости от развитости региона по наличию газа системы газоснабжения могут быть разделены на три группы.

Первая группа: регионы с развитой системой газопроводов и подключенные к Единой системе газоснабжения. Питание таких регионов будет осуществляться сетевым природным газом. Для отдаленных регионов может применяться автономная (СПГ, КПГ, и СУГ) или комплексная газификация [3].

Вторая группа: регионы с местной системой газоснабжения, обособленной от ЕСГ, или те, в которых есть газовые месторождения. Газификация таких регионов будет осуществляться за счет развития и создания уже имеющихся систем газоснабжения, а так же подключения к системам соседних краев и областей [3].

Третья группа: регионы, не подключенные к ЕСГ и не имеющие ни региональных систем газоснабжения, ни газовых месторождений. Оправдано применение только автономной газификации [3].

Совместная работа «Газпрома» и администраций субъектов РФ позволила сделать значительный шаг в реализации данных программ. Вложенные с 2005 по 2016 годы средства позволили обеспечить строительство 2046 газопроводов, протяженностью более 28 тыс. км. При этом было газифицировано 5060 котельных и более 815 тысяч домовладений и квартир. За это время средний уровень газификации в России вырос с 53,3% до 67,2%; в городах с 60% до 70,9%, в сельской местности с 34,8% до 57,1% [3].

					Введение	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основными приоритетными направлениями деятельности ПАО «Газпром» в области газификации остаются [3]:

- 1) достижение максимального, экономически оправданного уровня газификации территорий, улучшение бытовых условий жизни населения, особенно в сельской местности;
- 2) совершенствование совместной работы ПАО «Газпром» и администраций субъектов РФ: синхронное создание комплекса «газопровод – потребитель», загрузка построенных мощностей с момента начала эксплуатации;
- 3) газификация регионов Дальнего Востока и южных регионов России.

В настоящий момент принята программа газификации регионов РФ на период до 2020 года. По плану программы в Алтайском крае будет построен газопровод длиной 410 км и ГРС. В Белгородской области протяженность газопровода увеличится на 24 км, в Брянской – на 84 км, в Вологодской – на 853 км. Работы по газификации будут вестись в Вологодской, Ивановской, Курской, Калужской, Ростовской, Смоленской областях, Адыгее и Пермском крае. Так же будут построены новые станции хранения СПГ и ГРС [3].

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

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

В процессе подготовки данной выпускной квалификационной работы для решения возникшей проблемы была изучена соответствующая нормативно-техническая и законодательная документация, а также научная литература.

СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные системы» содержит технические требования, обязательные при проектировании и строительстве газораспределительных систем и внутренних газопроводов для обеспечения природным газом потребителей.

Требования по безопасной эксплуатации сетей газораспределения и газопотребления представлены в ГОСТ Р 54983-2012 и ГОСТ Р 54961-2012 соответственно.

Как известно, система газораспределения кроме трубопроводов распределения включает в себя ГРС, требования к которым представлены в ведомственном руководящем документе «Положение по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов» (ВРД 39-1.10-069-2002); трубопроводную арматуру, к которой так же предъявляются требования в соответствии с ГОСТ Р 53672-2009.

В качестве научной литературы одним из основных учебных пособий являлось «Основы проектирования и эксплуатации систем газораспределения и газопотребления», авторы: О.Б. Колибаба, В.Ф. Никишов, М.Ю. Ометова. Данное учебное пособие содержит информацию по проектированию и эксплуатации газовых сетей городов и населенных пунктов. Также в пособии приведены данные по конструктивному оформлению системы газоснабжения, выбору оборудования ГРП, гидравлическому расчету газопроводов различных категорий давления.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Эксплуатация систем газораспределения и газопотребления, как элементов Единой системы газоснабжения			
Разраб.		Полякова Т.Г			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					22	117
Консульт.						ТПУ, группа 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

В учебнике Е.И. Яковлева «Газовые сети и газохранилища» подробно рассмотрено оборудование и основная арматура газовых сетей.

Так как основной задачей при эксплуатации сетей газораспределения является снижение давления и его поддержания на заданном уровне, то возникает необходимость уделить внимание специальному оборудованию – регуляторам давления. Классификация регуляторов давления, их конструктивные особенности и принцип работы описан в учебном пособии А.И. Гольянова «Газовые сети газохранилища».

В учебниках Н. А. Скафтымова «Основы газоснабжения» и В.А. Жилы «Газоснабжение» также изложены основы проектирования, расчета и эксплуатации систем газораспределения и газопотребления. Рассмотрено основное оборудование, приведены примеры гидравлических расчетов газопроводов среднего и низкого давления. Рассмотрен состав газообразного топлива.

					Обзор литературы	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. ГОРЮЧИЕ ГАЗЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ДЛЯ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

1.1 Основные свойства и состав газообразного топлива

Газообразное топливо представляет собой смесь горючих и негорючих газов, которые содержат некоторое количество примесей. Углеводороды, водород и оксид углерода относят к горючим газам. Негорючими компонентами являются: азот, диоксид углерода и кислород, которые составляют балласт газообразного топлива. К примесям относят водяные пары, сероводород, пыль [4].

Состав горючих компонентов, наличие в газе примесей и негорючих газообразных компонентов влияют на физико-химические и теплотехнические характеристики газового топлива.

Так как содержание метана в природных газах достигает 97%, то его свойства практически полностью определяют свойства природных газов. Метан является бесцветным нетоксичным газом без запаха и вкуса.

Оксид углерода – бесцветный газ без запаха и вкуса. Данное соединение оказывает токсическое воздействие на организм человека, так как вступает в соединения с гемоглобином крови. Предельная допустимая концентрация (ПДК) СО в воздухе помещения при использовании газа для коммунально-бытовых нужд составляет 2 мг/м³ [4].

Водород – бесцветный нетоксичный газ без вкуса и запаха. Отличается высокой реакционной способностью, водородно-воздушные смеси имеют широкие пределы воспламенения.

Азот – двухатомный бесцветный газ без запаха и вкуса. Не вступает в реакции с кислородом.

					Эксплуатация систем газораспределения и газопотребления, как элементов Единой системы газоснабжения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Полякова Т.Г			Горючие газы, используемые для газоснабжения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					24	
Консульт.						ТПУ, группа 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Диоксид углерода – бесцветный, тяжелый, малореакционный газ с кисловатым запахом и вкусом. Концентрация его в воздухе в пределах 4-5% приводит к раздражению органов дыхания. При концентрации 10% происходит сильное отравление организма человека [4].

Кислород является газом без запаха, цвета и вкуса. Содержание кислорода в газе не должно превышать 1 % по объему, так как он снижает теплотворную способность газа и делает его взрывоопасным.

Сероводород – газ с неприятным запахом, является тяжелым и токсичным. При сжигании сгорает и образует сернистый газ вредный для здоровья. Так же сероводород является газообразной кислотой и сильно корродирует с металлом трубопровода. Его содержание не должно превышать 2 г на 100 м³ газа [4].

Для своевременного обнаружения утечки горючие газы одорируют: придают резкий специфический запах. При этом запах природных газов для коммунально-бытовых потребителей должен ощущаться при его содержании в воздухе равном 1 %. В качестве одорантов применяют этилмеркаптаны.

По физико-химическим показателям природные горючие газы должны соответствовать требованиям и нормам, приведенным на рисунке 1.1 согласно ГОСТ 5542-2014.

Наименование показателя	Норма
1. Теплота сгорания низшая, МДж/м ³ (ккал/м ³), при 20 °С, 101,325 кПа, не менее	31,8 (7600)
2. Область значений числа Воббе (высшего), МДж/м ³ (ккал/м ³)	41,2-54,5 (9850-13000)
3. Допустимое отклонение числа Воббе от номинального значения, %, не более	±5
4. Массовая концентрация сероводорода, г/м ³ , не более	0,02
5. Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,036
6. Объемная доля кислорода, %, не более	1,0
7. Масса механических примесей в 1 м ³ , г, не более	0,001
8. Интенсивность запаха газа при объемной доле 1 % в воздухе, балл, не менее	3

Рисунок 1.1 – Физико-химические показатели природных топливных газов

1.2 Классификация газообразного топлива

Для газоснабжения городов применяют природные и искусственные газы. Более подробно остановимся на природных газах.

Природные газы

Добываемые из недр Земли природные газы состоят из предельных углеводородов метанового ряда, негорючих и вредных примесей. По теории И.А. Губкина природные газы образовались в результате биохимического и термического разложения органических остатков животного и растительного мира, которые были погребены вместе с осадочными породами в толще земной коры. При таком разложении углеводороды и другие газы скапливались в таких породах как: пески, песчаники и др. Из-за различных геологических условий в одних случаях образовывались тяжелые углеводороды в виде нефти, в других случаях – чисто газовые залежи. Основным условием образования газовой залежи является наличие газонепроницаемых пород, например, глинистых, которые покрывают и подстилают данную залежь. На рисунке 1.2 представлена схема газо – нефтяной залежи [6].

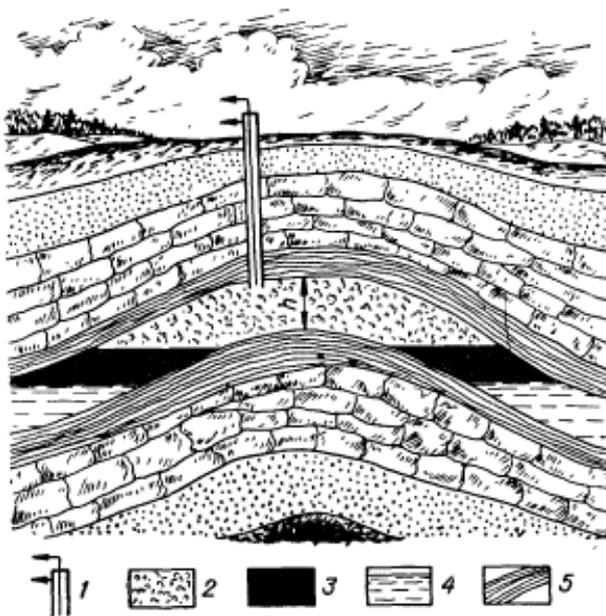


Рисунок 1.2 – Схема газо - нефтяной залежи

1–газовая скважина (стрелками показан отбор газа); 2– газ,3–нефть;4–вода;
5 – газонепроницаемые породы (сверху – кровля, внизу – подошва)

					Лист
					26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

Природные газы подразделяют на три группы:

1. газы, добываемые из газовых месторождений;
2. газы, добываемые из нефтяных месторождений совместно с нефтью (попутные);
3. газы, добываемые из конденсатных месторождений.

Газы, которые добывают из чисто газовых месторождений, состоят в основном из метана, т.е. являются сухими. Содержание тяжелых углеводородов в сухих газах менее 50 г/м^3 . Сухие газы легче воздуха, их низшая теплота сгорания составляет $31000\text{-}38000 \text{ кДж/м}^3$.

Попутные газы содержат не только метан, но и значительное количество тяжелых углеводородов. Именно поэтому их называют жирными газами. Жирные газы представляют собой смесь сухого газа, пропан - бутановой фракции и газового бензина. Теплота сгорания попутных газов находится в диапазоне $38000\text{-}63000 \text{ кДж/м}^3$. На заводах из попутных газов выделяют газовый бензин, пропан и бутан, последние используют для газоснабжения населенных мест в виде сжиженного газа. Из-за неподготовленности инфраструктуры для сбора, подготовки, транспортировки и переработки возникают потери попутного газа. Так же осуществляется его сжигание в факелах. В России средний уровень утилизации попутного газа составляет около 70% [6].

Газы конденсатных месторождений состоят из смеси сухого газа и паров конденсата, который выпадает при снижении давления. Пары конденсата – это смесь паров тяжелых углеводородов (C_5 и выше). Содержание пентана и более тяжелых углеводородов составляет 2-5 %, однако, ввиду того что конденсат состоит из высокомолекулярных соединений, его массовая доля достигает 25%. Так же из газов конденсатных месторождений получают сжиженные газы.

Таким образом, для газоснабжения сухие газы подают без какой-либо существенно обработки, в то время как жирные газы предварительно освобождают от тяжелых углеводородов или отбензинивают. Свойства сухих и отбензиненых газов примерно одинаковы.

					Горючие газы, используемые для газоснабжения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

2. ТРАНСПОРТИРОВКА ПРИРОДНОГО ГАЗА

Прежде чем транспортировать газ по трубопроводу, он должен пройти все этапы подготовки. Необходимость подготовки вызвана тем, что в газе кроме целевых компонентов присутствуют различные примеси, которые в свою очередь могут вызвать затруднения при его движении по трубопроводу или же в процессе применения.

Пары воды, содержащиеся в газе, при определенных условиях могут образовывать гидраты, а так же скапливаться в различных местах в виде конденсата (например, пониженные точки трубопровода). Сероводород является причиной коррозии трубопровода и газового оборудования. Помимо подготовки самого продукта необходимо так же подготовить и трубопровод. Широкое применение здесь находят азотные установки, которые используются для создания инертной среды в трубопроводе.

Подготовка газа осуществляется по различным схемам. Одним из вариантов является установка комплексной подготовки газа (УКПГ) рядом с месторождением. На УКПГ производится очистка и осушка газа. Если газ содержит гелий или сероводород в большом количестве, то его обрабатывают на газоперерабатывающем заводе[6].

Добытый из скважин газ поступает в сепараторы, где происходит его очистка от твердых и жидких механических примесей. Далее по промысловым газопроводам газ поступает в коллекторы и промысловые газораспределительные станции. Там происходит его очистка с помощью масляных пылеуловителей, а так же осушка и одоризация. Давление газа снижается до расчетного значения, которое соответствует значению давления в МН.

					<i>Эксплуатация систем газораспределения и газопотребления, как элементов Единой системы газоснабжения</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Полякова Т.Г			Транспортировка природного газа	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Шадрина А.В.					28	117
<i>Консульт.</i>						ТПУ, группа 2Б5А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

Далее газ под давлением 75 атм. движется по трубопроводам диаметром до 1,4 м. По мере движения газ теряет свою энергию за счет преодоления сил трения. Поэтому через определенные расстояния необходимо сооружать компрессорные станции (КС), на которых газ дожимается до нужного давления. Компрессорные станции располагают примерно через 150 км друг от друга[3].

Для проведения ремонтных работ предусматривают запорную арматуру, которую устанавливают через каждые 25 км.

Магистральные газопроводы могут выполняться в две или несколько ниток для обеспечения надежности и бесперебойной транспортировки газа. Газопровод заканчивается газораспределительной станцией (ГРС), которая подает газ в города или промышленному узлу. Так же по пути газопровод имеет ответвления, по которым газ поступает к газораспределительным станциям промежуточных потребителей.

Из-за сезонной неравномерности потребления газа возникает необходимость использования подземных хранилищ газа (ПХГ), для которых применяются истощенные газовые и нефтяные месторождения, а при их отсутствии – подземные водоносные пласты. Газохранилища способны накапливать избытки газа, хранить их, а в случае увеличения спроса отдавать их потребителям.

Таким образом, совокупность взаимосвязанных газопроводов и примыкающих к ним сооружений, предназначенных для обеспечения газом потребителей, образуют газотранспортную систему. Газотранспортная система является основой Единой системы газоснабжения России, а так же связующим звеном между месторождениями газа и его потребителями.

На рисунке 2.1 представлена схема газотранспортной системы, в которую входят магистральные газопроводы, распределительные газопроводы, газопроводы – перемычки, отводы, подводы [6].

					Транспортировка природного газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

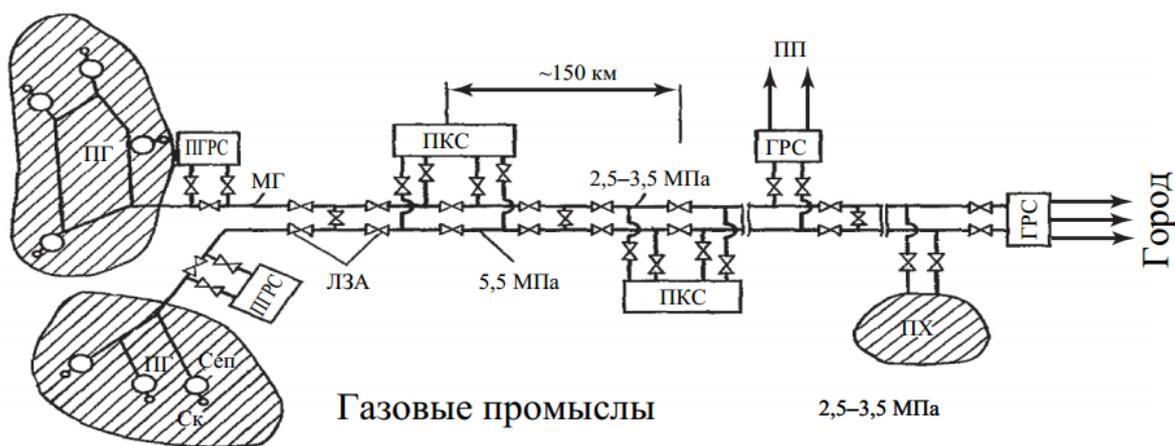


Рисунок 2.1 – Принципиальная схема газотранспортной системы

Ск– скважины; *Сеп*– сепараторы; *ПГ*– промысловые газопроводы; *ПГРС*– промысловая газораспределительная станция; *МГ*– магистральный газопровод; *ПКС*– промежуточная компрессорная станция; *ЛЗА*– линейная запорная арматура; *ГРС*– газораспределительная станция; *ПХ* – подземное хранилище газа; *ПП*– промежуточный потребитель

Промысловый трубопровод – система технологических трубопроводов для транспортирования газа на месторождениях. Такие трубопроводы служат для соединения газовых скважин с технологическими установками подготовки газа и промысловыми газораспределительными станциями, через которые газ поступает в магистральные газопроводы, а так же для сбора и утилизации газового конденсата.

В свою очередь, магистральным трубопроводом является трубопровод, предназначенный для транспортирования природного газа с пунктов добычи к пунктам потребления. Сооружается из стальных труб диаметром 720–1420, характеризуется рабочим давлением 5,4–7,5 МПа и пропускной способностью до 35 млрд м³ газа в год.

3. КЛАССИФИКАЦИЯ СИСТЕМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ

Система газораспределения должна быть спроектирована таким образом, чтобы обеспечение газом всех потребителей происходило бесперебойно, а также, чтобы существовала возможность оперативного отключения газа, как для всей системы, так и для ее части [1].

Выбор системы газораспределения должен быть технико - экономически обоснован. Параметрами, по которым выбирается система газораспределения, могут служить [1]:

- 1) объем, структура, плотность газопотребления;
- 2) размещение производственных и жилых зон, а так же размер данной территории;
- 3) наличие источников газоснабжения (местоположение ГРС, ее мощность и др.)
- 4) наличие естественных и искусственных препятствий (рек, железнодорожных путей, подземных сооружений и др.)

Газораспределительные системы делятся по:

- 1) виду газа (природный, попутный, СУГ, искусственный, смешанный);
- 2) числу ступеней давления в газовых сетях (рисунок 3.1);

Бывают [1]:

- a. *одноступенчатые*, при которых распределение и подача газа осуществляются по газопроводам одного давления;
- b. *двухступенчатые*, при которых подача газа осуществляется по газопроводам высокого давления (до 0,6 МПа) или среднего давления, а распределение потребителям по газопроводам низкого, среднего или высокого давления;

					Эксплуатация систем газораспределения и газопотребления, как элементов Единой системы газоснабжения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Полякова Т.Г			Классификация систем газораспределения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					31	117
Консульт.						ТПУ, группа 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

с. *трехступенчатые*, в которых используются газопроводы высокого, среднего или низкого давлений;

д. *многоступенчатые*, в которых газ подается по газопроводам низкого, среднего и высокого (0,6 и 1,2 МПа).

Одноступенчатые системы газоснабжения рекомендуется устанавливать в поселках и небольших городах с населением от 30000 до 50000 человек. Если население составляет от 50000 до 250000 человек, то рекомендуются двухступенчатые системы газоснабжения. Трехступенчатую схему применяют, если необходимо повысить надежность системы, при значительной площади территории, а так же при наличии предприятий, требующих поступление газа высокого давления[1].

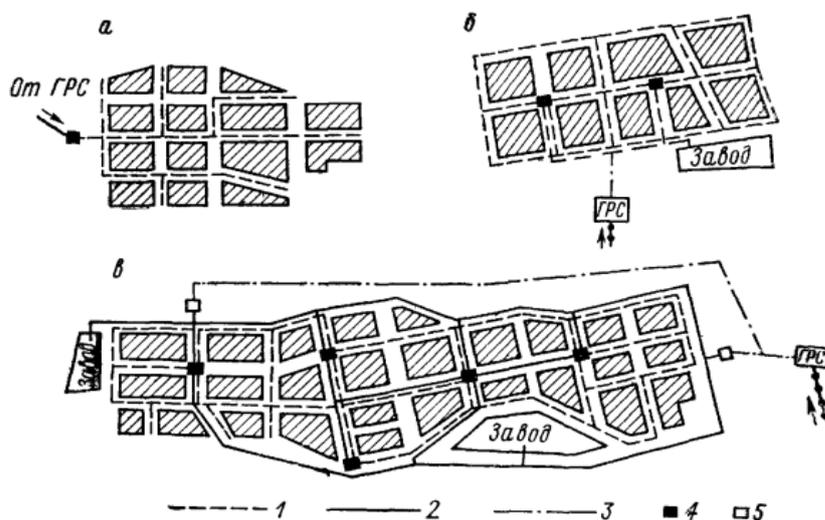


Рисунок 3.1 – Системы газоснабжения

а – одноступенчатая; *б* – двухступенчатая; *в* – трехступенчатая.

Газопроводы: 1 – низкого, 2 – среднего, 3 – высокого давления;
газорегуляторные пункты: 4 – питающий сеть низкого, 5 – то же, среднего давления.

3) по давлению;

Делятся на газопроводы [7]:

а. *высокого давления I категории* — при рабочем давлении газа свыше 0,6 МПа (6 кгс/см²) до 1,2 МПа (12 кгс/см²) включительно для природного

газа и газозвоздушных смесей, до 1,6 МПа (16 кгс/см²) для сжиженных углеводородных газов (СУГ);

- в. *высокого давления II категории* — при рабочем давлении газа свыше 0,3 до 0,6 МПа (3-6 кгс/см²);
- с. *среднего давления* — при рабочем давлении газа свыше 5000 Па (0,05 кгс/см²) до 0,3 МПа (3 кгс/см²);
- д. *низкого давления* — при рабочем давлении газа до 5000 Па (0,05 кгс/см²) включительно.

Стоит отметить, что при прокладке газопровода внутри зданий, давление газа в работающем газопроводе должно быть не более следующих установленных значений [7]:

- а. *0,6 МПа* - для производственных зданий, промышленных предприятий, для отдельно стоящих котельных и предприятий бытового обслуживания производственного характера (бани, прачечные, химчистки и т.п.);
- в. *0,3 МПа* - для предприятий бытового обслуживания производственного характера, которые пристроены к другому зданию производственного назначения или встроены в него;
- с. *5000 Па* – для общественных зданий и предприятий бытового обслуживания непромышленного характера.

Газопроводы различных давлений связываются между собой через ГРП или газорегуляторные установки (ГРУ).

4) по структурной схеме [1]:

- а. *кольцевые*, представляют систему замкнутых газопроводов, что приводит к более равномерному режиму давления газа у всех потребителей. Включают несколько ГРС, на которых имеются редуцирующие и предохранительные устройства;
- в. *тупиковые*, представляют собой разветвляющийся в разных направлениях газопровод. Различная величина давления газа у потребителей является недостатком данной сети. Так же затрудняются

					<i>Классификация систем газораспределения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

ремонтные работы, так как питание газом происходит в одном направлении;

с. *смешанные*, представляют собой сочетание тупиковых и кольцевых газопроводов. По такой схеме осуществляют газификацию крупных городов;

5) по расположению относительно земли: подземные, которые прокладывают в грунте, и надземные, которые устанавливают на опоры или фасады зданий. На территории промышленных и коммунально-бытовых предприятий рекомендуется надземная прокладка газопроводов;

6) по расположению в системе планировки городов и населенных пунктов : наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, междцеховые, межпоселковые) и внутренние (внутридомовые, внутрицеховые);

7) по назначению в системе газоснабжения: городские магистральные, распределительные, вводы, вводные (ввод в здание), импульсные и продувочные;

8) по материалу труб: металлические и неметаллические.

					<i>Классификация систем газораспределения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

4. ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ СИСТЕМЫ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ

Газораспределительной системой является имущественный производственный комплекс, состоящий из организационно и экономически связанных объектов, предназначенных для транспортировки и подачи газа непосредственно его потребителям[2].

Основными элементами систем газоснабжения являются:

- 1) газовые сети, состоящие из газопроводов и сооружений на них;
- 2) газораспределительные станции (ГРС);
- 3) ГРП и ГРУ;
- 4) хранилище газа;
- 5) системы телемеханизации и связи.

На рисунке 4.1 и 4.2 представлены схемы системы газоснабжения природным газом.

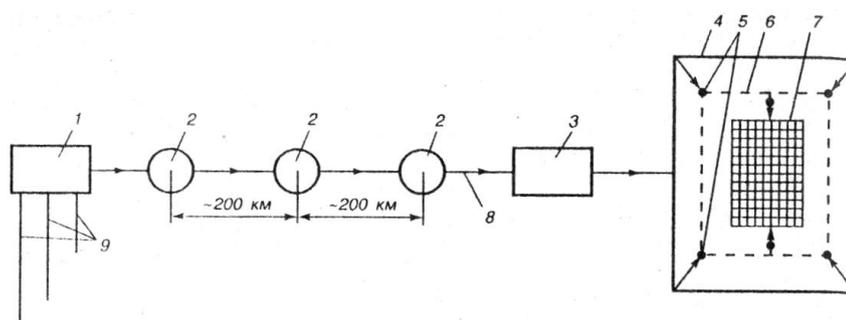


Рисунок 4.1 – Система газоснабжения города природным газом
 1 – газовый промысел, включающий очистку газа; 2 – компрессорные станции; 3 – газораспределительная станция (ГРС); 4 – газопровод высокого давления (ГВД); 5 – газорегуляторные пункты (ГРП); 6 – газопровод среднего давления (ГСД); 7 – сеть газопроводов низкого давления (ГНД); 8 – магистральный газопровод; 9 – газовые скважины на газовом промысле

					Эксплуатация систем газораспределения и газопотребления, как элементов Единой системы газоснабжения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Полякова Т.Г.				Основные элементы системы газораспределения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Шадрина А.В.						35	117
Консульт.						ТПУ, группа 2Б5А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							



Рисунок 4.2 – Система газоснабжения природным газом

Рассмотрим основные составляющие сети газоснабжения подробнее.

4.1 Конструктивные элементы газопроводов

Для бесперебойной транспортировки газа и нормального функционирования трубопроводной системы применяются следующие конструктивные элементы [8]:

- 1) трубы;
- 2) запорно-регулирующая арматура;
- 3) линзовые компенсаторы;
- 4) сборники конденсата;
- 5) футляры;
- 6) колодцы;
- 7) опоры и кронштейны для наружных газопроводов;
- 8) системы защиты подземных газопроводов от коррозии;
- 9) контрольные пункты для измерения потенциала газопроводов относительно грунта и определения утечек газа.

					<i>Основные элементы системы газораспределения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

Стоит отметить, что все соединения труб выполняются сваркой. Фланцевые соединения возможны в местах установки запорно-регулирующей арматуры. Рассмотрим основные конструктивные элементы подробнее.

4.1.1 Трубы

При строительстве наружных газопроводов могут применяться как металлические трубы, так и неметаллические.

При строительстве наружного газопровода давлением до 1,2 МПа применяются бесшовные, сварные прямошовные и спиральношовные металлические трубы. Из хорошо сваривающихся марок стали, в которых содержание углерода составляет не более 0,27% (ГОСТ 1050-88 [9] и ГОСТ 380-2005) [10], изготавливаются спиральные трубы.

Для газопроводов низкого, среднего и высокого давлений (до 0,6 МПа) по ГОСТ 10704-76 [11] применяются стальные электросварные трубы.

Бесшовные горячедеформированные трубы (ГОСТ 8731-87 [12], ГОСТ 8733-87 [13]) и бесшовные холоднодеформированные трубы (ГОСТ 8734-87 [14]) применяются для газопроводов высокого давления с избыточным давлением до 1,2 МПа, а так же для особо ответственных участков, например, переходов через естественные и искусственные преграды, газопроводов низкого и среднего давлений [1].

Минимальный условный диаметр для распределительных газопроводов принимают равным 50 мм, а для ответвлений к потребителям 25– мм. Толщина стенки трубы для подземных газопроводов должна быть не менее 3 мм, для надземных – не менее 2 мм. Для переходов через водные преграды толщина стенки труб должна быть на 2 мм больше расчетной и не менее 5 мм.

Неметаллические трубы (пластмассовые или асбестоцементные) в основном применяются для строительства межпоселковых газопроводов среднего давления до 0,3 МПа.

В настоящее время для строительства новых газопроводов применяются полиэтиленовые трубы в таких случаях как [1]:

					Основные элементы системы газораспределения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

- 1) на территории городов и сельских поселений с давлением газа до 0,3 МПа;
- 2) строительства межпоселковых газопроводов с давлением газа до 0,6 МПа;
- 3) при реконструкции подземных стальных газопроводов с давлением до 0,3МПа.

Согласно СНиП 42-01-2002 [7] полиэтиленовые трубы не применяются:

- 1) если в районе строительства температурный режим воздуха достигает -45°C;
- 2) при сейсмичности выше 6 баллов;
- 3) в городской зоне для газа высокого давления I и II категории;
- 4) внутри зданий, в тоннелях, на земельных участках, на которых планируется строительство переходов через преграды.

4.1.2 Запорно – регулирующая арматура. Отключающие устройства

Монтируемые на газопроводах устройства и приспособления, с помощью которых осуществляются операции с газовым потоком, а именно: его включение, отключение, изменение количества газа, давления или направления, называются газовой арматурой.

По назначению виды газовой арматуры подразделяются на [8]:

- 1) запорную – для периодических герметичных отключений отдельных участков газопровода, аппаратуры и приборов;
- 2) предохранительную – для предупреждения возможности повышения давления газа сверх установленных пределов;
- 3) арматуру обратного действия – для предотвращения движения газа в обратном направлении;
- 4) аварийную и отсечную – для автоматического прекращения движения газа к аварийному участку при нарушении заданного режима.

					Основные элементы системы газораспределения	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Запорная арматура должна обеспечивать надежное отключение участков газопроводов, сохранять герметичность при эксплуатации, создавать минимальное гидравлическое сопротивление при движении газа.

К основным и наиболее применяемым типам запорной арматуры относят задвижки, вентили, затворы, краны. Их различие заключается в характере перемещения запорного элемента.

Вентили на распределительных газопроводах не применяют по причине больших гидравлических сопротивлений. Гидравлические затворы могут быть применены только на газопроводах низкого давления.

Для трубопроводов большого диаметра используют задвижки и краны.

Задвижки

СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные системы» [7] является руководством для выбора арматуры в системе газоснабжения.

Задвижки с линзовыми компенсаторами применяются на наружных газопроводах в качестве запорно-регулирующей арматуры.

Самыми распространенными задвижками, используемыми в качестве запорно – регулирующей арматуры являются клиновые задвижки с невыдвижным и выдвижным шпинделем. Свое название задвижка получила из-за формы затвора, имеющего вид плоского клина. Принцип работы задвижек состоит в том, что затвор для перекрытия потока перемещается перпендикулярно движению рабочей среды [8].

Управление задвижками осуществляется с помощью электропривода или редуктора.

Задвижки с невыдвижным шпинделем устанавливаются на подземных газопроводах в колодцах.

Задвижки с выдвижным шпинделем более универсальны и надежны. Основным отличием таких задвижек является то, что резьба шпинделя, по которой движется ходовая гайка, расположена снаружи корпуса изделия. При открывании задвижки ходовая гайка вращается, а затвор совершает

поступательное движение. Шпindelъ поднимается над корпусом арматуры на величину хода затвора, обнажая арматуру. При этом отверстие задвижки остается открытым [8].

Преимуществами такой конструкции являются:

- 1) винтовой механизм, за счет которого работает задвижка, не подвергается воздействию рабочей среды, что позволяет использовать его с различными веществами;
- 2) возможность свободного доступа к механизму при его обслуживании.

Конструкция клиновой задвижки имеет две составляющие: корпус и крышку. В середине располагается клинообразный затвор. Пример клиновой задвижки с невыдвижным шпинделем представлен на рисунке 4.3.

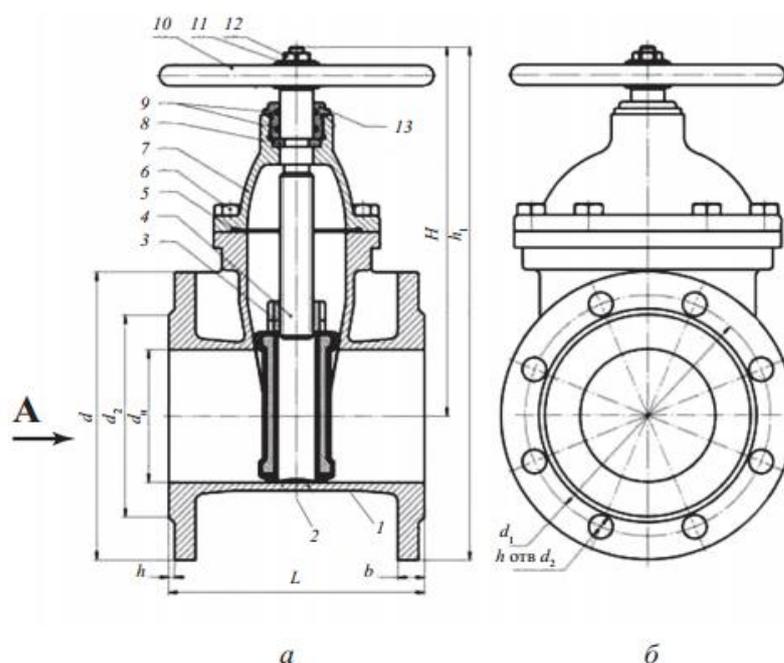


Рисунок 4.3 – Задвижка клиновая с невыдвижным шпинделем под электропривод Р_у 25-64

a– продольный разрез; *б*– вид А; 1– корпус; 2– клин; 3,12– гайки; 4– шпindelъ; 5– прокладка; 6– болт; 7– крышка; 8,11– шайбы; 9– кольцо (уплотнительное); 10–маховик; 13– корпус уплотнительный

Краны

Краны как запорная арматура имеют малые габаритные размеры, малое гидравлическое сопротивление. Работают по принципу поворота затвора вокруг оси на 90° . Однако они требуют больших крутящих моментов, правильного ухода и, самое главное, своевременной смазки [15].

Краны по типу затвора бывают пробковые и шаровые (рисунок 4.4). По методу герметизации – натяжные и сальниковые. По методу присоединения к трубопроводу – муфтовые и фланцевые. Шаровые краны по сравнению с пробковыми более герметичны и легкие [15].

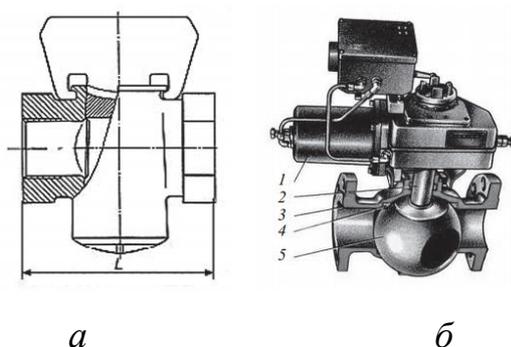


Рисунок 4.4 – Пробковый и шаровый краны

а–кран пробковый; *б*– кран шаровый; 1– электропривод; 2– шток; 3– корпус; 4– тефлоновая прокладка; 5– стальной шар (запорно - регулирующее устройство)

Отключающие устройства

Отключающие устройства предусматриваются [7]:

- 1) на вводах и выходах газопроводов из ГРП и ГРС;
- 2) на вводах газопроводов к отдельным потребителям;
- 3) при пересечении водных преград газопроводами, проложенными в две нитки, а также при ширине водных преград 50 м и более;
- 4) при пересечении железных и автомобильных дорог I и II категории;
- 5) для отключения отдельных участков газопровода с целью обеспечения безопасности и надежности газоснабжения.

Размещение отключающих устройств следует предусматривать в удобном для обслуживания месте.

					Основные элементы системы газораспределения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Отключающие устройства на наружных газопроводах размещают в колодцах, наземных шкафах или оградах, а также на стенах зданий.

На подземных газопроводах отключающие устройства следует предусматривать, как правило, в колодцах.

Колодцы изготавливают из негорючих, влагостойких и биостойких материалов. Конструкцию и материал колодцев принимают таким образом, чтобы исключить попадание в них грунтовых вод. Наружная поверхность колодцев должна быть гладкой, с изоляционным битумным покрытием.

В местах прохода газопровода через стенки колодцев следует предусматривать футляры. Концы футляра должны выходить за стенки колодца не менее чем на 20 мм.

Отключающие устройства, устанавливаемые на стенах зданий, размещаются по горизонтали на расстоянии от дверных и оконных проемов не менее [7]:

- 0,5 м для газопроводов низкого давления;
- 3 м для газопроводов среднего давления;
- 5 м для газопроводов высокого давления II категории.

Отключающие устройства, проектируемые на газопроводах, проходящих по территории промышленных и других предприятий, следует размещать вне территории этих предприятий.

На вводах и выводах газопроводов из здания ГРП или ГРС отключающие устройства располагают на расстоянии не менее 5 и не более 100 метров от данных пунктов. Отключающие устройства в пристройках к зданиям и шкафов ГРП размещают на расстоянии менее 5 м от ГРП.

4.1.3 Конденсатосборники

Конденсатосборники (рисунок 4.5), устанавливают в нижних точках газопровода. Конденсатосборники предназначены для сбора и последующего удаления из газопровода конденсата, а также для удаления влаги, попавшей в него при строительстве и промывках [16].

					<i>Основные элементы системы газораспределения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

Ёмкость конденсатосборника может быть различной и определяется степенью влажности газа (т.е. для влажного газа необходим конденсатосборник большей ёмкости). Ещё одним критерием выбора конденсатосборника является давление газа в магистрали. В зависимости от данного параметра конденсатосборники могут быть высокого, среднего и низкого давления. Конденсатосборники производятся от $D_y = 25$ до $D_y = 530$ [16].

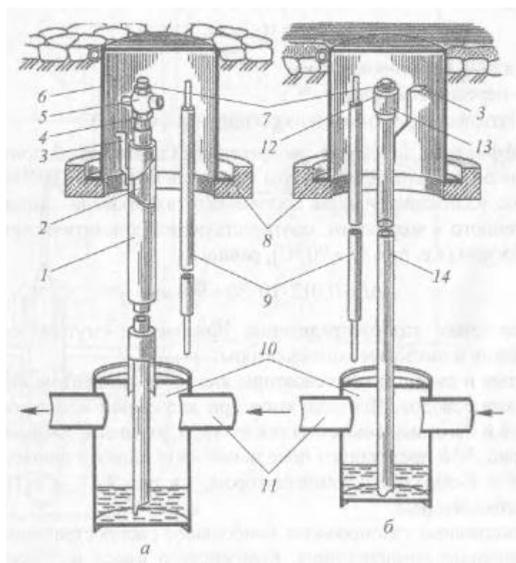


Рисунок 4.5 – Схема конденсатосборника

а – высокого давления; б – низкого давления; 1 – кожух; 2 – внутренняя трубка; 3 – контакт; 4 – контргайка; 5 – кран; 6 – ковер; 7 – пробка; 8 – подушка под ковер железобетонная; 9 – электрод заземления; 10 – корпус; 11 – газопровод; 12 – прокладка; 13 – муфта; 14 – стояк

Конденсатосборник низкого давления представляет собой емкость, содержащую специальную трубку, через которую удаляют конденсат, продувают газопровод и измеряют давление газа. Трубка, в свою очередь, выводится под ковер и заканчивается муфтой и пробкой.

4.1.4 Компенсаторы

Из-за изменения температуры транспортируемого продукта и окружающей среды в трубопроводе может возникнуть его деформация. Для

того чтобы предотвратить возникновение напряжений в газопроводе, устанавливают компенсаторы [16].

При нагревании трубопровода на 1°C происходит его линейное удлинение на 1 м, такое удлинение называют коэффициентом линейного удлинения. Так как трубопроводы имеют большую протяженность, то суммарное их удлинение может достигать больших величин [16].

Самокомпенсация осуществляется за счет установки между двумя прямыми участками поворотов или изгибов (отводов). Повороты или отводы компенсируют значительную часть удлинения благодаря эластичности конструкции, а оставшая часть компенсируется за счет упругих свойств металла прямого участка трубопровода.

Компенсаторы в зависимости от принципа работы и конструкции можно разделить на четыре группы: П – образные, линзовые, волнистые, сальниковые.

На рисунке 4.6 представлен линзовый компенсатор. Линзовые компенсаторы представляют собой ряд последовательно включенных в трубопровод линз. Сама линза состоит из двух тонкостенных штампированных полулинз и имеет способность легко сжиматься [16].

Число линз, которое будет включаться в конструкцию компенсатора, выбирается исходя из необходимой компенсирующей способности. Компенсирующая способность каждой линзы небольшая (10–16 мм). Для уменьшения сопротивления при движении продукта внутри компенсатора устанавливают стаканы. Для высвобождения конденсата в нижних точках линз устанавливают дренажные штуцеры. Применение линзовых компенсаторов возможно при условном давлении до 6 кгс/см², при температуре до +450°C и диаметре газопровода от 100 до 1600 мм [16].

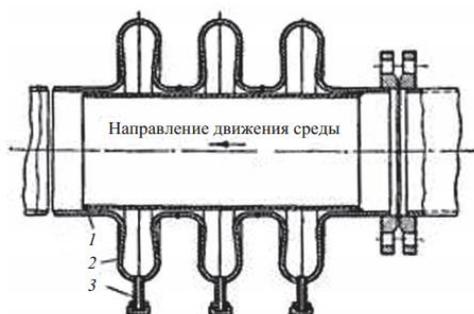


Рисунок 4.6 – Линзовый компенсатор

1– рубашка; 2– полулинза; 3– дренажный штуцер

Волнистые компенсаторы (рисунок 4.7) – наиболее прогрессивные компенсаторные устройства. Их преимуществами являются: большая компенсационная способность, небольшие габариты, возможность использования при высоких давлениях и температурах.

Гибкий элемент волнистого компенсатора представляет собой тонкостенную, стальную, гофрированную, эластичную и достаточно прочную оболочку. Благодаря тому, что профиль волны может иметь омегаобразную или U – образную форму, гибкий элемент может сокращаться и растягиваться в длину, изгибаться при приложении нагрузки [16].

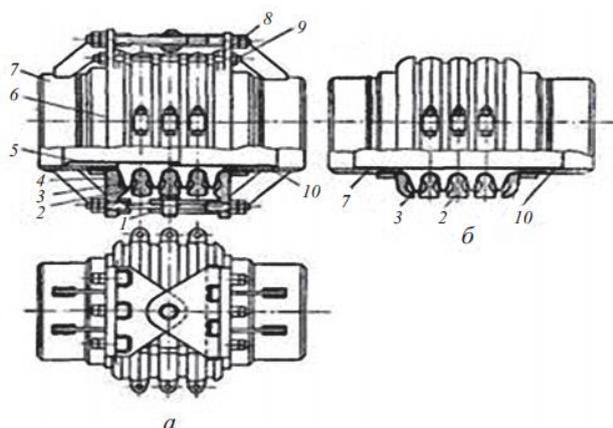


Рисунок 4.7 – Типы волнистых компенсаторов

a – универсальный шарнирный; *б* – осевой; 1– шарнир; 2– ограничительное полукольцо; 3 – гибкий элемент; 4 – опорное кольцо; 5 – коническая обечайка; 6 – бандажное кольцо; 7 – патрубок; 8 – приставка; 9 – шпилька; 10 – цилиндрическая обечайка

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

4.2 Газораспределительные станции

Газораспределительные станции (ГРС) сооружают в конце магистрального газопровода или на отводе от него для подачи газа в газораспределительную сеть города, населенного пункта или предприятия. Входное давление газа составляет примерно 5,5 МПа, а выходное от 0,25 до 2,5 МПа в зависимости от потребителя.

На газораспределительных станциях выполняются следующие операции [17]:

- 1) прием газа из магистрального газопровода;
- 2) очистка газа от механических примесей;
- 3) снижение давления газа до заданных значений;
- 4) поддержание давления на заданном уровне;
- 5) распределение газа по потребителям;
- 6) измерение количества газа;
- 7) вторичная одоризация газа.

Технологическая схема ГРС состоит из следующих основных узлов (рисунок 4.8):

- I. узел переключения;
- II. узел очистки газа;
- III. узел предотвращения гидратообразования;
- IV. узел редуцирования;
- V. узел учета газа;
- VI. узел одоризации газа.

					Основные элементы системы газораспределения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

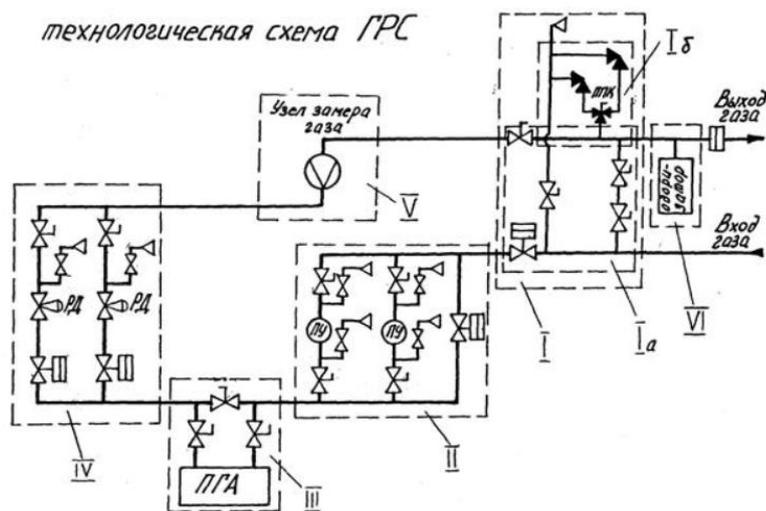


Рисунок 4.8 – Технологическая схема ГРС

Узел подключения ГРС состоит из входного и выходного газопроводов, обводных линий, которые в свою очередь соединяют входные и выходные газопроводы. Так же данные газопроводы оснащаются запорной арматурой, предохранительными клапанами, свечами для стравливания газа на газопроводе высокого давления и др. [17].

Узел очистки газа предусмотрен для удаления механических примесей (пыли, песка, продуктов коррозии), а так же газового конденсата, капельной влаги, т.е. жидкостей [17].

Узел регулирования давления газа может включать в себя две и более линий редуцирования в зависимости от пропускной способности ГРС. Каждая линия редуцирования оснащается дроссельными органами и отключающими запорными устройствами. Данный узел должен обеспечивать автоматическое регулирование давления газа [17].

Узел измерения расхода газа, по которому ведется учет отпускаемого газа потребителям из магистрального газопровода, должен предусматривать установку расходомеров, манометров и термометров.

Одоризация газа происходит при помощи специальной установки с автоматической подачей одоранта.

Рассмотрим процесс прохождения газа через ГРС небольшой производительности (5-20 тыс. м³/ч) с одноступенчатым редуцированием газа на принципиальной технологической схеме (рисунок 4.9) [17].

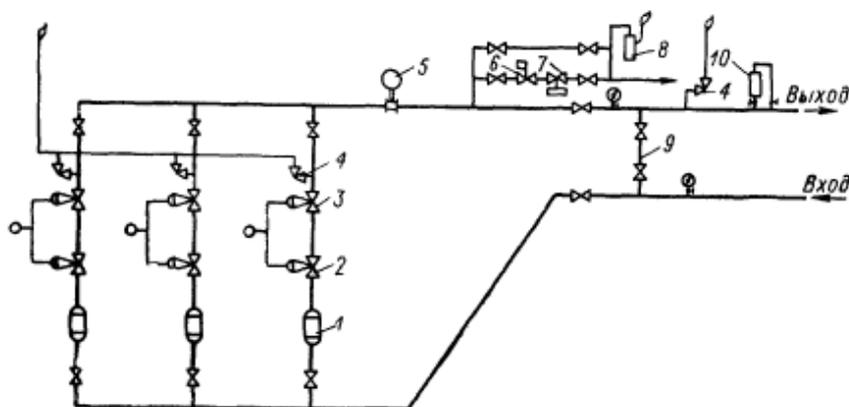


Рисунок 4.9 – Схема ГРС

1-висциновые (масляные) пылеуловители; 2- контрольные клапаны;
 3- регулирующие клапаны; 4- сбросные клапаны; 5-камерная диафрагма;
 6- предохранительный клапан; 7- регулятор давления; 8- сбросной клапан;
 9- переключка; 10- установка одоризации газа

Газ через входной трубопровод поступает к висциновым (масляным) пылеуловителям 1, далее проходит через контрольные клапаны 2 и рабочие регулирующие клапаны 3 с командными приборами. После снижения давления газ поступает в выходной трубопровод и проходит через камерную диафрагму 5 для учета расхода газа. Дополнительная одоризация газа может осуществляться через установку 10 [17].

Если выходное давление превышает допустимое значение, то автоматически прикрываются контрольные регулирующие клапаны 2, тем самым уменьшая подачу газа на рабочие клапаны 3. При низком выходном давлении так же автоматически открываются регулирующие клапаны на резервной нитке ГРС, увеличивая подачу газа. При чрезмерно высоком выходном давлении срабатывают предохранительные сбросные клапаны 4 и подается звуковой или световой сигнал оператору [17].

При временном отключении ГРС обеспечение потребителей газом осуществляется по переключке 9 с двумя отключающими устройствами, первое из которых открывается полностью, а второе регулируется вручную. Газ для собственных нужд (отопление ГРС, помещений операторов) поступает через газорегуляторный пункт ГРС, состоящего из регулятора давления 7, предохранительно-запорного клапана 6, гидравлического сбросного клапана 8, запорной арматуры и КИП [17].

В настоящее время наибольшее распространение получили автоматизированные ГРС в блочно – комплектном исполнении пропускной способностью 10–150 тыс. м³/ч. Для примера возьмем АГРС «Голубое пламя», выпускаемую ООО «Завод «Нефтегазоборудование» (ТУ 3689-002-55402257-2009). Данная АГРС включена в реестр оборудования и материалов, технические условия которых соответствуют требованиям ПАО «Газпром» [18].

АГРС предназначена для эксплуатации в районах с умеренным, умеренно-холодным и холодным климатом.

Все оборудование размещается в блок – контейнерах обычного и северного исполнения. Контейнеры имеют естественную приточно-вытяжную и аварийную вентиляцию, включающуюся при срабатывании датчика загазованности, а также сигнализацию несанкционированного проникновения.

Пример выполнения АГРС представлен на рисунке 4.10



Рисунок 4.10 – АГРС 30 000 м³/ч, пгт Уренгой, Ямало-Ненецкий автономный округ [18]

					Основные элементы системы газораспределения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Технические характеристики АГРС 30000 м³/ч представлены в таблице 1 [1].

Таблица 1– Технические характеристики АГРС 30000 м³/ч

Рабочее давление газа на входе максимальное, МПа	5,4
Рабочее давление газа на входе минимальное, МПа	2,3
Давление газа на выходе, МПа	0,6
Максимальная пропускная способность, м ³ /ч	30000
Минимальная пропускная способность, м ³ /ч	520
Точность поддержания давления газа на выходе, %	±5
Температура газа на входе, °С	+4,6...+12,3
Температура газа на выходе, °С	0
Температура окружающего воздуха, °С	-41...+38
Срок службы, лет, не менее	30

Для обеспечения газом небольшого числа потребителей применяют автоматические ГРС шкафного типа.

ГРС относятся к взрывоопасным объектам. В связи с этим их располагают на расстоянии не ближе 300 м от различных строений и ограждают металлической сеткой. Помещения ГРС оснащают молниезащитой, вентиляцией, освещением и отоплением во взрывозащищенном исполнении, а так же комплектом первичных средств пожаротушения.

4.3 Газорегуляторные пункты (ГРП) и установки (ГРУ)

Газорегуляторные пункты сооружают в городах, населенных пунктах, а так же на промышленных и коммунально-бытовых предприятиях. Такие пункты служат для снижения давления и автоматического поддержания его на заданном уровне. Так же ГРП связывают сеть высокого или среднего давления с сетью низкого или же для снижения давления с высокого до среднего.

Снижение давления газа до необходимого кроме ГРП может осуществляться в газорегуляторных установках (ГРУ), шкафных регуляторных пунктах (ШРП) или домовых регуляторах. ГРП могут размещать в отдельных зданиях или в специальных шкафах. ГРУ монтируют непосредственно в помещениях, где расположены газопотребляющие агрегаты.

ГРП и ГРУ имеют примерно одинаковую принципиальную схему (рисунок 4.11) [15].

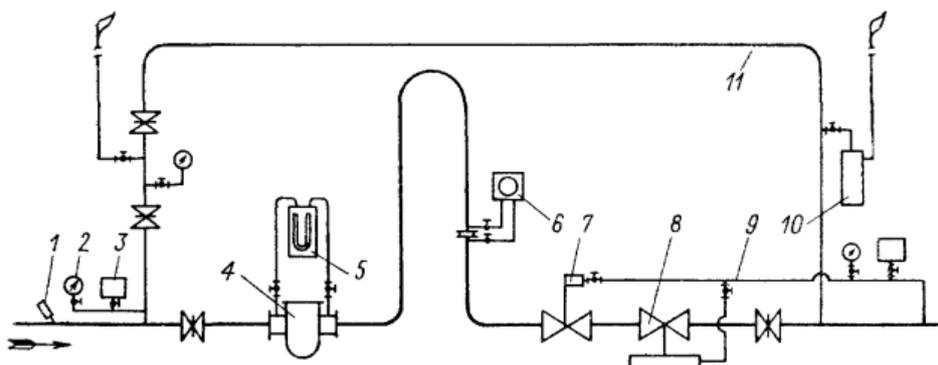


Рисунок 4.11 – Схема ГРП

1- термометр, манометры: 2- показывающий, 3-регистрирующий, 5- жидкостный (для фильтра), 4-фильтр, 6-узел замера расхода газа, 7-предохранительно запорный клапан, 8-регулятор давления, 9- импульсный газопровод выходного давления, 10- гидравлическое сбросное устройство, 11- обводной газопровод (байпас)

В состав ГРП (ГРУ) входят [15]:

- 1) регулятор давления 8, который понижает и поддерживает давление газа на заданном уровне, независимо от изменения расхода и колебаний давления до регулятора;
- 2) предохранительный запорный клапан (ПЗК) 7. ПЗК устанавливается перед регулятором для отсечки подачи газа в том случае, если регулятор превысит и понизит давление до недопустимых пределов;
- 3) предохранительное сбросное устройство 10, которое сбрасывает в атмосферу часть газа при незначительном повышении давления, для того чтобы предупредить открытие ПЗК;

- 4) фильтр 4, с помощью которого происходит очистка газа от механических примесей;
- 5) отключающие устройства (краны, задвижки);
- 6) контрольно-измерительные приборы (КИП), производят замер и регистрацию газа на входе и выходе ГРП.
- 7) байпас 11 (обводная линия), обеспечивает бесперебойную подачу газа в период ремонта.

					Основные элементы системы газораспределения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

5. РЕГУЛИРОВАНИЕ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА. РЕГУЛЯТОРЫ ДАВЛЕНИЯ

Основной задачей при транспортировке газа до конечных потребителей является снижение давление газа до определенного уровня и его поддержание на этом уровне. Регуляторы давления автоматически поддерживают постоянное давление в точке отбора импульса, не смотря на интенсивность потребления газа. Снижение давления газа с высокого на более низкое происходит за счет изменения степени открытия дросселирующего органа регулятора. Вследствие этого автоматически изменяется гидравлическое сопротивление проходящего потока газа [15].

Автоматический регулятор давления состоит из двух устройств: реагирующего и регулирующего. Основной частью реагирующего устройства является чувствительный элемент (мембрана), а регулирующего – дроссельный орган. Соединяются данные элементы между собой исполнительной связью.

Регуляторы, в зависимости от расположения контролируемой точки в газопроводе, делят на регуляторы «до себя» и «после себя» (т.е. давление газа регулируется либо после регулятора, либо до). В системах газораспределения предпочтения отдается регуляторам «после себя» [15].

Также регуляторы давления бывают прямого и непрямого действия. В регуляторах прямого действия клапан перемещается усилием, которое возникает в мембране. В таких регуляторах не используется энергия от постороннего источника. Можно сказать, что силовой элемент является одновременно чувствительным элементом. У регуляторов непрямого действия усилие, которое возникает в силовом элементе, приводит в действие управляющий элемент, который, в свою очередь, отрывает доступ к энергии постороннего источника, например, сжатого газа или воздуха [15].

					<i>Эксплуатация систем газораспределения и газопотребления, как элементов Единой системы газоснабжения</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Полякова Т.Г			Регулирование давления газа. Регуляторы давления	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Шадрина А.В.					53	117
<i>Консульт.</i>						ТПУ, группа 2Б5А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

Сервомотор наполняется поступающим в него газом или воздухом и сообщает усилие для перемещения регулирующего органа.

Регуляторы давления выбираются по максимальному расчетному расходу газа и требуемому перепаду давления при редуцировании. Их пропускная способность должна быть больше максимального расчетного расхода газа на 15-20.%.

На ГРС и ГРП в большинстве случаев применяют регуляторы давления прямого действия типа РД. Такие регуляторы просты в обслуживании и надежны в эксплуатации. Существует множество модификаций данного регулятора, различающихся условным диаметром: РД-50-64, РД-80-64, РД-100-64 и другие. Устройство регулятора представлено на рисунке 5.1 [15].

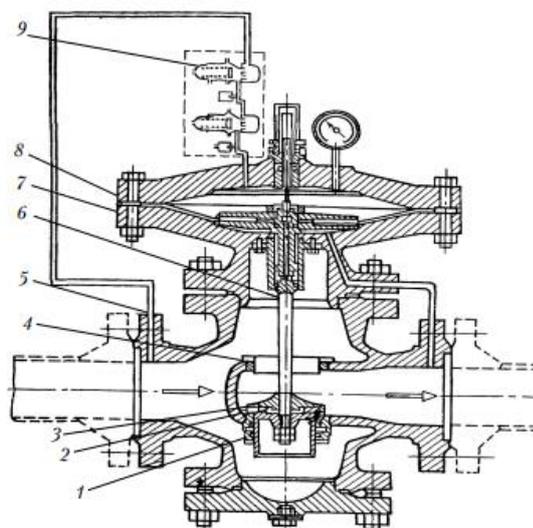


Рисунок 5.1 – Регулятор давления газа прямого действия типа РД

1,4 – седла; 2 – уплотнитель; 3 – клапан; 5 – корпус; 6 – шток; 7 – диски; 8 – мембрана; 9 – задатчик давления.

Как говорилось выше, регулятор состоит из дроссельного устройства (регулирующего клапана) и мембранного привода. Привод состоит из резиновой мембраны 8 и двух дисков 7. Мембрана соединена жесткой связью штоком 6 с клапаном 3. Мембрана разделяет мембранный привод на две области: надмембранную и подмембранную. В надмембранную камеру подводится газ с постоянным заданным давлением, подмембранная камера

сообщается с трубопроводом с выходной стороны. Дроссельное устройство регулятора состоит из корпуса 5, седел 1 и 4, клапана 3 с резиновым уплотнителем 2. В дроссельном устройстве газ проходит через кольцевой зазор, который образуется между седлом 4 и клапаном 3 [15].

Процесс регулирования давления происходит следующим образом. При повышении или понижении давления нарушается равновесие сил на мембране. в результате этого мембрана перемещается, изменяя положение клапана до тех пор, пока не наступит равновесие сил, действующих на мембрану. При изменении положения клапана изменяется количество проходящего газа через регулятор, тем самым поддерживается необходимое давление на выходе. Если необходимо изменить выходное давление, следует установить иное постоянное давление в надмембранной камере с помощью задатчика давления 9.

Регуляторы типа РД монтируют между двумя отключающими устройствами 1 (краны, задвижки). Расстояние от входного крана до регулятора должно быть не менее $5D$ трубы, а расстояние от регулятора до выходного крана – $10D$ трубы. Давление, заданное в регуляторе 6, поддерживается редуктором 3. Давление после редуктора контролируется манометром 4, а выходное давление манометром 5. На рисунке 5.2 представлена схема установки регулятора РД. Так же большое распространение на ГРС получают прямоточные регуляторы типа РДПР-3, возможно использование регуляторов давления РДУК-2 и др.[15].

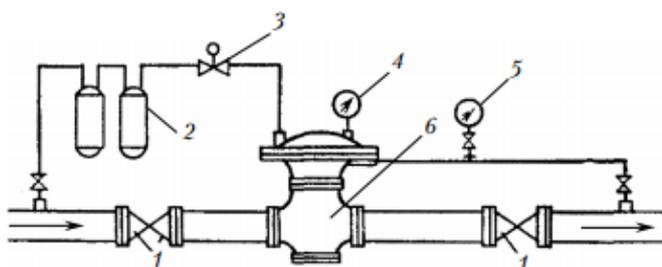


Рисунок 5.2 – Схема установки регулятора давления типа РД

1 – отключающие краны/ задвижки; 2 – осушитель; 3 – редуктор; 4,5 – манометр; 6 – регулятор

6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ

Согласно ГОСТ Р 54983 – 2012 [19] при технической эксплуатации сетей газораспределения должны выполняться следующие виды работ:

-ввод в эксплуатацию законченных строительством газопроводов, пунктов редуцирования газа, средств электрохимической защиты от коррозии стальных подземных газопроводов (средств ЭХЗ), средств автоматизированной системы управления технологическим процессом (средств АСУ ТП);

-мониторинг технического состояния газопроводов и пунктов редуцирования газа, включая проверку состояния охранных зон, технический осмотр, техническое обследование, оценку технического состояния, техническое диагностирование;

-техническое обслуживание газопроводов, пунктов редуцирования газа, средств ЭХЗ и АСУ ТП;

-текущий и капитальный ремонты газопроводов, пунктов редуцирования газа, средств ЭХЗ и АСУ ТП;

-проверка наличия и удаление конденсата из конденсатосборников и гидрозатворов;

-контроль интенсивности запаха газа в конечных точках сети газораспределения;

-контроль давления газа в сети газораспределения;

-контроль и управление режимами сетей газораспределения;

-аварийно-диспетчерское обслуживание объектов сетей газораспределения;

-утилизация (ликвидация) и консервация газопроводов и пунктов редуцирования газа при выводе их из эксплуатации.

					Эксплуатация систем газораспределения и газопотребления, как элементов Единой системы газоснабжения			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Полякова Т.Г			Эксплуатация систем газораспределения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Шадрина А.В.					56	117
<i>Консульт.</i>						ТПУ, группа 2Б5А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

6.1 Наружные газопроводы и сооружения

Природные газы, подаваемые потребителям должны соответствовать установленным требованиям. Интенсивность запаха газа должна обеспечиваться газотранспортной организацией в конечных точках газораспределительной сети в пределах 3 – 4 баллов.

Контроль давления газа в газопроводах поселений должен осуществляться не реже 1 раза в 12 месяцев в часы максимального потребления газа в точках наиболее уязвимых по режиму газоснабжения.

Проверка наличия конденсата и влаги и их удаление проводится с периодичностью, исключающей образование заупорок.

Установленная запорная арматура и компенсаторы должны подвергаться ежегодному техническому обслуживанию и ремонту, если он необходим. Сведения о проведении технического обслуживания должны быть отражены в специальном журнале, а о ремонте или замене оборудования в паспорте трубопровода.

Наружные газопроводы должны подвергаться периодическим обходам, приборному обследованию, диагностике технического состояния, текущим и капитальным ремонтам с периодичностью, установленной в ПБ 12-529-03.

При обходе *надземных газопроводов* должны выявляться: возможные утечки газа, перемещения газопровода за пределы опор, наличие вибрации, просадки, прогиба, сплющивания трубопровода, состояние различных устройств (например, отключающих, ЭХЗ) и фланцевых соединений, сохранность окраски газопровода. Периодичность обхода должна быть не реже 1 раза в 3 месяца.

При обходе *подземных газопроводов* должны выявляться: утечка газа по внешним признакам и приборам (отбор проб, их анализ) на присутствие газа в колодцах подземных сооружений, контрольных трубках, подвалах зданий, коллекторах, подземных переходах, расположенных на расстоянии до 15 метров по обе стороны от газопровода; уточняются сохранность настенных

					Эксплуатация систем газораспределения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

указателей, устройств ЭХЗ; очищаться крышки газовых колодцев от снега и загрязнений; выявляться эрозии грунта и др. Периодичность обхода трасс подземных газопроводов устанавливается в зависимости от их технического состояния, эффективности установок ЭХЗ, давления в трубопроводе, состояния грунта, сейсмичности района и других факторов. Периодичность обхода трасс подземных газопроводов в зависимости от места прохождения трассы указана в приложении 1 ПБ 12-529-03.

Наружные газопроводы подвергаются периодическому приборному обследованию, включающему: выявление мест повреждений изоляционного покрытия, утечек газа - для стальных газопроводов, выявление мест утечек газа - для полиэтиленовых. Периодическое приборное обследование технического состояния наружных газопроводов для определения мест повреждения изоляционных покрытий и наличия утечек газа должно проводиться не реже:

- одного раза в 5 лет - для наземных в обваловании и подземных, в том числе переходов через несудоходные водные преграды для стальных газопроводов, кроме смонтированных методом направленного бурения.
- одного раза в 3 года - для переходов газопроводов через судоходные водные преграды, кроме смонтированных методом направленного бурения.

Периодичность обследования подземных газопроводов на переходах через водные преграды, выполненные из полиэтилена методом направленного бурения, устанавливается эксплуатационной организацией.

Газопроводы, требующие капитального ремонта или включенные в план на замену (перекладку), должны подвергаться приборному техническому обследованию не реже одного раза в год.

Внеочередные приборные технические обследования стальных газопроводов должны проводиться при обнаружении разрыва сварных стыков, сквозных коррозионных повреждений, а также при перерывах в работе электрозащитных установок в течение года:

- более 1 мес - в зонах опасного действия блуждающих токов;

					Эксплуатация систем газораспределения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

– более 6 мес - в остальных случаях, если защита газопровода не обеспечена другими установками.

Наличие коррозии и значение параметров изоляционного покрытия, характеризующих его защитные свойства, должны определяться во всех шурфах, отрываемых в процессе эксплуатации газопровода или смежных с ним сооружений.

Проверка сварных стыков на вскрытых участках газопроводов неразрушающими методами должна проводиться в случае, если ранее на газопроводе были обнаружены их повреждения (разрывы).

В местах выявленных повреждений изоляционного покрытия, а также на участках, где использование приборов затруднено промышленными помехами, должны быть отрыты контрольные шурфы длиной не менее 1,5 м для визуального обследования.

Количество шурфов в зонах промышленных помех должно составлять не менее одного на каждые 500 м распределительных газопроводов и на каждые 200 м газопроводов-вводов.

Бурение скважин в целях проверки герметичности (плотности) подземного газопровода или для обнаружения мест утечек газа должно производиться на расстоянии не менее 0,5 м от стенки газопровода через каждые 2 м глубиной не менее глубины промерзания грунта в зимнее время, в остальное время на глубину укладки трубы.

Применение открытого огня для определения наличия газа в скважинах допускается не ближе 5 м от зданий и сооружений (колодцев) вдоль трасс газопроводов давлением до 0,3 МПа.

Если газ в скважине не воспламеняется, проверка его наличия проводится приборами.

При использовании высокочувствительных приборов (газоискателей) с чувствительностью не ниже 0,001% по объему для определения наличия газа глубина скважин может быть ограничена толщиной дорожного покрытия с целью их закладки вдоль оси газопровода.

					Эксплуатация систем газораспределения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Обследование подводных переходов газопроводов через судоходные водные преграды должно выполняться организацией, имеющей соответствующее оборудование и снаряжение.

Обследование подводных переходов газопроводов через несудоходные водные преграды может выполняться эксплуатационной организацией по производственной инструкции (методике), утвержденной в установленном порядке.

Дефекты изоляционных покрытий, выявленные на газопроводах, расположенных в зонах опасного влияния блуждающих токов и на расстоянии менее 15 м от административных, общественных, бытовых и жилых зданий, должны устраняться в течение 1 месяца, в остальных случаях - не позднее чем через 3 месяца после их обнаружения..

6.2 Техническое диагностирование газопроводов

Техническое диагностирование осуществляется в целях определения технического состояния газопровода и установления ресурса его дальнейшей эксплуатации на основании проведенной экспертизы.

Диагностирование должно проводиться по истечении 40 лет для стальных наземных в обваловании, подземных, а также 50 лет для полиэтиленовых газопроводов после ввода их в эксплуатацию.

Досрочное диагностирование газопроводов назначается в случаях аварий, вызванных коррозионными разрушениями стальных газопроводов, потерей прочности (разрывом) сварных стыков, а также в случае строительства стальных газопроводов свыше нормативного срока в грунтах высокой коррозионной агрессивности без электрохимической защиты.

Планы-графики диагностирования газопроводов составляются за 6 месяцев до истечения нормативного срока их эксплуатации и согласовываются с территориальным органом Госгортехнадзора России.

					Эксплуатация систем газораспределения	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Порядок диагностирования стальных и полиэтиленовых газопроводов, а также газового оборудования должен устанавливаться нормативными документами, утверждаемыми Госгортехнадзором России.

Участки стальных газопроводов, проложенные под магистральными железными дорогами, автомобильными дорогами I и II категории, под проезжей частью улиц с интенсивным движением транспорта, через судоходные водные преграды, должны исследоваться с применением метода акустической эмиссии или иными неразрушающими методами.

При диагностировании стальных газопроводов следует руководствоваться Инструкцией по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов (РД 12-411-01), утвержденной постановлением Госгортехнадзора России от 09.07.2001 N 28, не нуждается в государственной регистрации (письмо Минюста России от 19.07.2001 N 07/7289-ЮД).

По результатам диагностирования составляется заключение экспертизы, содержащее ресурс безопасной эксплуатации газопровода и мероприятия по ремонту или его замене.

6.3 Газорегуляторные пункты

Режим работы ГРП, в том числе блочных (ГРПБ), шкафных газорегуляторных пунктов (ШРП) и газорегуляторных установок (ГРУ), должен устанавливаться в соответствии с проектом.

Параметры настройки регуляторов в ГРП городов и населенных пунктов для бытовых потребителей должны исходить из максимального давления на выходе до 0,003 МПа.

Предохранительные сбросные клапаны, в том числе встроенные в регуляторы давления, должны обеспечить сброс газа при превышении номинального рабочего давления после регулятора не более чем на 15%; верхний предел срабатывания предохранительно-запорных клапанов (ПЗК) не

должен превышать номинальное рабочее давление газа после регулятора более чем на 25%.

Колебания давления газа на выходе из ГРП допускается в пределах 10% рабочего давления. Неисправности регуляторов, вызывающие повышение или понижение рабочего давления, неполадки в работе предохранительных клапанов, а также утечки газа, должны устраняться в аварийном порядке.

Включение в работу регулятора давления в случае прекращения подачи газа должно производиться после выявления причины срабатывания предохранительного запорного клапана (ПЗК) и принятия мер по устранению неисправности.

При эксплуатации ГРП с номинальной пропускной способностью регулятора свыше $50 \text{ м}^3/\text{ч}$ должны выполняться следующие работы, если изготовителем не исключены отдельные виды работ или предусмотрена большая периодичность их проведения:

- осмотр технического состояния (обход) в сроки, устанавливаемые производственной инструкцией;
- проверка параметров срабатывания предохранительных запорных и сбросных клапанов - не реже одного раза в 3 месяца, а также по окончании ремонта оборудования;
- техническое обслуживание - не реже одного раза в 6 месяцев;
- текущий ремонт - не реже одного раза в 12 месяцев;
- капитальный ремонт - при замене оборудования, средств измерений, ремонте отдельных элементов здания, систем отопления, вентиляции, освещения - на основании дефектных ведомостей, составленных по результатам технических осмотров и текущих ремонтов.

Осмотр технического состояния и текущий ремонт ГРП с пропускной способностью регулятора свыше $50 \text{ м}^3/\text{ч}$ должен проводиться по графикам в сроки, обеспечивающие безопасность и надежность эксплуатации, утвержденным техническим руководителем эксплуатирующей организации.

					Эксплуатация систем газораспределения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

7. ГАЗОПОТРЕБЛЯЮЩИЕ СИСТЕМЫ

Система газопотребления – имущественный производственный и технологический комплекс, состоящий из организационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для транспортировки и использования газа в качестве топлива или сырья.

Сеть газопотребления – единый производственно-технологический комплекс, включающий в себя наружные и внутренние газопроводы, сооружения, технические и технологические устройства, газоиспользующее оборудование, размещенный на одной производственной площадке и предназначенный для транспортировки природного газа от отключающего устройства, расположенного на границе сети газораспределения и сети газопотребления, до отключающего устройства перед газоиспользующим оборудованием (Согласно Техническому регламенту №870 о безопасности сетей газораспределения и газопотребления от 29.10.2010 [20]).

Для того чтобы подвести газ непосредственно к газовой плите, используют внутренние газопроводы — это газопроводы, проложенные от наружной конструкции здания до места подключения расположенного внутри зданий газоиспользующего оборудования.

Внутридомовое газовое оборудование (ВДГО) — это все газоиспользующее оборудование, которое находится в жилом доме. Это газовые плиты, варочные панели, духовки, водонагреватели, отопительные котлы, приборы учета газа и газопроводы многоквартирного или жилого дома. Проверка газового оборудования обязательно проводится один раз в год.

Согласно ГОСТ Р 54961-2012 Системы газораспределительные. Сети газопотребления [21] при техническом обслуживании внутренних газопроводов из стальных, медных и металлополимерных труб должны выполняться

					Эксплуатация систем газораспределения и газопотребления, как элементов Единой системы газоснабжения			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Полякова Т.Г			<i>Газопотребляющие системы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Шадрин А.В.					63	117
<i>Консульт.</i>						ТПУ, группа 2Б5А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

следующие виды работ:

- проверка соответствия прокладки газопроводов проектной документации;
- проверка свободного доступа к открыто проложенным газопроводам;
- проверка состояния труб и креплений газопроводов (медных и металлополимерных) на участках открытой прокладки;
- проверка наличия и состояния защитных футляров газопроводов и противопожарных переборок (для газопроводов из металлополимерных труб) в местах их прокладки через внутренние строительные конструкции здания;
- проверка прибором или пенообразующим раствором герметичности разъемных соединений технических устройств, установленных на газопроводах, а также мест присоединений к газопроводам газоиспользующего оборудования, устранение утечек газа;
- проверка состояния гибких рукавов, используемых для присоединения газоиспользующего оборудования к газопроводу сети газораспределения, а также их соответствия области применения;
- проверка и восстановление работоспособности запорной арматуры на газопроводе;
- проверка целостности установленных на газопроводе приборов учета газа, термклапанов и средств технологического контроля загазованности помещений.

					<i>Газопотребляющие системы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64

8. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

Расчет кольцевой сети низкого давления

Рассчитать кольцевой газопровод низкого давления, показанный на рисунке 8.1. Плотность населения 550 чел/га. Удельный расход газа $q_0 = 0,09$ м³/ч·чел. Сосредоточенных нагрузок нет. Длина сторон колец и площади застройки жилых кварталов приведены на рисунке 8.1. Для газоснабжения используется природный газ. Расчетный перепад давления в сети принят равным $\Delta p_c = 100$ мм вод. ст.

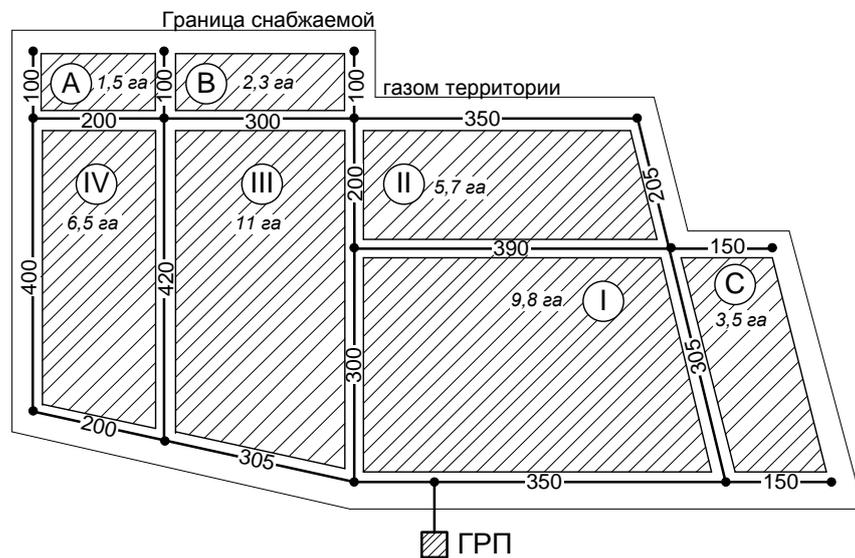


Рисунок 8.1 – Схема кольцевого газопровода низкого давления

1. Расчет начинаем с определения удельных путевых расходов для всех участков сети, для чего:
 - а) разбиваем всю газоснабжаемую территорию на зоны, которые питаются от определенных контуров;
 - б) рассчитываем максимальные часовые расходы газа для каждой такой зоны, перемножая площадь зоны, плотность населения и удельный расход газа

					Эксплуатация систем газораспределения и газопотребления, как элементов Единой системы газоснабжения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Полякова Т.Г.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					65	117
Консульт.						ТПУ, группа 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

на одного человека;

в) подсчитываем суммарную длину питающего контура;

г) определяем удельные расходы для всех контуров, деля максимальные часовые расходы газа зонами на суммарную длину питающих контуров. Все расчеты сводим в таблицу 2.

Таблица 2 – Удельные путевые расходы для всех питающих контуров сети

Газоснабжаемые зоны				длина питающего контура, м	удельный путевой расход, м ³ /ч·м
№	размер, га	количество населения	расход газа, м ³ /ч		
1	2	3	4	5	6
I	9,8	5390	485	1445	0,336
II	5,7	3140	283	1145	0,247
III	11	6060	540	1525	0,353
IV	6,5	3550	318	1225	0,258
A	1,5	830	75	40	0,187
B	2,3	1270	114	500	0,228
C	3,5	1930	174	605	0,288

2. Составляем расчетную схему (рисунок 8.2) и определяем расчетные расходы газа для всех участков сети. Все расчеты сводим в таблицу 3. Порядок принимаем следующий:

а) разбиваем сеть на участки. При большой длине газопровода между точками пересечений с другими газопроводами разбиваем его на два участка. Это позволит более полно использовать расчетный перепад давления и тем самым сократить расход металла на сеть;

б) назначаем концевые точки в местах, наиболее удаленных от точки питания сети. Направление движения газа выбираем таким, чтобы он подавался потребителям кратчайшим путем и всегда двигался от точки питания, не возвращаясь обратно.

в) вычисляем путевые расходы для всех участков сети;

Путевой расход газа Q_n , м³/ч – это количество газа, которое поступает к потребителям по длине рассматриваемого участка. Путевой расход включает все ответвления и мелких потребителей. Определяется из условий, что все потребители газа на территории распределены равномерно, а их интенсивность определяется плотностью населения.

Следовательно, путевой расход каждого участка кольцевой сети пропорционален его длине:

$$Q_n = q_l \cdot l, \quad (1)$$

где q_l – удельный путевой расход газа, l – длина участка

Так как система газоснабжения имеет высокую стоимость, большую металлоемкость, то максимально часовые (расчетные) расходы газа должны быть тщательно обусловлены. Расчетный часовой расход газа $Q_{расч}$ м³/ч состоит из транзитного $Q_{тр}$ и эквивалентного $Q_{экв}$ расходов.

Транзитный расход – это расход, который проходит через данный участок для обеспечения работы последующих участков и для данного участка является постоянной величиной.

Эквивалентный расход составляет часть путевого расхода газа $Q_{пут}$ и определяется по формуле:

$$Q_{экв} = 0,55 \cdot Q_{пут}. \quad (2)$$

Следовательно, расчетный часовой расход газа определяется по следующей формуле:

$$Q_p = Q_m + \alpha Q_n, \quad (3)$$

где Q_p , Q_m , Q_n – соответственно расчетный, транзитный и путевой расходы газа на участке, м³/ч;

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

α – коэффициент, зависящий от соотношения между путевым и транзитным расходами и числа мелких потребителей, составляющих путевую нагрузку, принимаем равным $\alpha = 0,55$

г) рассчитываем транзитные расходы. Транзитный расход представляется в общем случае как сумма путевых расходов тех участков, которые располагаются за рассматриваемым по ходу движения газа. Расчет ведем от концевых точек против движения газа к точке питания сети. Если газ доставляется в узел по двум газопроводам, то делим транзитный расход газа между ними примерно пополам. Транзитный расход, передаваемый на параллельный участок, записываем в примечании таблицы 3.

д) определяем расчетные расходы. Участки в таблице записываем в той последовательности, в которой определяем расчетные расходы.

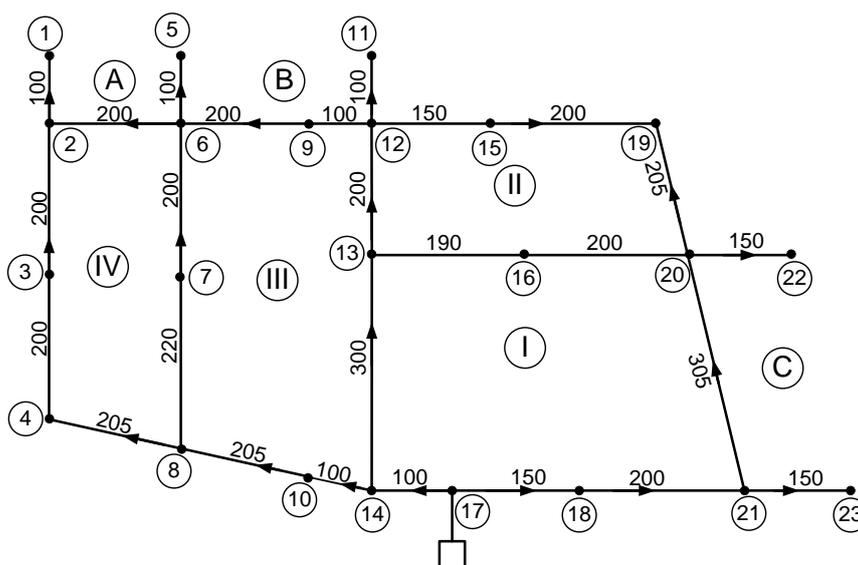


Рисунок 8.2 – Расчетная схема

Таблица 3 – Определение расчетных расходов газа для участков сети

№ участков	Длина участка, м	Удельный путевой расход газа, м ³ /ч.м	Расходы в м ³ /ч				
			Q_n	$0,55Q_n$	Q_T	Q_P	Примечание
1-2	100	0,187	19	10	-	10	
2-3	200	0,258	52	29	10	39	9 на 2-6
3-4	200	0,258	52	29	62	91	
4-8	205	0,258	53	29	114	143	

2-6	200	$0,258+0,187=$ $=0,445$	89	49	9	58	
5-6	100	$0,187+0,228=$ $=0,415$	42	23	-	23	
6-7	200	$0,258+0,353=$ $=0,611$	122	67	70	137	70 на 6-9
7-8	220	0,611	134	74	192	266	
8-10	205	0,353	73	40	493	533	
10-14	100	0,353	35	19	566	585	
6-9	200	$0,353+0,228=$ $=0,581$	116	64	70	134	
9-12	100	0,581	58	32	186	218	
19-15	200	0,247	49	27	-	27	
15-12	150	0,247	37	20	49	69	
11-12	100	0,228	23	13	-	13	
12-13	200	$0,353+0,247=$ $=0,6$	120	66	353	419	
19-20	205	0,247	51	28	-	28	
22-20	150	0,288	43	24	-	24	
20-16	200	$0,247+0,336=$ $=0,583$	117	64	47	111	47 на 20-21
16-13	190	0,583	111	61	164	225	
13-14	300	$0,353+0,336=$ $=0,689$	206	113	748	861	
14-17	100	0,336	34	19	1555	1574	
20-21	305	$0,336+0,288=$ $=0,624$	190	104	47	151	
23-21	150	0,288	43	24	-	24	
21-18	200	0,336	67	37	280	317	
18-17	150	0,336	51	28	347	375	
Итого	-	-	1987	1093	-	-	-

Проверяем правильность определения транзитных расходов. Количество газа, поступающего из регуляторной станции, равно

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						69
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

участок 17-18	51+347=398
участок 17-14	34+1555=1589
итого	1987

Полученная величина практически совпадает с расходом газа на всю газоснабжаемую территорию 1988 м³/ч.

3. Производим предварительный расчет, т.е. подбираем диаметры для всех участков, исходя из средних гидравлических уклонов. Потери на местные сопротивления принимаем в 10% линейных, а $P_c=1000$ Па, тогда допустимые потери давления на трение составят:

$$\Delta P_{\text{т}} = \frac{1000}{1,1} = 910, \text{ Па.}$$

Диаметры подбираем по номограммам для природного газа (рисунок 8.3).

Вычисляем среднюю удельную потерю давления (гидравлический уклон) для главных направлений движения газа от точки питания до конечных точек. По полученным значениям $\frac{\Delta P}{l}$ подбираем диаметры. В рассматриваемом примере за главное направление для колец I и II можно принять путь движения газа от точки 17 до конечной точки 19 по 17-14-13-16-20-19. Общая длина главного направления 100+300+190+200+205=995 м. Средний гидравлический уклон

$$\frac{\Delta P_{\text{т}}}{l} = \frac{910}{995} = 0,9 \frac{\text{Па}}{\text{м}}.$$

Для колец III и IV главное направление будет 17-14-13-12-9-6-2-1. Общая длина его 1200 м, а средний гидравлический уклон 0,76 Па/м.

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

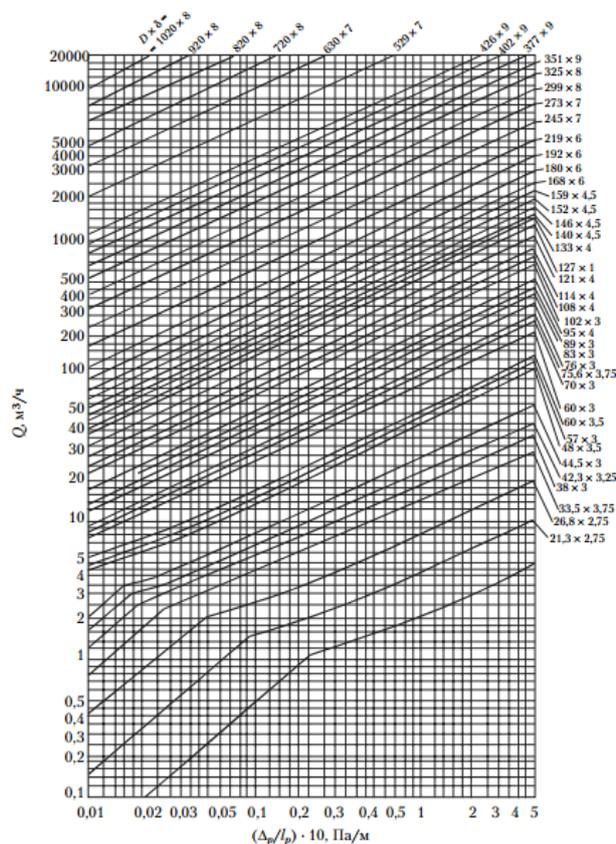


Рисунок 8.3 – Номограмма для определения удельных потерь давления в газопроводах низкого давления (природный газ $\rho = 0,73 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$ при 0°C и $101,3 \text{ кПа}$)

$$10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}} \text{ при } 0^\circ\text{C} \text{ и } 101,3 \text{ кПа}$$

Все расчеты сводим в таблицу 4. Ошибку δ в кольцах определяем по формуле

$$\delta = \frac{\sum \Delta P}{0,5 \sum |\Delta P|} 100\% \quad (4)$$

В большинстве случаев ошибку в кольцах допускают до 10 %. Поэтому увязывать будем те кольца, у которых ошибка превосходит 10%.

После предварительного распределения расходов и подбора диаметров ошибка более 10% оказалась в кольцах III и IV, которые следует увязывать.

4. Производим увязку III и IV колец. Сначала определяем поправочные расходы $\Delta Q'$.

$$\Delta Q'_{III} = -\frac{\sum_{III} \Delta P}{1,75 \sum_{III} \frac{\Delta P}{Q_P}} = \frac{192}{1,75 \cdot 4,904} = 22,4.$$

величины $\frac{\Delta P}{Q_P}$ берем из графы 9 таблицы 4.

$$\Delta Q'_{IV} = \frac{42}{1,75 \cdot 9,329} = -2,7.$$

Вычисляем поправочные расходы, учитывающие невязки в соседних кольцах, по формуле

$$\Delta Q''_{III} = \frac{\Delta Q'_{IV} \left[\left(\frac{\Delta P}{Q_P} \right)_{8-7} + \left(\frac{\Delta P}{Q_P} \right)_{7-6} \right] + \Delta Q'_I \left(\frac{\Delta P}{Q_P} \right)_{14-13} + \Delta Q'_{II} \left(\frac{\Delta P}{Q_P} \right)_{13-12}}{\sum_{III} \frac{\Delta P}{Q_P}} =$$

$$= \frac{-2,7(0,489 + 1,095)}{4,904} = 0,9$$

$$\Delta Q''_{IV} = \frac{22,4(0,489 + 1,095)}{9,329} = 3,8$$

Для I и II колец принимаем

$$\Delta Q'_I = 0 \text{ и } \Delta Q'_{II} = 0$$

Поправочные расходы ΔQ определяем по формуле

$$\Delta Q_{III} = \Delta Q'_{III} + \Delta Q''_{III} = 22,4 + 0,9 = 23,3$$

$$\Delta Q_{IV} = \Delta Q'_{IV} + \Delta Q''_{IV} = -2,7 + 3,8 = 1,1.$$

Ввиду малого значения ΔQ_{IV} поправочного расхода в кольцо IV не вводим. Производим расчет окончательного распределения расходов, данные расчета записываем в правой части расходов, таблица 4.

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

В результате введения поправочного расхода в кольцо III ошибка в кольцах III и IV стала меньше на 10%. Ошибка в кольцах I и II возросла, но тоже не превосходит 10%. При опасении, что после введения поправочного расхода в кольцо III в кольцах I и II ошибка станет больше 10%, следовало бы рассчитать поправочные расходы и для колец I и II.

Если после введения поправочных расходов увязку колец произвести не удалось, нужно вычислить новые поправочные расходы и произвести увязку еще раз.

Таблица 4 – Гидравлический расчет кольцевой сети низкого давления

	Участки			Предварительное распределение расходов					Поправочные расходы ΔQ , м ³ /ч	Окончательное распределение расходов				
	№	номер соседнего кольца	l, м	Q_p , м ³ /ч	$d_n \times S$, мм	/м $\Delta P/l$ Па	ΔP , Па.	$\Delta P/Q_p$		$\Delta Q_{уч}$, м ³ /ч	Q_p , м ³ /ч	/м $\Delta P/l$, Па.	ΔP , Па.	1,1 ΔP , Па.
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	17-14	-	100	1574	299×8	1,18	118	0,075		-	-	-	118	130
	14-12	III	300	861	245×7	1,06	318	0,369		23	884	1,01	303	334
	13-16	II	190	225	152×4,5	0,96	182	0,81		-	-	-	182	200
I	16-20	II	200	111	121×4	0,83	92	0,83	0	-	-	-	92	101
	17-18	-	150	-375	180×6	-1,1	-165	0,44		-	-	-	-165	182
	18-21	-	200	-317	168×6	-1,16	-232	0,732		-	-	-	-232	256
	21-20	-	305	-151	127×3	-1,05	-320	2,12		-	-	-	-320	352
	-	-	-	ошибка $-\frac{7 \cdot 100}{0,5 \cdot 1427} = -1\%$			-7	5,376		ошибка -3,1%			-22	-
	13-12	III	200	419	194×6	0,92	184	0,44		-23	396	0,82	164	180
	12-15	-	150	69	102×2	0,78	117	1,66		-	-	-	117	129
	15-19	-	200	27	70×3	1,04	208	7,7		-	-	-	208	229
II	13-16	I	190	-225	152×4,5	-0,96	-182	0,81	0	-	-	-	-182	200
	16-20	I	200	-111	121×4,5	-0,83	-92	0,83		-	-	-	-92	101
	20-19	-	205	-28	70×3	-1,11	-228	8,14		-	-	-	-228	251
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

б. Проверяем степень использования расчетного перепада в сети по главным направлениям. Перепад давления по направлению 17-14-13-12-9-6-2-1 равен $945+57=1002$ Па. Перепад давления на направлении 17-14-13-16-20-19 составляет $130+334+200+101+251=1016$ Па. Результаты удовлетворительные, пересчета не производим.

Таблица 5 – Гидравлический расчет тупиковых газопроводов

№ участков	L	Q_p	Располагаемые		$D_n \times S$	$\frac{\Delta P}{l}$	ΔP	$1,1\Delta P$
			ΔP	$\frac{\Delta P}{l}$				
2-1	100	10	56	0,56	57×3	0,52	52	57
6-5	100	23	181	1,81	60×3	1,77	177	195
12-11	100	13	357	3,57	57×3	0,84	84	92
20-22	150	24	251	1,67	70×3	0,84	126	139
21-23	150	24	603	4	57×3	2,53	380	418

Подбор оборудования ГРП

Подобрать оборудование и контрольно-измерительные приборы для сетевого газорегуляторного пункта производительностью, рассчитанной выше и равной $Q=1987$ м³/ч, (при нормальных условиях) и избыточном давлении газа на входе 80 кПа. Давление на выходе низкое — 3 кПа. Газ природный.

Выбор регулятора давления

Потери в газопроводе, пробковых кранах, предохранительном запорном клапане и фильтре предварительно оценим в 7 кПа. В этом случае перепад давления на клапане будет равен: $80-7-3 = 70$ кПа, тогда определяем режим истечения газа через седло регулятора. Если $\frac{\Delta P}{P_1} > 0,5$, то истечение газа через седло регулятора сверхкритическое, если $\frac{\Delta P}{P_1} = 0,5$ – критическое, $\frac{\Delta P}{P_1} < 0,5$ – докритическое.

$$\frac{\Delta p}{p_1} = \frac{70}{180} = 0,39 < 0,5.$$

$$P_1 = 1 \text{ атм.} + 80000 \text{ Па} = 180 \text{ кПа}$$

Следовательно, условия течения газа через клапан регулятора давления докритические.

Найдем коэффициент пропускной способности. Под таким коэффициентом понимается количество воды м³/с при ρ=1000 кг/м³, проходящее через клапан при перепаде давления в нем 0,0981 МПа.

$$k_v = \frac{Q_0}{5260 \cdot \varepsilon \cdot \sqrt{\frac{p_1 \cdot \Delta p}{p_0 \cdot T_1 Z_1}}}$$

$$k_v = \frac{1987}{5260 \cdot 0,82 \cdot \sqrt{\frac{0,18 \cdot 0,07}{0,73 \cdot 273 \cdot 1}}} = 58$$

где ρ₀ – плотность газа при нормальных условиях (t = 0°C, P_{атм} = 0,1033 МПа), ρ₀ = 0,73 кг/м³; T₁ – абсолютная температура газа; Z₁ – коэффициент, учитывающий отклонение свойств реального газа от свойств идеального (при P₁ ≤ 1,2 МПа равен 1)

Коэффициент ε, учитывающий изменение плотности газа при движении через регулирующий орган, находится по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,46 \cdot \frac{\Delta P}{P_1} = 1 - 0,46 \cdot 0,39 = 0,82$$

Исходя из значения коэффициента пропускной способности, выбирается тип регулятора с коэффициентом, ближайшим большим, чем получен по расчету. Из паспортных данных известно, что для регулятора РД-80-64 k_v=66 (рисунок 8.4).

Коэффициент пропускной способности k _v регуляторов давления			
Тип регулятора	Коэффициент k _v	Тип регулятора	Коэффициент k _v
РД-20-5	0,52	РД-50М-15	5,8
РД-25-6,5	0,9	РД-50М-11	3,3
РД-32-5	0,52	РД-50М-8	1,7
РД-32-6,5	0,9	РДУК-2-50/35	27
РД-32-9,5	1,9	РДУК-2-100/50	38
РД-50-13	3,7	РДУК-2-100-70	108
РД-50-19	7,9	РДУК-2-200/105	200
РД-50-25	13,7	РДУК-2-200/140	300
РД-32-М-10	1,4	РД-50-64	22
Р-32М-6	0,8	РД-80-64	66
РД-32М-4	0,52	РД-100-64	110
РД-50М-25	11	РД-150-64	314
РД-50М-20	9	РД-200-64	424

Рисунок 8.4 – Значения коэффициентов пропускной способности основных типов регуляторов

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

Этот регулятор и принимаем. Определяем запас его пропускной способности. Расчетную пропускную способность рекомендуется принимать на 15–20% больше оптимального расхода газа.

$$V_p = 5260 \cdot k_v \cdot \varepsilon \sqrt{\frac{\Delta P \cdot P_1}{\rho_0 \cdot T_1 \cdot Z_1}} = 5260 \cdot 66 \cdot 0,82 \cdot \sqrt{\frac{0,07 \cdot 0,18}{0,73 \cdot 273 \cdot 1}} = 2264 \text{ м}^3/\text{ч}$$

т.е. пропускная способность регулятора больше необходимой расчетной величины примерно на 15 %, что удовлетворяет требованиям СНиП 2.04.08-87.

Выбор предохранительного запорного клапана

Предохранительный запорный клапан (ПЗК) – полуавтоматическое устройство, прекращающее подачу газа при повышении или понижении давления после регулятора сверх заданного. Выбор ПЗК определяется из максимального входного и выходного давления газа из регулятора, а также диаметра входного патрубка в регулятор. Если после ГРП поддерживается низкое давление газа, то применяется ПЗК типа ПКН (низкого контролируемого давления), если же после ГРП поддерживается среднее давление газа, то устанавливается ПЗК типа ПКВ (высокого контролируемого давления).

В зависимости от типа регулятора давления определяются габариты и тип предохранительного запорного клапана. Обычно клапаны имеют диаметры 50, 100 и 200 мм рассчитаны на максимальное давление в корпусе, равное 1,2 МПа.

Выше мы определили тип регулятора РД-80-64. Такой регулятор имеет диаметр 80 мм. Давление после ГРП снижается. Значит, ПЗК будет ПКН–80.

Выбор предохранительного сбросного клапана

Предохранительный сбросной клапан (ПСК) необходим для предотвращения повышения давления газа путем сброса его излишков из газопровода в атмосферу после прохождения регулятора давления. ПСК выбирается, исходя из пропускной способности регулятора давления.

Так как в нашей расчетной схеме (рисунок 7.6) предохранительный запорный клапан (ПЗК) установлен перед регулятором давления, то количество газа, которое может быть сброшено через ПСК, может быть найдено по формуле:

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						77
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$V = 0,0005 \cdot V_p$$

где V — количество газа, подлежащее сбросу ПСК в течение часа при $t = 0 \text{ }^\circ\text{C}$ и $P = 0,10132 \text{ МПа}$, $\text{м}^3/\text{ч}$; V_p — расчетная пропускная способность регулятора давления при $t = 0 \text{ }^\circ\text{C}$ и $P = 0,10132 \text{ МПа}$, $\text{м}^3/\text{ч}$;

Из расчетов выше $V_p = 2264 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$, следовательно

$$V = 0,0005 \cdot 2264 = 1,132 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Получается, что количество газа, подлежащее сбросу ПСК в течение часа равно $1,132 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$.

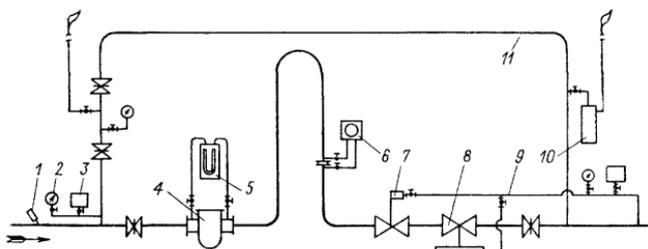


Рисунок 7.6 – Расчетная схема ГРП

1- термометр, манометры: 2- показывающий, 3-регистрирующий, 5- жидкостный (для фильтра), 4-фильтр, 6-узел замера расхода газа , 7-предохранительно запорный клапан, 8-регулятор давления, 9- импульсный газопровод выходного давления, 10- гидравлическое сбросное устройство, 11- обводной газопровод (байпас)

Пропускная способность сбросного клапана определяется по паспортным данным изготовителя. Обычно ПСК выпускают на условные диаметры 25 и 50 мм (например, ПСК-50).

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

9. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

В условиях жесткой конкуренции производители товаров и услуг для идентификации целевых рынков и завоевания доверия потребителей предприятия обращаются к целевому маркетингу. Используя приемы целевого маркетинга, продавец выявляет основные сегменты рынка, выбирает один или несколько и только тогда, ориентируясь на конкретный сегмент, разрабатывает конкретный продукт и комплекс маркетинговых воздействий.

9.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Единая система газоснабжения – уникальный технологический комплекс, который включает в себя объекты добычи, переработки, транспортировки, хранения и распределения газа. Такая система обеспечивает непрерывную поставку газа от скважины до потребителей.

В нашей стране программа газификации субъектов РФ осуществляется ПАО «Газпром» с 2001 года. Именно данной компанией осуществляется разработка проектов по газификации определенной территории, строительство сетей газораспределения и газопотребления на выбранной территории, а также контроль над эксплуатацией данных сетей. Вероятность выхода на рынок новой самостоятельной организации, претендующей на место уже существующего звена в цепи газового снабжения, сводится к минимуму, так как получить доступ к магистральным газопроводам можно только после согласия Газпром газораспределения (ГПГР), основной задачей которого является полный контроль над газораспределительной системой.

					<i>Эксплуатация систем газораспределения и газопотребления, как элементов Единой системы газоснабжения</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Полякова Т.Г			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Шадрина А.В.					79	117
<i>Консульт.</i>						ТПУ, группа 2Б5А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

Одним из составляющих системы газоснабжения является газораспределительный пункт (ГРП) и сама сеть газораспределения, которые и будет являться *продуктом*. *Целевым рынком* будут являться газовые компании, в нашей стране таковое ПАО «Газпром».

Критериями сегментирования рынка будут являться развитость региона, в котором непосредственно проектируется сеть газопроводов с ГРП, и сам процесс проектирования, состоящий из расчета пропускной способности ГРП, подбора оборудования ГРП, моделирования сети и анализа работы (рисунок 1).

		Этапы работ при проектировании		
		Расчет пропускной способности ГРП	Подбор оборудования ГРП	Моделирование схемы газораспределения и анализ работы ГРП
Развитость региона	С развитой системой газопроводов и подключенные к Единой системе газоснабжения			
	С местной системой газоснабжения			
	С автономной газификацией			

	– крупные города		– ПГТ
--	------------------	--	-------

Рисунок 1 – Карта сегментирования рынка услуг по проектированию ГРП

В проектах по газификации крупных городов и поселков городского типа проектирование сетей газораспределения и установка ГРП занимает важное место. В зависимости от количества населения для каждого газорегуляторного пункта рассчитывается определенная пропускная способность. На основе расчетов выбирается комплектация ГРП, а уже потом строится модель сети газораспределения с ГРП.

При газификации удаленных небольших поселков используется автономная газификация (использование баллонов, газгольдеров), поэтому нет необходимости в разработке сети и установке ГРП.

9.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, так как рынки пребывают в постоянном движении.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты (таблица 1).

Таблица 1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентно-способность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _б	К _ф	К _{к1}	К _б
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1.Срок службы	0,13	3	2	2	0,39	0,26	0,26
2.Ремонтопригодность	0,1	4	2	3	0,4	0,2	0,3
3.Надежность	0,12	3	3	3	0,36	0,36	0,36
4.Простота ремонта	0,1	3	2	1	0,3	0,2	0,1
5.Удобство в эксплуатации	0,08	4	3	3	0,32	0,24	0,24
6.Уровень шума	0,11	4	3	3	0,44	0,33	0,33
Экономические критерии оценки эффективности							
1.Конкурентноспособность продукта	0,03	4	3	2	0,12	0,09	0,06
2.Уровень проникновения на рынок	0,08	4	2	3	0,32	0,16	0,24
3.Цена	0,1	3	3	3	0,3	0,3	0,3
4.Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	4	4	0,28	0,28	0,28
5.Послепродажное обслуживание	0,06	4	3	3	0,24	0,18	0,18
6.Наличие финансирования поставщикам оборудования	0,02	2	3	2	0,04	0,06	0,04
Итого	1	43	33	32	3,51	2,66	2,69

B_{ϕ} – собственный проект ГРП

$B_{к1}$ – проект ГРП от завода «Газмашпром»

$B_{б}$ – проект ГРП от производителя «Альфа Газ»

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i \quad (1)$$

где K – конкурентноспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

По таблице видно, что предлагаемый проект является наиболее конкурентноспособным, так как обладает рядом преимуществ, например: удобство в эксплуатации, минимальный уровень шума, что обеспечивает наиболее благоприятные условия для работы операторов в помещении ГРП.

9.1.3 SWOT – анализ

SWOT – анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться. На первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

1. Сильные стороны проекта:

Это те факторы, которые показывают отличительное преимущество и являются особенными с точки зрения конкуренции.

2. Слабые стороны проекта:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

Это недостатки или ограниченность проекта, которые препятствуют продвижению его на рынке.

3. Возможности:

Возможности предполагают ситуацию, тенденцию проекта, тем самым помогают проекту улучшить свою конкурентную позицию.

4. Угрозы проекта:

Угрозы представляют собой нежелательную ситуацию, тенденцию, которая несет разрушительный характер для проекта. Результаты первого этапа представлены в табличной форме (таблица 2).

Таблица 2 – Матрица SWOT

Сильные стороны проекта	Слабые стороны проекта	Возможности	Угрозы
<p>С1.Экономичность технологии.</p> <p>С2.Повышение безопасности производства.</p> <p>С3. Уменьшение затрат на ремонт оборудования.</p>	<p>Сл1.Трудность внедрения разработки.</p> <p>Сл2.Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение разработки.</p>	<p>В1.Повышение эффективности работы предприятия за счет модернизации.</p> <p>В2.Сокращение расходов.</p> <p>В3.Качественное обслуживание потребителей.</p>	<p>У1.Отсутствие спроса на новые производства.</p> <p>У2.Снижение бюджета на разработку.</p> <p>У3.Высокая конкуренция в данной отрасли.</p>

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа. Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 3, таблице 4, таблице 5, таблице 6.

Таблица 3 – Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		C1	C2	C3
	B1	+	+	+
	B2	+	-	+
	B3	-	0	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и сильные стороны проекта: B1C1C2C3, B2C1C2.

Таблица 4 – Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта			
Возможности проекта		Сл1	Сл2
	B1	-	0
	B2	+	-
	B3	0	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: B1Сл1.

Таблица 5 – Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта		C1	C2	C3
	У1	-	0	-
	У2	+	-	+
	У3	+	+	+

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У2С1С3, У3С1С2С3.

Таблица 6 – Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта			
Угрозы проекта		Сл1	Сл2
	У1	+	+
	У2	+	-
	У3	+	+

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и слабые стороны проекта: У1Сл1Сл2, У2Сл1, У3Сл1Сл2.

В рамках третьего этапа составляем сводную итоговую матрицу SWOT–анализа (таблица 7).

Таблица 7 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: С1.Экономичность технологии. С2.Повышение безопасности производства. С3. Уменьшение затрат на ремонт оборудования.	Слабые стороны проекта: Сл1.Трудность внедрения разработки. Сл2.Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение разработки.
Возможности: В1.Повышение эффективности работы предприятия за счет модернизации. В2.Сокращение расходов. В3.Качественное обслуживание потребителей.	–Достижение повышения производительности оборудования ГРП. –Исключение поломок оборудования в результате сбоев в электроснабжении. –Своевременная поставка газа потребителям.	–Поиск заинтересованных лиц. –Принятие на работу квалифицированных специалистов. –Переподготовка имеющих специалистов.
Угрозы: У1.Отсутствие спроса на новые производства. У2.Снижение бюджета на разработку. У3.Высокая конкуренция в данной отрасли.	–Доработка проекта. –Сложность в реализации проекта.	–Приобретение необходимого оборудования опытного испытания. –Остановка проекта. –Проведение других проектов.

9.2 Планирование научно – исследовательских работ

9.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

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

этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследований	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, исполнитель
	2	Выбор алгоритма исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
Разработка технического задания	4	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель
	6	Составление схем	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, исполнитель

9.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ож\ i}$ используется следующая формула:

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

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

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

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

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

$$T_{pi} = \frac{t_{ож i}}{ч_i}, \quad (3)$$

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

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

$ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел. Результаты расчетов будут представлены ниже в таблице 9.

9.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

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

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot K_{\text{кал}}, \quad (4)$$

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

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$K_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (5)$$

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

$T_{\text{вых}} = 66$ – количество выходных дней в году;

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

$$K_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 66 - 15} = 1,28$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе округляем до целого числа. Все рассчитанные значения сведены в таблице 9.

Таблица 9 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ, раб.дн., T_{pi}	Длительность работ в кал.дн., T_{ki}
	t_{min} Чел-дни	t_{max} Чел-дни	$t_{\text{ож}}$ Чел-дни			
Календарное планирование работ	3	6	4,2	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление и утверждение тех. задания	1	3	1,8	Руководитель	2	3
Подбор и изучения материалов по теме	10	15	12	Исполнитель	12	16
Согласование материалов по теме	5	8	6,2	Руководитель	6	8
Проведение теоретических расчетов и обоснование	6	18	10	Исполнитель	10	13
Проектирование сети газораспределения и ГРП (схема)	3	12	6,6	Исполнитель	7	9
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление пояснительной записки	3	5	3,8	Руководитель, Исполнитель	6	8

По результатам таблицы 9 строим план - график, представленный в таблице 10.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

Таблица 10 – Календарный план – график проведения НИР

№	Вид работ	Исполнители	T_{ki} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ													
				Февраль		Март			Апрель			Май					
				1	2	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
1	Календарное планирование работ	Руководитель, Исполнитель	3	■													
2	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель	18		□												
3	Подбор и изучения материалов по теме	Исполнитель	9			■											
4	Согласование материалов по теме	Руководитель	3				■										
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель	15					□									
6	Проектирование сети газораспределения и ГРП (схема)	Исполнитель	10							□							
7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель	4								■						
8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель	9									■					

■ – Руководитель

□ – Исполнитель

9.3 Бюджет научно – технического исследования (НТИ)

9.3.1 Расчет затрат на специальное оборудование

Материальные затраты включают затраты на изготовление опытного образца. Для газификации небольшого поселка с длиной газораспределительной сети, равной 4600 м, и с расчетом, что стоимость стальных труб за тонну составляет 42000 рублей, вычисляем стоимость газораспределительной сети $S_1 = 42000 \text{ руб.} \cdot 80 \text{ т.} = 3360000 \text{ рублей}$. Так же все

необходимое спецоборудование для ГРП и затраты на его приобретение представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Смета затрат на реализацию проекта

Оборудование	Количество, шт.	Цена за шт., руб.
Комплект труб	1	3360000
Регулятор давления РД -80-64	1	75451
Предохранительный запорный клапан ПКН-80	1	26614
Предохранительный сбросной клапан ПСК-80	1	25616
Фильтр сетчатый Ду 80	1	36193
Иное комплектующее оборудование	-	270000
Итого	-	3793874 (при исполнении 1) 4325680 (при исполнении 2) 4560300 (при исполнении 3)

9.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы

В данную статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, а также рабочих опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется на основе трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада. Расчет основной заработной платы представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Трудоемкость, чел.-дн.			Зарботная плата, приходящаяся на один чел.– раб.дн., руб.			Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель	20	24	28	2890	2890	2890	53800	69360	80920
Исполнитель	37	43	39	1126	1126	1126	41662	48418	43914
Итого:							99460	117770	136090

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{п} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (6)$$

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

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от основной заработной платы).

Основная заработная плата руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = T_{р} \cdot Z_{дн}, \quad (7)$$

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

$T_{р}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_{м} \cdot M}{F_{д}} = \frac{51413 \cdot 10,4}{185} = 2890 \text{ руб}, \quad (8)$$

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

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

$F_{д}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 1).

Таблица 13 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней (выходные, праздники)	118	118
Потери рабочего времени (отпуск, невыходные по болезни)	62	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	185	175

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 23264 \cdot (1 + 0,3 + 0,4) \cdot 1,3 = 51413, \quad (9)$$

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

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

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 - 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от $Z_{тс}$);

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

Тарифная заработная плата $Z_{тс}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{с1} = 600$ руб. на тарифный коэффициент k_t и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии. За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 23264 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14584 руб.

Таблица 14 – Расчет основной заработной платы для исполнения 1

Исполнители	$Z_{тс}$, тыс.руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн.}$, руб.	T_p , раб.дн	$Z_{осн.}$, тыс.руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2890	20	53,8
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1126	37	41,66
Итого:								99,46

Таблица 15 – Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	$Z_{тс}$, тыс.руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн.}$, руб.	T_p , раб.дн	$Z_{осн.}$, тыс.руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2890	24	69,36
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1126	43	48,41
Итого:								117,77

Таблица 16 – Расчет основной заработной платы для исполнения 3

Исполнители	З _{те} , тыс. руб.	k _{пр}	k _д	k _р	З _м , руб.	З _{дн.} , руб.	T _р , раб.дн	З _{осн.} , тыс.руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2890	28	80,92
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1126	49	55,17
Итого:								136,09

9.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.). Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп1}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 53800 = 6994 \text{ руб}; \quad (10)$$

$$З_{\text{доп2}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 41660 = 5416 \text{ руб};$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Для исполнения 2 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$З_{\text{доп1}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 69360 = 9016,8 \text{ руб};$$

$$З_{\text{доп2}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 41660 = 5416 \text{ руб};$$

Для исполнения 3 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$З_{\text{доп1}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 80920 = 10519,6 \text{ руб};$$

$$З_{\text{доп2}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 41660 = 5416 \text{ руб};$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

9.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб(рук.)}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,271 \cdot (53800 + 6994) = 16475 \text{ руб.} \quad (11)$$

$$Z_{\text{внеб(исп.)}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,271 \cdot (41660 + 5416) = 12757 \text{ руб.}$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.). На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1%. В таблице 17 отражены все отчисления во внебюджетные фонды.

Таблица 17 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель	53800	69360	80920	6994	9016,8	10519,6
Исполнитель проекта	41660	48410	55170	5416	5416	5416
Кэф. отчислений во внебюджетные фонды	0,271					
Итого:						
Исполнение 1	Исполнение 2		Исполнение 3			
29232	21240+14586=35826		24780+16418=41198			

Также существуют накладные расходы, которые учитывают прочие затраты организации, например: оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые расходы, затраты на приобретение бумаги и другой канцелярии.

9.3.5 Формирование бюджета затрат научно – исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб. (исполнение 1)	Сумма, руб. (исполнение 2)	Сумма, руб. (исполнение 3)	Примечание
1. Материальные затраты	3793874	4325680	4560300	
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	99460	117770	136090	
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	12410	14432,8	15935,6	
4. Отчисления во внебюджетные фонды	29232	35826	41198	
5. Прочие расходы	20000	20000	20000	
6. Бюджет затрат НИИ	3954976	4513708,8	4773523,6	Сумма ст. 1-5

9.4 Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (12)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

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

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

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{3954976}{4773523,6} = 0,828$$

Для 2-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{4513708,8}{4773523,6} = 0,946$$

Для 3-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}3} = \frac{4773523,6}{4773523,6} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля). Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (13)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

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

Расчет интегрального показателя представлен в таблице 19.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

Таблица 19 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэф.	Исполнение 1	Исполнение 2	Исполнение 3
1.Безопасность	0,1	5	4	4
2.Удобство в эксплуатации	0,15	4	4	4
3.Срок службы	0,15	5	3	3
4.Ремонтопригодность	0,15	4	3	4
5.Надежность	0,25	4	4	3
6.Материалоемкость	0,15	5	4	3
Итого:	1	4,2	3,5	3,25

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_p - \text{исп1} = 0,1 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 = 4,2 \quad (14)$$

Аналогично рассчитываем показатель для 2-го и 3-его исполнения.

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

$$I_{\text{исп } i} = \frac{I_{p-\text{исп } i}}{I_{\text{фин } p}}, \quad (15)$$

$$I_{\text{исп } 1} = 5,07; I_{\text{исп } 2} = 3,7; I_{\text{исп } 3} = 3,25.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср } i}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ср } i} = \frac{I_{\text{исп } i}}{I_{\text{исп } \min}}, \quad (16)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср } 1} = 1,56; \mathcal{E}_{\text{ср } 2} = 1,13; \mathcal{E}_{\text{ср } 3} = 1.$$

Таблица 20 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,828	0,946	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,2	3,5	3,25
3	Интегральный показатель эффективности	5,07	3,7	3,25
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,56	1,13	1

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет высокое значение, что говорит об эффективности использования технического проекта.

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НИИ, основная часть которого приходится на материальные затраты, связанные с оплатой труда руководителя и исполнителя. Все, вышеперечисленные технико-экономические показатели проекта, позволяют сделать вывод о том, что данная проектная разработка экономически выгодна.

10.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Целью данной ВКР является рассмотрение основных составляющих сети газораспределения; определение, с помощью каких приборов и конструкций, а так же при каких параметрах осуществляется безопасная эксплуатация сетей газораспределения как элементов Единой системы газоснабжения. Исследовательская часть работы представляет расчет кольцевой сети низкого давления и подбор оборудования для ГРП определенной производительности.

Объектом исследования в данном разделе является газорегуляторная станция (ГРС), которая является одним из элементов Единой системы газоснабжения. При эксплуатации ГРС необходимо помнить, что ГРС относится к взрывоопасным объектам в соответствии с ФЗ №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [23].

В связи с этим, к ГРС применяются особые требования промышленной безопасности, в результате которых обеспечивается снижение или полное исключение вреда на организм человека и окружающую среду.

10.1 Производственная безопасность

Факторы, которые могут воздействовать на организм человека, подразделяют на опасные и вредные.

Опасный производственный фактор (ОПФ) – это такой производственный фактор, воздействие которого на человека может привести к травме или к другому внезапному резкому изменению показателей здоровья [24].

Вредный производственный фактор (ВПФ) – это такой фактор, воздействие которого на человека приводит к его заболеванию или снижению

					Эксплуатация систем газораспределения и газопотребления, как элементов Единой системы газоснабжения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Полякова Т.Г			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					99	
Консульт.						ТПУ, группа 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

общей трудоспособности. Заболевания, которые возникают под действием вредных производственных факторов, называют профессиональными [24].

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 ОПФ и ВПФ подразделяются на физические, биологические, химические и психофизиологические.

В таблице 1 представлены основные вредные и опасные производственные факторы при обслуживании и эксплуатации ГРС.

Таблица 1 – Опасные и вредные производственные факторы при обслуживании ГРС

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)		
	вредные	опасные	нормативные документы
Обслуживание и эксплуатация ГРС	Отклонения показателей климата на открытом воздухе и микроклимат производственных помещений на рабочем месте	Возможность поражения электрическим током	СН 2.2.4/2.1.8.562–96 [40]
	Повышенный уровень шума		ГОСТ 12.1.003-83 [30]
			ГОСТ 12.1.029-80 [32]
			ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [41]
Тяжесть и напряженность труда	Взрывопожароопасность	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ [42]	
		ГОСТ 12.1.005-88 [43]	
Образование паров вредных веществ в рабочей зоне		ГН 2.2.5.3532-18 [34]	
		СП 2.2.2.1327-03 [31]	
		Р 2.2.2006-05 [33]	
			ГОСТ 12.4.034-2001 (ЕН 133-90) [35]
			ГОСТ 12.4.124-83 [36]
			ГОСТ 12.2.032-78. ССБТ [38]
			ГОСТ 12.2.033-78. ССБТ [39]

10.1.1 Анализ вредных факторов

Отклонение показателей климата на открытом воздухе и микроклимат производственных помещений на рабочем месте

Работы по обслуживанию и эксплуатации ГРС проводятся как на открытом воздухе, так и в самом помещении ГРС. Поэтому они связаны с

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

воздействием на рабочих различных повседневных абиотических факторов, таких как температура и влажность воздуха, атмосферное давление, осадки, излучение солнца и другое [25].

Операторы, выполняющие работу на открытом воздухе, должны быть защищены от воздействия неблагоприятных погодных условий. Особенно это проявляется в зимний период, так как ГРС могут находиться и обслуживаться в различных регионах, например, в районах крайнего севера со среднегодовой температурой - 6,9°C, с абсолютным минимумом температуры в - 58°C [26].

При проведении работ на открытом воздухе правила безопасности предусматривают мероприятия по защите персонала от неблагоприятных климатических условий: оснащение специальной одеждой и обувью (СИЗ); обустройство рабочего места навесами, тентом, козырьками; оборудование специальных помещений, целью которых является обогрев рабочих в зимнее время и отдых от жары в летнее.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 под микроклиматом производственных помещений понимается метеорологические условия внутри помещений, которые определяются действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности, скорости движения воздуха и теплового излучения [27]. В таблице 2 представлены оптимальные нормы температуры, относительной влажности и скорости воздуха в рабочей зоне производственных помещений [28].

Таблица 2 – Оптимальные нормы температуры, относительной влажности и скорости воздуха в рабочей зоне производственных помещений

Период года	Категория работ	Температура, °C	Относительная влажность оптимальная, %	Скорость движения воздуха оптимальная, м/с
Холодный	Средней тяжести	17-19	40-60	0,2
Теплый	Средней тяжести	20-22	40-60	0,3

Повышенный уровень шума

Основным источником шума при эксплуатации и обслуживании оборудования ГРС являются трубопроводы, вентиляторы, запорная и регулирующая арматура.

Шум на рабочем месте неблагоприятно воздействует на работников: снижается их внимание, увеличивается расход энергии при одних и тех же физических нагрузках, поэтому снижается производительность труда и качество выполняемой работы [29].

Нормативным документом, регламентирующим уровни шума для различных категорий рабочих мест служебных помещений, является ГОСТ 12.1.003-83 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности» [30]. Допустимые уровни звукового давления приведены в таблице 3.

Таблица 3—Допустимые уровни звукового давления (ГОСТ 12.1.003-83)

Рабочие места	Уровни звукового давления в дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звукового давления, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

При организации различных технологических процессов, которые создают шум, предусматривают применение методов, которые снижают уровни шума в источнике его возникновения и на пути распространения (согласно СП 2.2.2.1327-03) [31]:

1. применение технологических процессов и оборудования с малыми шумами;
2. применение звукоизолирующих ограждений-кожухов;
3. устройство звукопоглощающих облицовок и объемных поглотителей шума;

С целью защиты органов слуха и нервной системы, в соответствии с ГОСТ 12.1.029-80, применять следующие средства [32]: противошумные наушники, вкладыши, шлемы, каски и костюмы. На предприятиях должен быть обеспечен контроль уровней шума на рабочих местах не реже чем один раз в год.

Тяжесть и напряженность труда

Тяжесть труда – характеристика трудового процесса, отражающая преимущественно нагрузку на опорно-двигательный аппарат и функциональные системы организма, обеспечивающие его деятельность [33].

Определяется следующими основными показателями: физическая динамическая нагрузка, масса поднимаемого и перемещаемого груза вручную, рабочая поза, наклоны корпуса, перемещения в пространстве и др.[33].

Напряженность труда – характеристика трудового процесса, отражающая нагрузку преимущественно на нервную систему, органы чувств, эмоциональную сферу работника. Показатели напряженности труда включают: интеллектуальные нагрузки, сенсорные нагрузки, эмоциональные нагрузки, монотонность нагрузок, режим работы [33].

Из-за тяжести и напряженности труда необходимо проводить мероприятия по улучшению условий труда персонала, а именно:

1. Внедрять профилактические мероприятия, способствующие снижению монотонности работы.
2. Разработка рациональных режимов труда и отдыха.
3. Механизация и автоматизация производственных процессов.

Образование паров вредных веществ в рабочей зоне

Опасность и вредность работы на ГРС обусловлена составом природного газа, протекающего по трубам.

Углеводороды, входящие в состав природного газа, образуют с воздухом воспламеняющиеся и взрывоопасные смеси, а повышенная концентрация углеводородов в рабочей зоне создают санитарно-токсикологическую

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

опасность для здоровья обслуживающего персонала. Согласно ГН 2.2.5.3532-18 ПДК газа природного (метан CH_4 99%) в воздухе рабочей зоне производственных помещений равна 7000 мг/м^3 . При концентрациях выше ПДК газ вызывает раздражение слизистых оболочек глаза, отравление, асфиксию и потерю сознания[34].

Для работы с вредными условиями труда, связанными с агрессивными средами, загрязнениями, повышенными температурами, влажностью, рабочим в соответствии с ГОСТ 12.4.034-2001 [35] выдается спец. одежда, спец. обувь, СИЗ органов дыхания: фильтрующие и изолирующие. Например: респираторы, противогазы различных марок в зависимости от места работ (в закрытых помещениях, колодцах используются противогазы изолирующего типа ПШ–1, ПШ–2). другие средства индивидуальной защиты

10.1.2 Анализ опасных факторов

Электробезопасность

Электрооборудование в помещениях предприятия должно отвечать требованиям правил устройства электроустановок. Все контрольно-измерительные приборы и щиты управления должны быть заземлены независимо от применяемого напряжения согласно ГОСТ 12.4.124-83 [36]. Оборудование и контрольно-измерительные приборы, системы сигнализации и блокировки должны иметь надписи с указанием определяемых параметров и их предельных значений.

Средства индивидуальной защиты тела, рук и ног должны быть антиэлектростатическими в соответствии с ГОСТ 12.4.124-83 [36].

Предусмотреть молниезащиту сооружений в соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

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

Пожаровзрывобезопасность

Пожарная опасность ГРС, как правило, составляют трубопроводы, принимающие газ из магистрального трубопровода под давлением 11,8 МПа или ниже и снижающие его до 1,2 МПа.

Также основными источниками опасности могут являться: оборудование, работающее под высоким давлением; большое число фланцевых соединений, сварных стыков - наиболее вероятных мест утечек взрывопожароопасных продуктов; необходимость проведения газоопасных работ; обслуживание оборудования в ночное время и при неблагоприятных метеорологических условиях.

Для обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов должен быть выполнен определенный комплекс мероприятий. Например: обеспечить проведения технических освидетельствований, диагностики трубопроводов и оборудования в установленные сроки.

Во всех ГРС должны быть установлены датчики системы пожарной сигнализации о наличии вредных веществ или признаков пожара, которые автоматически включают вытяжные вентиляторы и выдают световые и звуковые сигналы.

10.2 Экологическая безопасность

Деятельность любого промышленного предприятия в той или иной степени представляет опасность как для его работников, так и для окружающей природной среды. Именно поэтому, для обеспечения безопасности граждан и окружающей среды, государство законодательно регулирует деятельность промышленных предприятий.

Анализ воздействия на литосферу (отходы)

Всевозможные твердые бытовые и строительные отходы (ТБО и ТСО), образующиеся при эксплуатации ГРС, накапливаются в специальных контейнерах на территории станции, а затем утилизируются.

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

Анализ воздействия на гидросферу (стоки)

Сточные воды от бытовых помещений ГРС поступают в КНС бытовых стоков и далее направляются на канализационные очистные сооружения.

Анализ воздействия на атмосферу (выбросы)

В период эксплуатации ГРС источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются различные вентиляционные трубы технологических установок и агрегатов, свечи и другое.

Охрана приземного слоя атмосферы от загрязнения вредными выбросами обеспечивается высотой свечи и дымовых труб, при которой происходит их рассеивание в верхних слоях атмосферы [34].

10.3 Безопасность при чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации возникают на производстве в результате различных аварий. Как правило, они сопровождаются разрушениями оборудования и других материальных ценностей, человеческими травмами и жертвами, а также пагубно влияют на природу [25].

Для газовой промышленности характерны следующие производственные аварии: пожары; взрывы; аварийные выбросы газа и токсичных технологических реагентов.

В случае возникновения аварийной ситуации, угрожающей выводом из строя оборудования необходимо произвести аварийную остановку ГРС. К наиболее распространенным аварийным ситуациям можно отнести: резкое повышение эксплуатационного давления трубопровода; полное отключение электроэнергии; прорыв газа.

При резком повышении эксплуатационного давления трубопровода на ГРС срабатывает предохранительный запорный клапан (ПЗК), который прекращает подачу газа. Подача газа по данной линии возможна при устранении неполадок.

На случай полного отключения электроэнергии возможен перевод на аварийное электроснабжение установок, который производится автоматически либо вручную

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

Аварийная остановка ГРС при утечке/ порыве газа производится в следующей последовательности: остановка технологической нитки; сброс давления с участка, на котором произошел прорыв газа; вызов пожарной команды; устранение дефекта.

Пример чрезвычайной ситуации – взрыв бытового газа. Причиной таких взрывов может являться либо неисправность газовой сети установки, либо нарушение техники безопасности эксплуатации бытового газа.

План действий в результате возникшей ЧС:

1. оповещение диспетчера о возникновении аварийной ситуации и вызов аварийных служб;
2. перекрытие запорной арматуры с целью отключения подачи газа в здание;
3. взаимодействие и решение вопросов с ответственным лицом органа МЧС России по эвакуации граждан (при необходимости) из опасной зоны;
4. оказание первой помощи пострадавшим;
5. работы по тушению очагов пожара;
6. проведение работ по демонтажу участка сети газопотребления, находящегося в зоне взрыва;
7. выполнение работ по ликвидации последствий аварии;
8. аварийно-восстановительные работы;
9. восстановление подачи газа и проверка на герметичность.

В качестве мер предупреждения возникновения данной чрезвычайной ситуации можно выделить периодическую проверку работоспособности измерительной аппаратуры (в частности газоанализаторов), систем оповещения об аварийной ситуации; периодическую проверку герметичности газопроводов, газоиспользующего оборудования и своевременное определение и устранение утечек газа.

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

10.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочее время и время отдыха

Режим рабочего времени и времени отдыха работников устанавливается в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права. Конкретная продолжительность ежедневной работы (смены) определяется с учетом характера и специфики производства, а также условий труда [37].

ГРС может обслуживаться как постоянным, так и вахтовым методом. Продолжительность работы при 5-ти дневной рабочей неделе составляет 8 часов в сутки. Продолжительность рабочего времени при вахтовом методе работы составляет 12 часов в сутки. Для женщин и мужчин, работающих в районах Крайнего Севера при работе вахтовым методом, устанавливается пониженная норма часов в год: 1728 часов в год для женщин, 1920 часов для мужчин (из расчета 36-часовой и 40-часовой рабочей недели соответственно).

В течение рабочего дня (смены) сотрудникам предоставляется перерыв для отдыха и питания не более двух часов и не менее 30 минут.

Всем сотрудникам предоставляются ежегодные оплачиваемые отпуска продолжительностью 28 календарных дней с сохранением места работы (должности) и среднего заработка.

Оплата труда

Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере (ТК РФ Статья 147. Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда).

При расчете оплаты труда в районах Крайнего Севера учитываются районные коэффициенты и процентные надбавки к заработной плате.

Работникам ПАО «Газпром» районный коэффициент к заработной плате устанавливается в следующих размерах:

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

- на объектах, расположенных южнее Полярного круга – 1,7;
- на объектах, расположенных севернее Полярного круга – 1,8.

Работникам, работающим в районах Крайнего Севера, выплачивается процентная надбавка к заработной плате за стаж работы в указанных районах (предельный размер процентной надбавки к заработной плате – 80%).

Каждый час работы в ночное время оплачивается в повышенном размере по сравнению с работой в нормальных условиях.

Социальные льготы, гарантии и компенсации

Всем сотрудникам компании предоставляются следующие льготы и компенсации:

- 1) ежегодная компенсация стоимости выделенных санаторно-курортных, туристических и других путевок (не более одного раза в год);
- 2) доплата сверх размера пособия по временной нетрудоспособности;
- 3) выплата единовременного пособия работникам, увольняющимся по любым основаниям (кроме увольнения за виновные действия) по достижении возраста, дающего право на пенсию по старости.

Охрана труда

Положения по охране труда регламентируются Единой системой управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром» СТО Газпром 18000.1-001-2014, а также Коллективным договором Общества.

Компания обязуется обеспечивать здоровые и безопасные условия труда на основе комплекса социально-трудовых, организационно-технических, санитарно-гигиенических, лечебно-профилактических, реабилитационных и иных мероприятий в соответствии с государственными нормативными требованиями охраны труда и промышленной безопасности; принимать меры по устранению выявленных отклонений от гигиенических норм и требований охраны труда.

Компоновка рабочей зоны

При обслуживании ГРС оператор выполняет свои трудовые обязанности как сидя, так и стоя.

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

Сидячее рабочее место оператора состоит из рабочего стола, рабочего стула или кресла, а также может быть оборудовано компьютером и средствами связи.

Конструкция рабочего места и взаимное расположение всех его элементов (сиденье, органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы (ГОСТ 12.2. 032-78) [38]. Рабочее место с дисплеем должно обеспечивать оператору возможность удобного выполнения работ в положении сидя и не создавать перегрузки костно-мышечной системы.

При работе стоя организация рабочего места и конструкция оборудования должны обеспечивать прямое и свободное положение корпуса тела работающего или наклон его вперед не более чем на 15° (ГОСТ 12.2.033-78) [39].

Заключение

Условия работы по обслуживанию ГРС, особенно в регионах Крайнего севера, неблагоприятны для человека, поэтому создана нормативно-правовая база, обеспечивающая социальную защищенность работников.

Помимо неблагоприятных условий труда существуют опасные и вредные производственные факторы, которые оказывают влияние на здоровье и трудоспособность работников.

Газораспределительная станция является опасным производственным объектом, деятельность которого может нанести ущерб окружающей среде. Надёжность и безопасность эксплуатации ГРС должны обеспечиваться:

1. периодическим контролем состояния технологического оборудования и систем;
2. поддержанием их в исправном состоянии за счёт своевременного выполнения ремонтно-профилактических работ;

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

3. своевременной модернизацией и реновацией морально и физически изношенных оборудования и систем;

4. соблюдением требований к зоне минимальных расстояний до населённых пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений;

5. своевременным предупреждением и ликвидацией отказов.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе:

1. На основании литературного обзора по классификации газовых сетей, по основным элементам системы газоснабжения, конструктивным элементам газопроводов распределения, а также по обеспечению безопасной эксплуатации сетей газораспределения и газопотребления был проведен анализ технических решений для безопасной эксплуатации систем газораспределения и газопотребления.
2. По результатам анализа можно сделать следующие выводы:
 - Сеть газораспределения должна быть спроектирована таким образом, чтобы обеспечение газом всех потребителей происходило бесперебойно, а также, чтобы существовала возможность оперативного отключения газа, как для всей системы, так и для ее части, поэтому наиболее предпочтительным оборудованием при эксплуатации сетей являются: клиновые задвижки с линзовыми компенсаторами с невыдвижным и выдвигаемым шпинделем; шаровые краны, так как они являются более герметичными и легкими; также необходимым оборудованием являются отключающие устройства и конденсатосборники.
 - При строительстве наружного газопровода давлением до 1,2 МПа применяются бесшовные горячедеформированные трубы (ГОСТ 8731-87 [12], ГОСТ 8733-87 [13]), бесшовные холоднодеформированные трубы (ГОСТ 8734-87 [14]), сварные прямошовные и спиральношовные (ГОСТ 1050-88 [9] и ГОСТ 380-2005) [10]) металлические трубы.
 - Неметаллические трубы (пластмассовые или асбестоцементные) в основном применяются для строительства межпоселковых газопроводов среднего давления до 0,3 МПа.
 - Минимальный условный диаметр для распределительных газопроводов принимают равным 50 мм, а для ответвлений к потребителям 25– мм. Толщина стенки трубы для подземных газопроводов должна быть не менее 3 мм, для надземных – не менее 2 мм.

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

3. При расчете кольцевой сети низкого давления населенного пункта «Н» были определены диаметры трубопроводов участков сети таким образом, чтобы сеть трубопроводов была менее металлоемка и экономически выгодна, но при этом обеспечивала потребный расход газа.
4. При выборе основного оборудования ГРП населенного пункта «Н» с заданной производительностью было определено, что подходящим оборудованием является регулятор давления типа РД-80-64, предохранительный запорный клапан ПЗК-80, предохранительный сбросной клапан ПСК-80.
5. Согласно СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные системы» [7] были представлены необходимые мероприятия для безопасной эксплуатации систем газораспределения и газопотребления.

					Заключение	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Колибаба О.Б., Никишов В.Ф., Ометова М.Ю. Основы проектирования и эксплуатации систем газораспределения и газопотребления: учебное пособие. –СПб.: «Лань», 2013. -208с .;
2. Федеральный закон о газоснабжении в Российской Федерации. Введ. с 12.03.1999.М., 56с.;
3. Газификация регионов России: [Электронный ресурс] //Газпром межрегионгаз. URL: mrg.gazprom.ru/about/gasification/. (Дата обращения: 10.05.2019).;
4. Скафтымов Н.А.Основы газоснабжения: учебное пособие.– Л.: «Недра»,1975.-343 с.;
5. ГОСТ 5542-2014 Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. Введ. с 01.07.2015.М.,73с.;
6. Колпакова Н.В., Колпаков А.С. Газоснабжение: учебное пособие.– Екб.: Уральский университет, 2014.-202с.;
7. СНиП 42-01-2002 Газораспределительные системы. Введ.01.07.2003.М.,42.;
8. Яковлев Е.И. Газовые сети и газохранилища: учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп.–М.: «Недра», 1991.-400 с .;
9. ГОСТ 1050-88 Прокат сортовой, калиброванный, со специальный отделкой поверхности из углеродистой качественной констукционной стали. общие технические условия. Введ. 01.01.1991.М., 9с.;
- 10.ГОСТ 380-2005 Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки. Введ 01.07.2008.М., 8с.;

					Эксплуатация систем газораспределения и газопотребления, как элементов Единой системы газоснабжения			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Полякова Т.Г			Список литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Шадрина А.В.					114	117
<i>Консульт.</i>						ТПУ, группа 2Б5А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

- 11.ГОСТ 10704-76 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент. Введ.01.01.1993. М., 12 с.;
- 12.ГОСТ 8731-87 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования. Введ. 01.01.1976.М., 6с.;
- 13.ГОСТ 8733-87 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и горячедеформированные. Технические условия. Введ. 01.01.1976.М.,6с.;
- 14.ГОСТ 8734-87 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент. Введ. 01.01.1977.М., 8с.;
- 15.Гольянов А.И. Газовые сети и газохранилища: учебник для вузов.–Уфа: Монография, 2004.-303 с.;
16. Жила В.А. Газоснабжение: учебник для студентов вузов по специальности «Теплогазоснабжение и вентиляция».– М.:АСВ,2014.-368 с.;
17. ВРД 39-1.10-069-2002 Техническая эксплуатация газораспределительных станций магистральных газопроводов. Введ. 26.03.2003.;
18. АГРС: [Электронный ресурс] // ООО «завод «Нефтегазоборудование». URL: <https://ngosar.ru/>. (Дата обращения: 17.05.2019).;
19. ГОСТ Р 54983 –2012 Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация. Введ. 01.01.2013.;
- 20.Постановление правительства Российской Федерации №870 об утверждении технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления. Введ. с 29.10.2010.М.,73с.;
21. ГОСТ Р 54983 –2012 Системы газораспределительные. Сети газопотребления. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация. Введ. 01.01.2013.;
22. Видяев И.Г., Серикова Г.Н, Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент. Ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно – методическое пособие .– Томск.: ТПУ , 2014. -36 с.;

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

- 23.Федеральный закон. О промышленной безопасности опасных производственных объектов от 21.07.1997. №116–ФЗ;
- 24.ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
- 25.Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (Техносферная безопасность): Учебник. – М.: Изд-во Юрайт, 2013. – 682 с.;
- 26.Тер-Серкисов Р.М. Проект разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения. – М., 1997. – 354 с.;
- 27.ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.;
- 28.СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.;
- 29.Амелькович Ю.А. Безопасность жизнедеятельности – Томск, 2010. – 236 с.;
- 30.ГОСТ 12.1.003-83 .ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.;
- 31.СП 2.2.2.1327-03 Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту. – М.: Минздрав России, 2003.;
- 32.ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация.;
- 33.Р 2.2.2006-05 Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.;
- 34.ГН 2.2.5.3532-18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.;

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

- 35.ГОСТ 12.4.034-2001 (ЕН 133-90). ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Классификация и маркировка.;
- 36.ГОСТ 12.4.124-83. ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.;
- 37.Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018);
- 38.ГОСТ 12.2.032-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.;
- 39.ГОСТ 12.2.033-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
- 40.СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Санитарные нормы. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.;
- 41.ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов;
- 42.ГОСТ 12.1.019-2017. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.;
- 43.ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

					Список литературы	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		