

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 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
 Отделение школы (НОЦ) отделение нефтегазового дела (ОНД)

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Обоснование выбора оптимальной схемы транспортировки природного газа газораспределительных сетей среднего и низкого давления

УДК 622.691.4-045.52-048.34

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Милованова Алина Викторовна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н., профессор		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин А.А.	к.т.н., доцент		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Айкина Т.Ю.	к.филолог.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

Результаты обучения
по Основной образовательной программе подготовки магистров
по направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**
профиль подготовки **«Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»**

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в трубопроводном транспорте нефти и газа
ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов

ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности
ПК(У)-6	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
ПК(У)-7	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Шадрина А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ01	Миловановой Алине Викторовне

Тема работы:

Обоснование выбора оптимальной схемы транспортировки природного газа газораспределительных сетей среднего и низкого давления	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 39-42/с от 08.02.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	27.06.2022
------------------------------------------	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является участок магистрального газопровода газораспределительная сеть</p>
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Подбор технологического оборудования для пункта редуцирования газа. Выполнения гидравлического расчета для определения оптимальных диаметров. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Социальная ответственность.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Профессор отделения нефтегазового дела, д.э.н., Шарф И.В.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Доцент отделения общетехнических дисциплин, к.т.н. Сечин А.А.</p>
<p>Иностранный язык</p>	<p>Доцент отделения иностранных языков, к.ф.н. Айкина Т.Ю.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Justification of the choice of optimal natural gas transportation scheme for medium and low pressure gas distribution networks</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>14.03.2022</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент ОНД ИШПР</p>	<p>Чухарева Наталья Вячеславовна</p>	<p>к.х.н., доцент</p>		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2БМ01</p>	<p>Милованова Алина Викторовна</p>		

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

Школа	<u>Инженерная школа природных ресурсов</u>
Направление подготовки (специальность)	<u>21.04.01 Нефтегазовое дело</u>
Уровень образования	<u>Высшее образование</u>
Отделение школы (НОЦ)	<u>Отделение нефтегазового дела</u>
Период выполнения	<u>Весенний семестр 2021 /2022 учебного года</u>

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	27.06.2022
------------------------------------------	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.03.2022	<i>Анализ нормативно-технической документации</i>	20
30.04.2022	<i>Выполнение расчета по подбору технологического оборудования для пункта редуцирования газа</i>	10
15.05.2022	<i>Выполнение гидравлического расчета распределительных газопроводов</i>	20
05.06.2022	<i>Выполнение прочностного расчета</i>	20
20.06.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
10.06.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
18.06.2022	<i>Иностранный язык</i>	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шадрин Анастасия Викторовна	д.т.н., доцент		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ01	Милованова Алина Викторовна

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело: надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

Тема ВКР:

Обоснование выбора оптимальной схемы транспортировки природного газа газораспределительных сетей среднего и низкого давлений	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: газораспределительная сеть</p> <p>Область применения: газораспределение, газоснабжение</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022);</p> <p>2. ПРИКАЗ от 15 декабря 2020 года N 528 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ;</p> <p>3. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997г. с изменениями от 11.06.2021.</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Производственные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015:</p> <p>1. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума.</p> <p>2. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током;</p> <p>3. Опасность взрыва и пожара в местах образования взрывоопасных и пожароопасных смесей;</p> <p>4. Опасные и вредные производственные факторы вследствие отклонений показателей климата на открытом воздухе</p> <p>5. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной</p>

	<p>среды в зоне дыхания;</p> <p>б. вредные производственные факторы, вызванные недостаточной освещенностью рабочей зоны</p> <p>средства индивидуальной и коллективной защиты:</p> <p>специальная одежда из антистатических материалов;</p> <p>специальная обувь, исключающая искрообразование;</p> <p>каска с подбородочным ремнём, подобранным по размеру и закрепленным на подбородке;</p> <p>перчатки х/б, рукавицы;</p> <p>очки защитные;</p> <p>наушники противозумные;</p> <p>заземление электроустановок;</p> <p>изоляция;</p> <p>устройства контроля и сигнализации.</p> <p>Выполнен расчет системы искусственного освещения</p>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<p>Воздействие на атмосферу, гидросферы и литосферы вследствие утечек природного газа из газоиспользующего оборудования, распределительных газопроводов и оборудования, установленного на них, приводящих к загрязнению водных объектов, повреждению почвенно-растительного покрова, повышению концентрации парниковых газов в атмосфере</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	<p>При распределении природного газа, чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате неконтролируемого выброса природного газа, вызванного нарушением целостности и герметичности объектов СГР, приводящего к возникновению взрыва и развитию пожара или по причинам техногенного характера (аварии).</p> <p>Чрезвычайные ситуации могут возникнуть по причинам природного характера (гроза, пожар).</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Милованова Алина Викторовна		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ01	Милованова Алина Викторовна

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение мероприятий по установке и монтажу газораспределительного пункта
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	СП 42-101-2003
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации в ред. от 26.03.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование перспективности монтажа и установки газораспределительного пункта для осуществления снабжения природным газом
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет доходов и затрат при проведении установки и монтажа газораспределительного пункта
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка экономической эффективности установки и монтажа газораспределительного пункта

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	Д.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Милованова Алина Викторовна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 122 с., 25 рис., 27 табл., 46 источников.

Ключевые слова: газоснабжение, газораспределение, газораспределительная сеть, газопровод, технологические потери, утечки газа.

Объектом исследования является типовой участок газораспределительной сети.

Цель работы – обоснования выбора системы распределения природного газа.

В процессе исследования проводилось обоснование выбора системы распределения газа, включающее в себя подбор технологического оборудования для пункта редуцирования газа, гидравлический расчет для определения оптимальных диаметров, прочностной расчет газопроводов.

Область применения: описанные технические решения по сокращению потерь природного газа распространены в обществах «Газпром Газораспределение» при эксплуатации сетей газораспределения.

Оглавление

Введение	13
1. Общие сведения о сетях газораспределения.....	14
1.1. Состав сетей газораспределения и газопотребления	14
1.2. Классификация газораспределительных систем	15
1.3. Классификация объектов сети газораспределения	17
1.3.1. Распределительные газопроводы.....	18
1.3.2. Газорегуляторные пункты	21
1.3.3. Арматура	25
1.3.4 Сооружения на газопроводах	28
1.4 Оперативно-диспетчерский контроль	30
1.5 Приборы учета газа	32
2. Характеристика объекта исследования	36
3. Обоснование выбора газораспределительной сети для транспортировки природного газа.....	37
3.2. Обоснования выбора оборудования для газорегуляторного пункта.....	40
3.2.1. Подбор фильтра	42
3.2.2. Подбор счетчика	44
3.2.3. Подбор регулятора давления.....	46
3.2.4. Подбор предохранительного запорного клапана	47
3.2.4. Подбор предохранительного сбросного клапана	47
2.3. Обоснование выбора диаметров участков газораспределительной сети кольцевого и смешанного типов	48
3.4. Расчет на прочность полиэтиленовых газопроводов	53
2.4. Расчет на прочность стальных газопроводов	63
3.4. Экономическое обоснование выбора трубной продукции.....	70
4.1. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	73

4.1.1. Расчет затрат на специальное оборудование	73
4.1.2. Основная заработная плата исполнителей темы	74
4.1.3. Дополнительная заработная плата исполнителей	77
4.1.4. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	78
4.1.5. Формирование бюджета затрат научно – исследовательского проекта.....	79
4.1.6. Определение ресурсоэффективности проекта.....	80
4.2. Расчет стоимости модернизации ГРП	82
4.2.1. Затраты на оборудование.....	84
4.2.2. Расчет амортизационных отчислений оборудования, необходимого для проведения работ.....	85
4.2.3. Расчет стоимости материалов	86
4.2.4. Расчет заработной платы	87
4.2.5. Расчет страховых взносов.....	89
4.2.6. Затраты на проведение монтажных работ по установке ГРП.....	89
5. Социальная ответственность	91
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	91
5.2. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	94
5.2.1. Анализ вредных факторов	94
5.2.2. Анализ опасных факторов	96
5.2.3. Расчет системы искусственного освещения	98
5.3. Экологическая безопасность	100
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	101
Заключение.....	104
Список использованных источников.....	105

Введение

Выбор схемы распределения газа потребителю играет важную роль в обеспечении бесперебойных поставок газа. Принятые технические решения должны в полной мере соответствовать требованиям промышленной безопасности опасных производственных объектов в области защиты населения и территории от чрезвычайных ситуаций, охраны окружающей природной среды, экологической, пожарной безопасности, а также требованиям государственных стандартов действующих на территории Российской Федерации для обеспечения безопасной для жизни и здоровья людей эксплуатации объектов сетей газораспределения.

Целью данной работы является обоснование выбора оптимальной схемы транспортировки природного газа газораспределительных сетей.

Для достижения данной цели необходимо выполнить следующие *задачи*:

- провести литературный обзор по тематике ВКР;
- провести анализ публикаций и нормативно-технической документации по теме проектирования сетей газораспределения;
- охарактеризовать объект исследования;
- выполнить расчеты по подбору параметров работы оборудования и распределительных газопроводов;
- выполнить прочностные расчеты для предлагаемых технических решений;
- провести оценку наиболее экономического варианта распределения природного газа для выбранных условий.

Объект исследования: технология распределения газа

Предмет исследования: газораспределительная сеть низкого давления

1. Общие сведения о сетях газораспределения

1.1. Состав сетей газораспределения и газопотребления

Сеть газораспределения транспортирует природный газ от отключающего устройства, установленного на выходе из газораспределительной станции, до отключающего устройства, расположенного на границе сети газораспределения и сети газопотребления. Сеть газопотребления транспортирует природный газ от отключающего устройства, расположенного на границе сети газораспределения и сети газопотребления, до отключающего устройства перед газоиспользующим оборудованием.

Граница между сетью газораспределения и сетью газопотребления проходит между газопроводом-вводом и вводным газопроводом [4]. В состав сети газораспределения входят распределительные газопроводы и газопроводы-вводы. Вводный газопровод является объектом сетей газопотребления.

Сеть газопотребления включает следующие объекты, приведенные на рисунке 1.1.

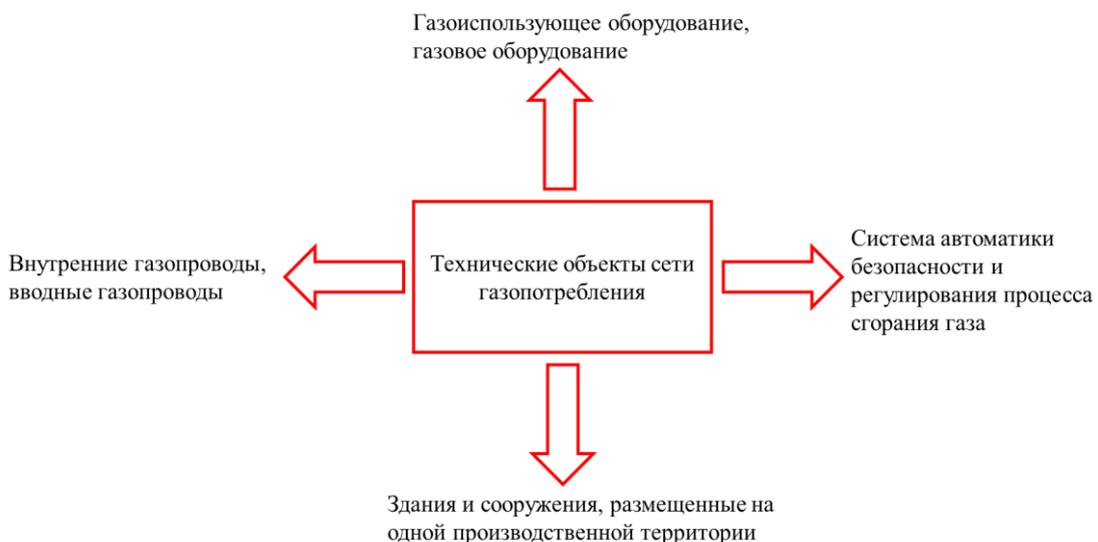


Рисунок 1.1 – Объекты сети газопотребления

Основные технические объекты сети газораспределения согласно [5] отображены на рисунке 1.2.

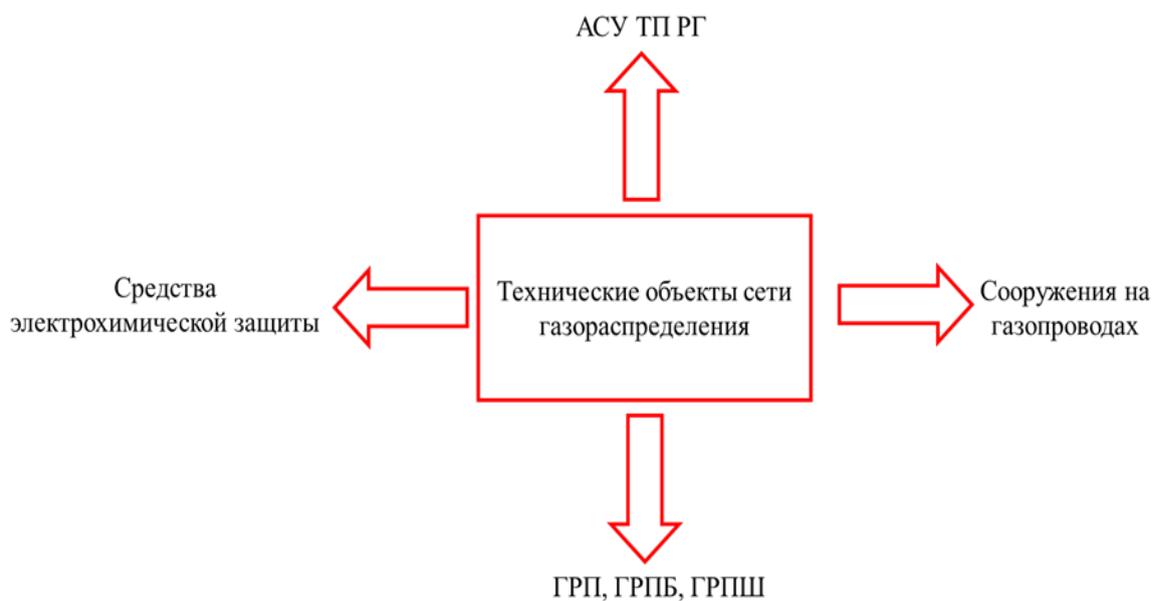


Рисунок 1.2 – Объекты сети газораспределения

1.2. Классификация газораспределительных систем

В соответствии с СП 42-101-2003 [6] можно выделить 2 основных критерия для классификации систем газораспределения: по числу ступеней регулирования давления и по принципу их построения (рисунок 1.3).

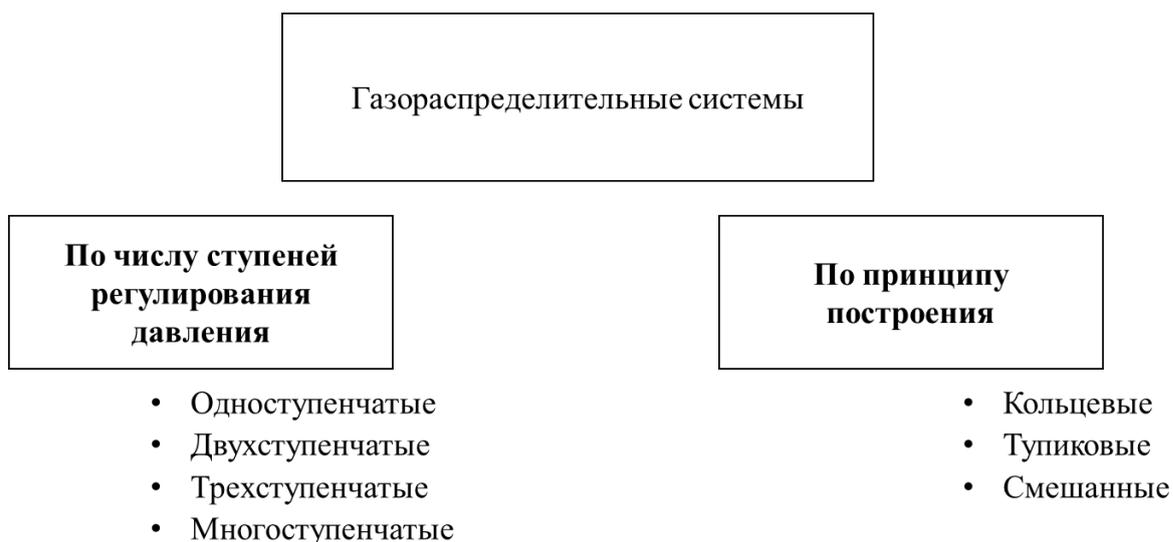


Рисунок 1.3 – Классификация газораспределительных систем

При использовании одноступенчатой системы распределения газ подается по газопроводам низкого давления. Многоступенчатая система представляет собой комбинацию газопроводов нескольких категорий давления, например, двухступенчатая система включает в себя газопроводы низкого и среднего или низкого и высокого давления.

Многоступенчатые системы распределения газа в основном устанавливаются для крупных и средних населенных пунктов.

В малонаселенных городах или небольших микрорайонах в наиболее оптимальной газораспределительной системы является система распределения среднего давления с шкафными регуляторными пунктами у потребителя или у объединенной группы потребителей.

Одноступенчатые газораспределительные системы требуют значительных материальных вложений, поэтому в большинстве случаев они используются в малых населенных пунктах, обладающих компактной застройкой и располагающихся рядом с источниками газоснабжения.

На выбор газораспределительной системы того или иного принципа построения влияет ряд факторов, включающий в себя планировочный характер и плотность расположения зданий. Наиболее оптимальными вариантами построения газораспределительных систем являются кольцевой или смешанный [7]. Кольцевание сетей используют для повышения

надежности, т.к. при возникновении аварии на одном из участков газоснабжение потребителей не прекращается. В основном кольцевыми делают сети среднего давления. В сетях низкого давления кольцевать следует только основные газопроводы, а второстепенные выполняются тупиковыми [8].

1.3. Классификация объектов сети газораспределения

Согласно [9] можно выделить следующую классификацию генеральной совокупности объектов, входящих в состав газораспределительной сети (рисунок 1.4).

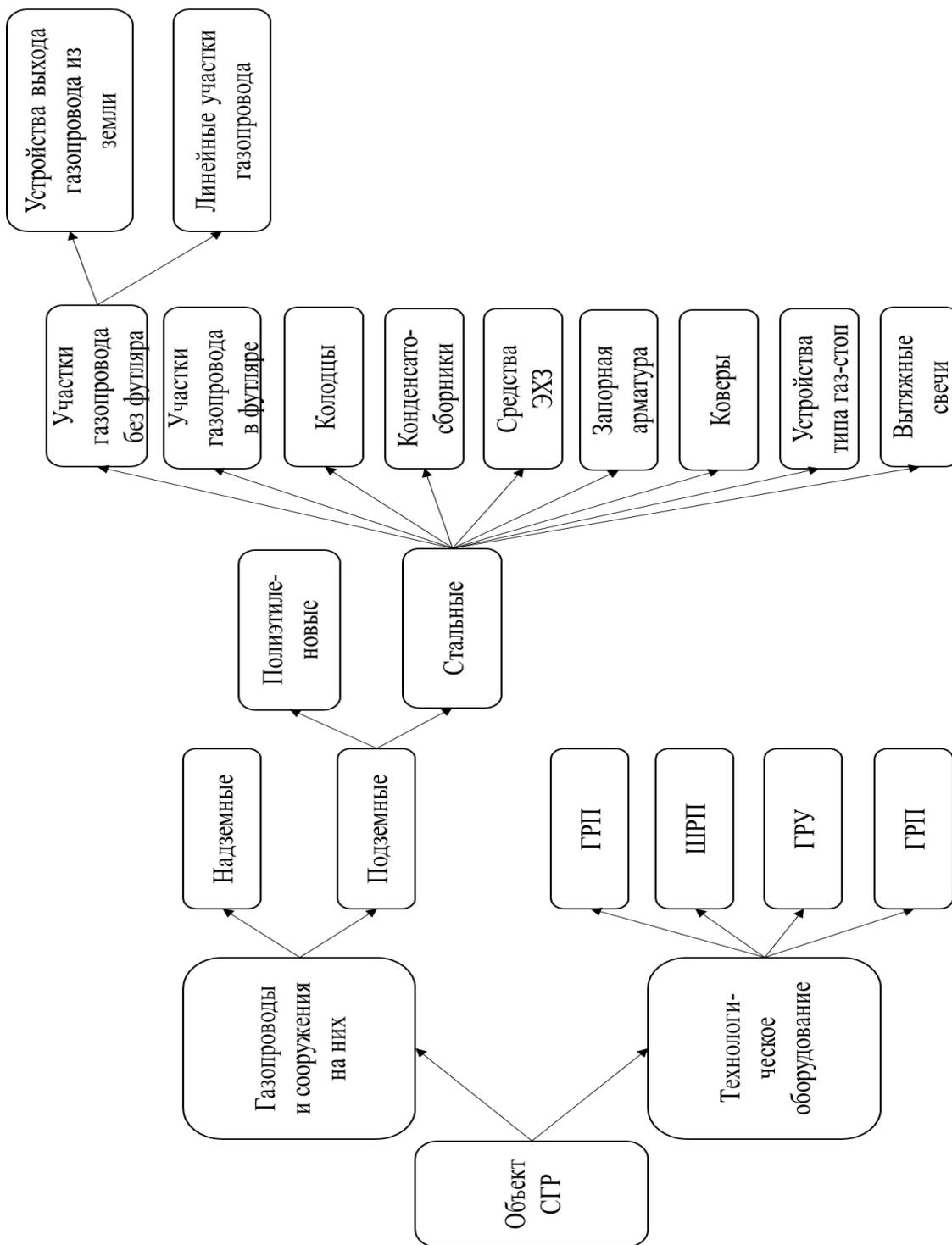


Рисунок 1.4 – Классификация объектов СГР

Далее рассмотрим особенности основных составных элементов.

1.3.1. Распределительные газопроводы

В соответствии с СП 62.133330.2011 [10] в зависимости от величины рабочего давления, при котором происходит транспорт газа,

распределительные газопроводы разделяются на четыре категории: низкого, среднего и высокого давления (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Классификация газопроводов по давлению

Классификация газопроводов по давлению, категория		Вид транспортируемого газа	Рабочее давление в газопроводе
Высокое	1	Природный	Св.0,6 до 1,2 включ.
		СУГ	Св. 0,6 до 1,6 включ.
Среднее	2	Природный и СУГ	Св. 0,3 до 0,6 включ.
		То же	Св. 0,005 до 0,3 включ.
Низкое	-	То же	До 0,005 включ.

Газопроводы высокого давления 1 категории подводят газ потребителям промышленного сектора, которым требуются значительные объемы газа под стабильно высоким давлением. Газопроводы высокого давления 2 категории имеют аналогичное назначение, однако по ним транспортируются меньшие объемы газа.

Газопроводы среднего давления обеспечивают топливом общественные постройки, которые нуждаются в повышенном объеме топлива.

Также газопроводы трех первых категорий используются для перекачки газа до газораспределительных станций.

Газопроводы низкого давления нашли свое распространение при поставке газа бытовым потребителям. Использование трубопроводов данной категории для указанных целей обусловлено требованиями безопасности, так как большая часть бытового оборудования рассчитана именно на такие характеристики подачи газа.

Распределительные газопроводы могут быть наружной, подземной, подводной или надземной прокладки [10] (рисунок 1.5).



Рисунок 1.5 – Виды прокладки распределительных газопроводов

Распределительные газопроводы могут быть изготовлены полиэтиленовых, стальных и медных труб. Выбор материала труб зависит от способа прокладки, рабочего давления в газопроводе, а также его расположения.

Полиэтиленовые газопроводы могут применяться при строительстве межпоселковых газопроводов давлением не более 1,2 МПа; газопроводов от ГРС до линии перспективной застройки населенного пункта давлением не более 1,2 МПа; распределительных газопроводов давлением не более 0,6 МПа на территории населенного пункта.

Стальные газопроводы применяются для наружной прокладки для всех давлений для природного газа и до 1,6 МПа включительно - для СУГ. Стальные трубы могут быть изготовлены из спокойной углеродистой и низколегированной стали, из полуспокойной и кипящей углеродистой сталей. Область применения каждого отдельного вида стали зависит от местоположения газопровода, минимальной температуры эксплуатации,

номинального диаметра, номинального давления [11]. По способу изготовления стальные трубы подразделяются на бесшовные и сварные.

Газопроводы из медных труб и их соединительные детали могут применяться для наружной прокладки при низком давлении природного газа. Допускается применение медных круглых, тянутых, холоднокатаных труб общего назначения для присоединения контрольно-измерительных приборов и приборов автоматики. Соединения медных труб выполняются неразъемными на пайке. Медные трубы обладают высокой коррозионной стойкостью, герметичность и малой шероховатостью стенок, что способствует меньшим потерям давления.

Основные проблемы, возникающие при эксплуатации газопроводов из стали, заключаются в негерметичности разъемных соединений газопроводов с запорно-регулирующей арматурой. Также в связи с высокой теплопроводностью стали стальные трубы подвержены коррозии и образованию конденсата.

Полиэтиленовые трубы, наоборот, отличаются высокой коррозионной стойкостью, однако они, в основном, применяются при подземной прокладке, т.к. они разрушаются под действием ультрафиолетовых лучей. Полиэтиленовые газопроводы также имеют низкие показатели эквивалентной шероховатости стенок труб, что объясняет меньшие потери давления на трение.

1.3.2. Газорегуляторные пункты

В соответствии с [10] для снижения и поддержания давления газа в сетях газораспределения в заданных пределах независимо от расхода газа предусматривают установку пунктов редуцирования газа. Выделяют несколько типов конструкций ПРГ в зависимости от размещения оборудования в нем. Согласно ГОСТ Р 56019-2014 [12] и ГОСТ 53865-2019 [13] различают следующие типы ПРГ, указанные на рисунке 1.6.



Рисунок 1.6 – Пункты редуцирования газа

В состав ПРГ входят основная и обводная (байпас) линии. На основной линии располагаются следующие элементы: фильтр, предохранительный запорный клапан, регулятор давления, предохранительный сбросной клапан. Помимо перечисленных элементов, в состав ПРГ также входят узлы учета расхода газа и контрольно-измерительные приборы [10]. Обобщенная схема устройства ПРГ представлена на рисунке 1.7.

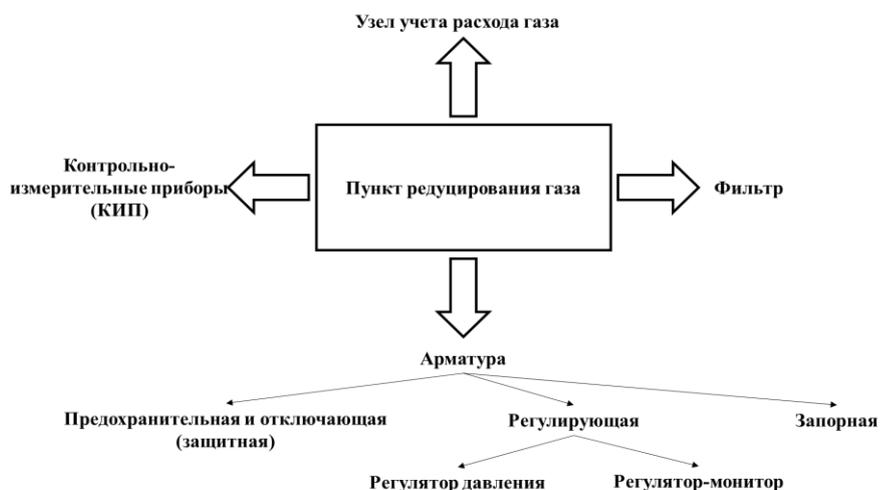


Рисунок 1.7 – Состав пункта редуцирования газа

Газовое оборудование в газорегулирующих блоках ГРП, ГРПБ и ГРУ располагают в строгой последовательности [6], приведенной на рисунке 1.8.

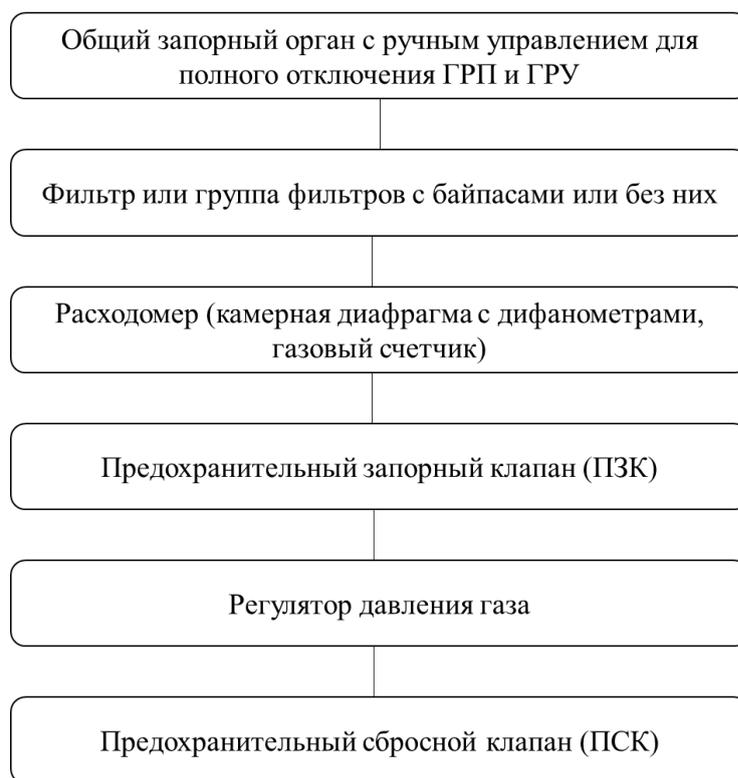


Рисунок 1.8 – Последовательность расположения газового оборудования в ГРП, ГРПБ и ГРУ

Современные газораспределительные сети оборудуются пунктами редуцирования газа следующих предприятий-изготовителей: ООО «Завод ПГО «Газовик», ООО «Эльстер Газэлектроника», ООО «Газ-Сервис», ООО ПКФ «Экс-Форма», ООО ЭПО «Сигнал» и др. В основном ГРП данных производителей имеет одну или две основные и резервные линии редуцирования, регуляторы на разные категории давления, счетчики для учета количества газа.

Рассмотрим наиболее простой пункт редуцирования газа с узлом учета газа «Газовичок-10(25)» с одной линией редуцирования (рисунок 1.9).

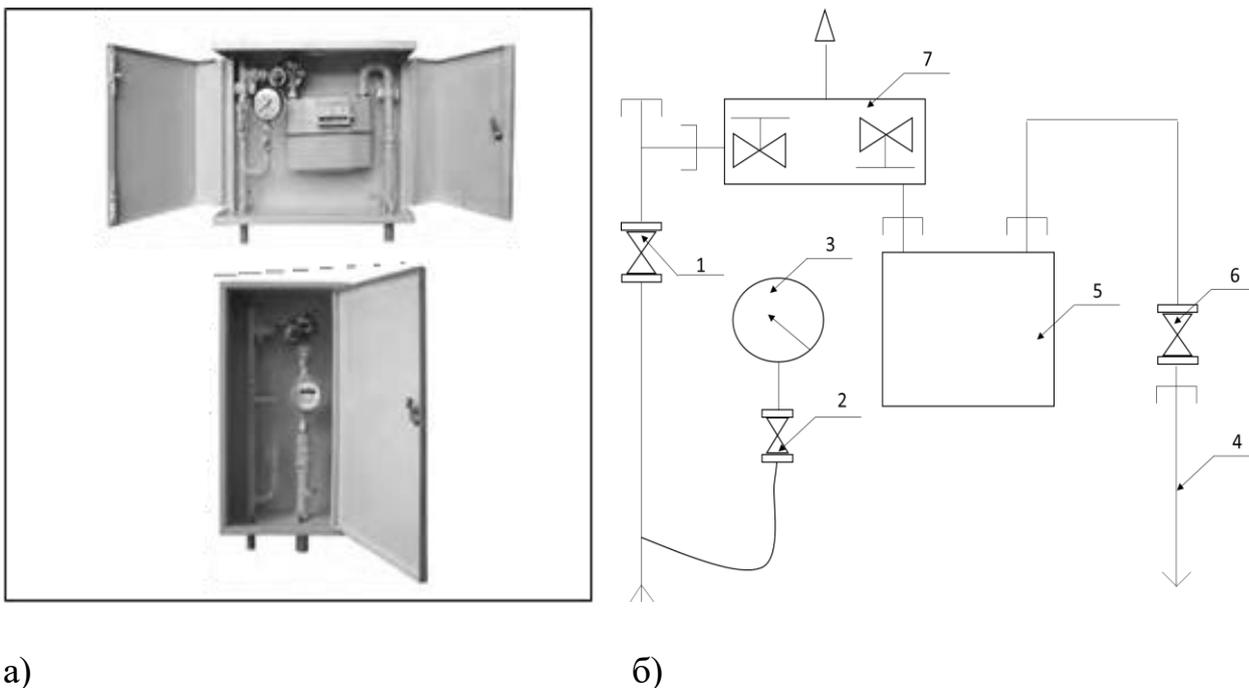


Рисунок 1.9 – Внешний вид пункта редуцирования газа с узлом учета «Газовичок-10 (25)» (а) и его пневматическая функциональная схема (б):

1 – кран шаровой; 2 – кран под манометр; 3 – входной манометр; 4 – штуцер; 5 – счетчик газа; 6 – кран шаровой; 7 – регулятор давления газа.

Таблица 1.2 – Технические характеристики

Наименование параметра	Газовичок-10(25)
Рабочая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87
Диапазон входных давлений, МПа	0,01-0,6
Давление газа на выходе, МПа	0,002
Пропускная способность, м ³ /ч	10(25)
Регулятор давления	«Домовенок 10(25)»
Присоединительные размеры, дюйм:	
входного патрубка	G ¾
выходного патрубка	G1 ¼
Масса, кг	

Наименование параметра	Газовичок-10(25)
со счетчиком ВК-G6	25
со счетчиком «ГРАНД-10Т»	30
Климатическое исполнение	У1 по ГОСТ 15150

Надежность и безопасность эксплуатации пунктов редуцирования газа зависит от надежности каждого отдельного элемента. При эксплуатации ПРГ производится постоянный контроль уровня засоренности фильтров, т.к. недостаточность фильтрации приводит к образованию твердых механических частиц, которые могут повреждать запорно-регулирующую арматуру, что неизбежно может привести к утечкам газа. Также утечки газа могут образовываться в местах разъемных соединений оборудования ПРГ и арматуры.

1.3.3. Арматура

Выделяют два способа установки арматуры: подземная и надземная. Подземная установка подразумевает собой установку арматуры в грунте. Арматура в грунте может устанавливаться как в специально оборудованных колодцах, так и без них. При надземной установке арматура размещается на специально обустроенных площадках (для подземных газопроводов), на стенах зданий, а также на надземных газопроводах, прокладываемых на опорах [6].

На распределительных газопроводах предусматривается установка запорной, регулирующей, предохранительной, обратной и разделительной арматуры [10, 14]. Классификация арматуры по функциональному назначению представлена на рисунке 1.10.



Рисунок 1.10 – Виды арматуры и их основное назначение

Также может быть установлена арматура комбинированного типа, сочетающая в себе функции нескольких видов арматур (рисунок 1.11).



Рисунок 1.11 – Арматура комбинированного типа и ее основное назначение

При проектировании стальных и полиэтиленовых газопроводов рекомендуется предусматривать типы запорной арматуры, приведенные в таблице 1.3 [6].

Таблица 1.3 – Тип арматуры и область ее применения

Тип арматуры	Область применения
Краны конусные натяжные	Наружные надземные и внутренние газопроводы природного газа и паровой фазы СУГ давлением до 0,005 МПа
Краны конусные сальниковые	Наружные и внутренние газопроводы природного газа давлением до 1,2 МПа, паровой и жидкой фазы СУГ давлением до 1,6 МПа
Краны шаровые, задвижки, клапаны (вентили)	Наружные и внутренние газопроводы природного газа давлением до 1,2 МПа, паровой и жидкой фазы СУГ давлением до 1,6 МПа



а)



б)

Рисунок 1.12 – Арматура, устанавливаемая на газопроводах: кран шаровый (а) и клапан предохранительный полноподъемный пружинный фланцевый 17с28нж (б)

Выделяют несколько типов уплотнений для запорно-регулирующей арматуры:

- сальниковые;
- бессальниковые;
- мембранные (мембрана выполняет роль уплотнения);
- сильфонная (в качестве уплотнения используется сильфон, представляющий собой упругую гофрированную оболочку из композиционных материалов) [8].

Для уплотнения соединений в газораспределении широко применяются паронитовые прокладки и сальниковые уплотнения. Однако оба эти материала являются негерметичными. Негерметичность материала уплотнения создает утечки газа, что напрямую влияет на эффективность эксплуатации всей системы в целом [15].

1.3.4 Сооружения на газопроводах

Основным назначением сооружений на газопроводе является защита основных элементов СГР от различных повреждений. Однако сами сооружения также могут являться причинами, снижающими надежность системы в целом. Среди основных проблем, возникающих при эксплуатации сооружений на газопроводе можно выделить следующие [16]:

- герметичность резьбовых соединений трубок конденсатосборников;
- перекосы и оседания коверов, крышек газовых колодцев (может приводить к возникновению утечек газа);
- уплотнения защитных футляров;
- коррозионные повреждения сооружений на газопроводах;
- механические повреждения сооружений на газопроводах.

В [6] приведен основной перечень сооружений на газопроводах и назначение каждого элемента (рисунок 1.13).



Рисунок 1.13 – Сооружениях на газопроводах и их назначение



Рисунок 1.14 – Газовый ковер (ООО «Гермес»)

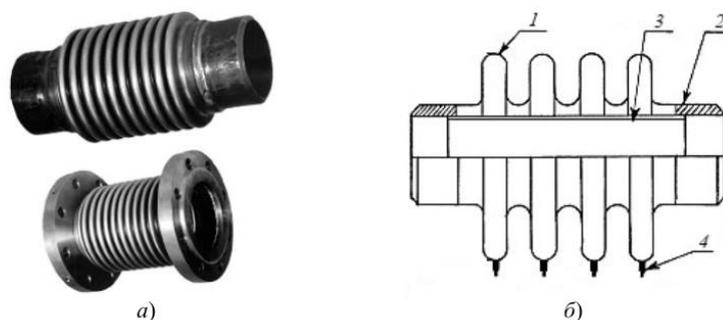


Рисунок 1.15 – Внешний вид (а) и конструкция (б) сильфонного компенсатора:

1 – сильфон; 2 – патрубок; 3 – внутренняя обечайка; 4 – дренажная трубка

1.4 Оперативно-диспетчерский контроль

Для осуществления оперативного контроля за технологическим процессом распределения газа применяются автоматизированные системы управления технологическими процессами распределения газа (АСУ ТП РГ).

В соответствии с [6] АСУ ТП РГ имеет верхний и нижний уровень. Основные элементы каждого уровня представлены на рисунке 1.16. Верхний уровень АСУ ТП РГ реализуется в ЦДП, в состав которого могут входить один или несколько автоматизированных рабочих мест. Все АРМ связаны между собой локальной вычислительной сетью.

В случае если АСУ ТП РГ имеет несколько уровней, предусматривается наличие промежуточных пунктов управления, управляемых ЦДП. ППУ в свою очередь координируют работу контролируемых пунктов.



Рисунок 1.16 – Структурная схема АСУ ТП РГ

Для безопасной и бесперебойной работы газораспределительных систем необходим контроль огромного количества параметров, основные из которых представлены на рисунке 1.17 [17].



Рисунок 1.17 – Основные контролируемые параметры газораспределительных сетей

Для контроля представленных выше параметров газораспределительные сети оборудуются датчиками давления, расходомерами, датчиками температуры, сигнализаторами загазованности. Данные устройства имеют название «полевые устройства».

В [17] представлен краткий алгоритм работы АСУ ТП РГ на базе системы SCADA.

Вся информация, собранная полевыми устройствами, передается на промышленный логический контроллер (ПЛК). ПЛК управляет газопроводной арматурой в соответствии с полученными результатами и передает информацию на следующий уровень системы – уровень

оперативного управления. На уровне оперативного управления переданная информация принимается операторами и разработчиками АРМ и далее передается на центральный диспетчерский пункт (рисунок 1.18).

В свою очередь ЦДП при помощи исполнительных и управляющих устройств, установленных на объектах газораспределительной сети, регулирует параметры технологического процесса распределения газа. Для осуществления данного процесса управления отключающими устройствами применяются задвижки и предохранительные клапаны с возможностью дистанционного управления. Давления газа регулируется переключаемыми или плавнонастраиваемыми регуляторами управления [18].



Рисунок 1.18 – Краткий алгоритм работы АСУ ТП РГ

1.5 Приборы учета газа

Для измерения расхода газа в газораспределительных сетях применяются расходомеры-счетчики различных типов (классификация приведена на рисунке 1.19) [17].

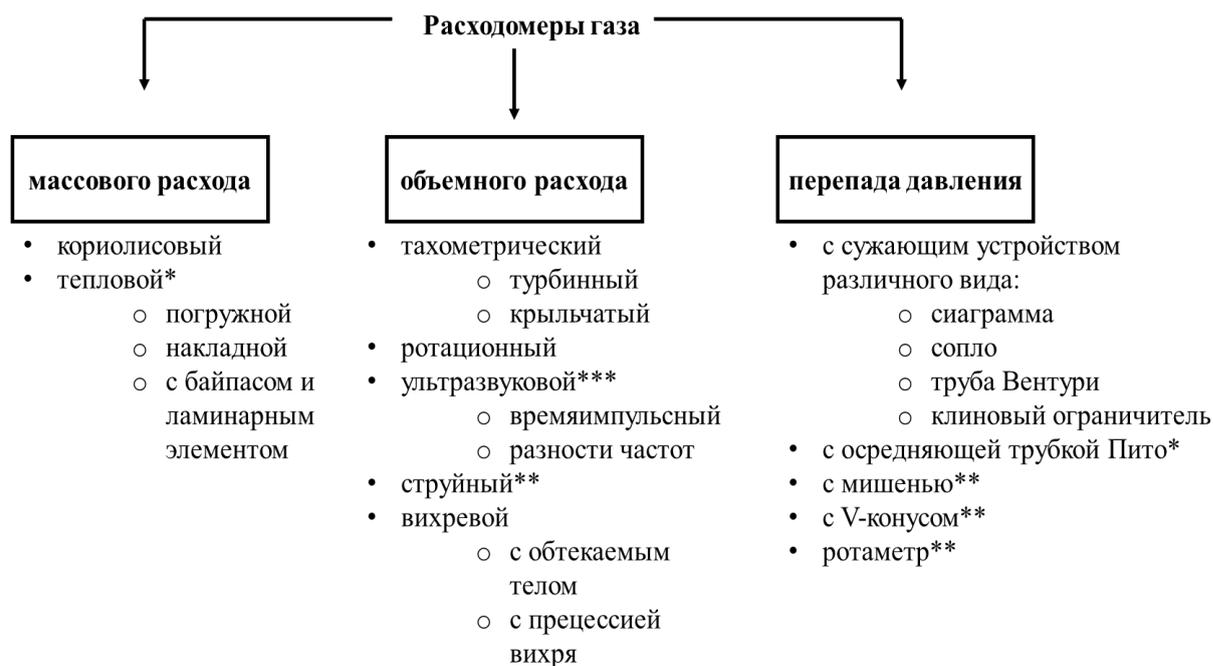


Рисунок 1.19 – Классификация расходомеров газа по принципу действия:

** - расходомеры, не допускаемые к применению в узлах коммерческого учета; ** - расходомеры, не включенные в СТО Газпром 5.32-2009; *** - расходомеры, допускаемые к применению в узлах коммерческого учета при некоторых условиях*

Наиболее часто для коммерческих измерений объема газа используются турбинные, диафрагменные, вихревые и ротационные расходомеры счетчики, что объясняется их высокой точностью измерения, широким диапазоном измеряемых расходов, высоким быстродействием, а также небольшими длинами прямых участков трубопроводов, требуемых для установки СГР.



Рисунок 1.20 – Счетчик газа BK-G6T

BK-G6T – счетчик газа диафрагменного типа. Счетчик состоит из следующих элементов:

- корпуса с патрубками, выполненного из двух половин, соединённых механическим способом;
- мерных диафрагм, размещённых в камерах;
- шиберной системы распределения с золотниками;
- кривошипного модуля;
- счётного роликового механизма, размещённого в отдельном отсеке верхней половины корпуса;
- механического устройства, корректирующего температурные показатели измеряемой среды, выполненного из биметаллического материала.

Счетчик имеет следующий принцип работы. Поступая через входной патрубок под давлением, газ поочередно двигает диафрагмы в каждой из камер. Движение передаётся через шатуны на счётный узел, преобразовываясь во вращение роликов, отсчитывающих показания. Распределительная система с золотниками обеспечивает попеременное срабатывание обеих мембран, возвращающихся в исходное положение, благодаря естественной упругости материала изготовления.

В ходе проведенного литературного обзора были обозначены границы сети газораспределения и выделены основные объекты газораспределительных

сетей и элементы, входящие в их состав. Элементы газораспределительной сети, основной задачей которых является обеспечение бесперебойной поставки газа потребителям, имеют свои слабые стороны, которые негативно сказываются на технологических процессах распределения газа, тем самым снижая эффективность эксплуатации всей системы.

2. Характеристика объекта исследования

Объектом исследования является газораспределительная сеть низкого давления, предназначенная для подачи газа от пункта редуцирования газа до конечного потребителя, в роли которого выступают жители газифицируемых жилых кварталов. В работе рассматривается несколько вариантов исполнения для данной газораспределительной сети:

- тупиковая из стальных труб (сталь марки 17ГС, тип прокладки – подземный);
- смешанного типа (тупиковая + кольцевая) из стальных труб (сталь марки 17ГС, тип прокладки – подземный);
- тупиковая из полиэтиленовых труб (ПЭ 80 SDR11, тип прокладки – подземный);
- смешанного типа (тупиковая + кольцевая) из полиэтиленовых труб (ПЭ 80 SDR11, тип прокладки – подземный).

Схема объектов газораспределительной сети с указанием протяженностей проектируемых распределительных газопроводов представлена на рисунке 2.1.

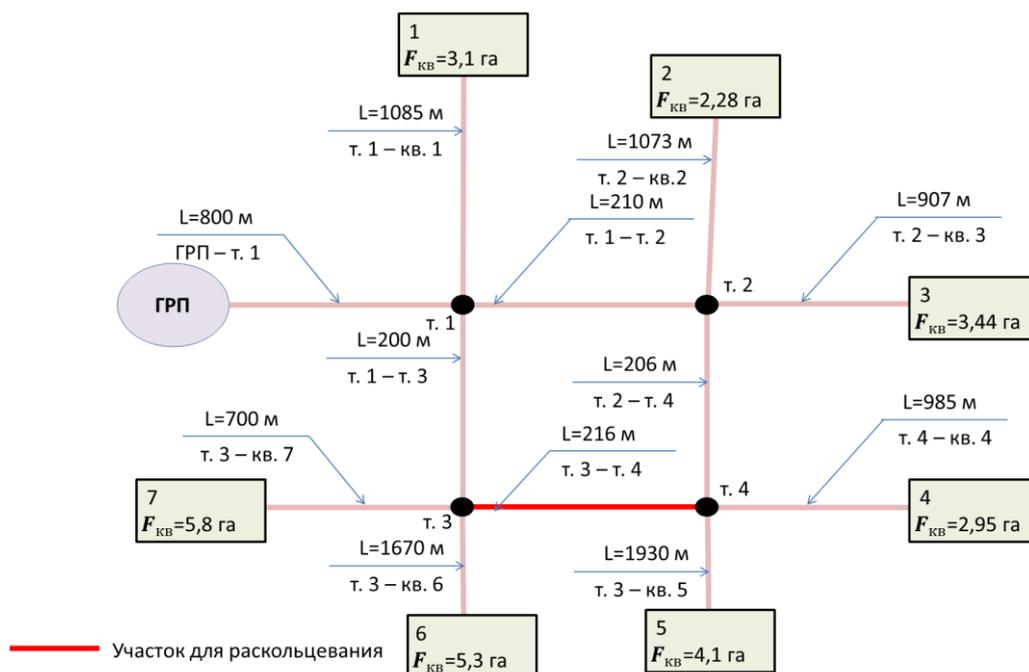


Рисунок 2.1 – Схема газораспределительной сети

3. Обоснование выбора газораспределительной сети для транспортировки природного газа

3.1. Определение годовых расходов газа

При разработке проекта газоснабжения селенного пункта одной из основных задач является определение расчетных расходов газа. Так как на годовое потребление газа влияет множество факторов (благоустройство и заселённость квартир, характеристики используемого газового оборудования, климатические условия и пр.) и не все из них поддаются учёту, то годовой расход газа определяют по усреднённым показателям, полученным на основании многолетнего опыта эксплуатации систем газопотребления.

Целью данного расчета является определение расчетных часовых расходов газа для проектируемого газораспределительной одноступенчатой сети низкого давления.

Методика для выполнения расчета приведена на рисунке 3.1.

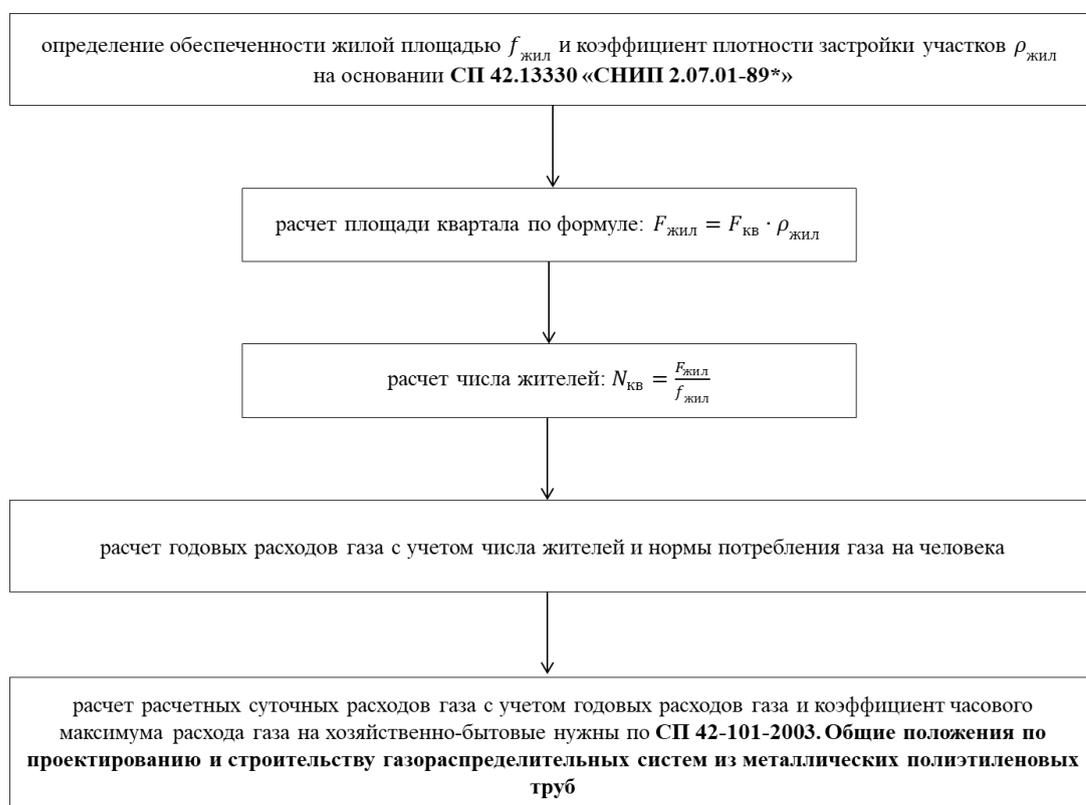


Рисунок 3.1 – Методика определения расчетных часовых расходов газа

Исходные данные для определения годовых расходов газа приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Исходные данные для расчета часовых расчетных расходов газа

Номер квартала	Этажность	Площадь квартала, $F_{кв}$, Га	Обеспеченность жилой площадью, $f_{жил}$, $M^2/чел^*$	Коэффициент плотности застройки участков, $\rho_{жил}^*$	Норма потребления газа, $M^3/год$ на человека**
1	5	3,1	20	0,8	180
2	5	2,28	20	0,8	180
3	5	3,44	20	0,8	180
4	5	2,95	20	0,8	180
5	9	4,1	20	1,2	180
6	9	5,3	20	1,2	180
7	9	5,8	20	1,2	180

Примечание: * - обеспеченность жильем и коэффициент плотности застройки приняты на основании СП 42.13330 «СНИП 2.07.01-89*». Градостроительство. Планировка городских и сельский поселений; ** - укрупненный показатель нормы потребления природного газа принят на основании СП 42-101-2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических полиэтиленовых труб

Расчет годовых расходов природного газа выполнен с использованием Microsoft Excel, результаты расчетов приведены в таблице 3.2.

Таблица 3. 2 – Результаты расчетов годовых расходов природного газа по кварталам

Номер квартала	Суммарная жилая площадь, $\rho_{жил}$, M^2	Число жителей, $N_{кв}$, чел	Годовой расход газа, $M^3/год$
1	24800	1240	223200
2	18240	912	164160
3	27520	1376	247680
4	23600	1180	212400

Номер квартала	Суммарная жилая площадь, $\rho_{\text{жил}}$, м ²	Число жителей, $N_{\text{кв}}$, чел	Годовой расход газа, м ³ /год
5	49200	2460	442800
6	63600	3180	572400
7	69600	3480	626400
Суммарный годовой расход газа, м³/год			2489040

Определение часовых расчетных расходов газа производится на основании полученного годового расхода с учетом коэффициента часового максимума расхода газа на хозяйственно-бытовые нужды, определяемого в соответствии с СП 42-101-2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических полиэтиленовых труб.

Результаты данного расчета приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты определения расчетного расхода газа

Номер квартала	Годовой расход газа, м ³ /год	Коэффициент часового максимума расхода газа на хозяйственно-бытовые нужды по СП 42-101-2003	Расчетный расход газа, м ³ /ч
1	223200	0,000542	121,02
2	164160	0,000500	82,08
3	247680	0,000535	132,43
4	212400	0,000546	115,88
5	442800	0,000494	218,92
6	572400	0,000487	278,62
7	626400	0,000485	303,81
Суммарный расчетный расход газа, м³/ч			1252,76

3.2. Обоснования выбора оборудования для газорегуляторного пункта

Целью данного расчета является подбор необходимого технологического оборудования для газорегуляторного пункта, а именно:

- фильтра;
- счетчика;
- предохранительного запорного клапана;
- регулятора давления;
- предохранительного сбросного клапана.

Методика для выполнения расчета приведена на рисунках 3.2-3.4.

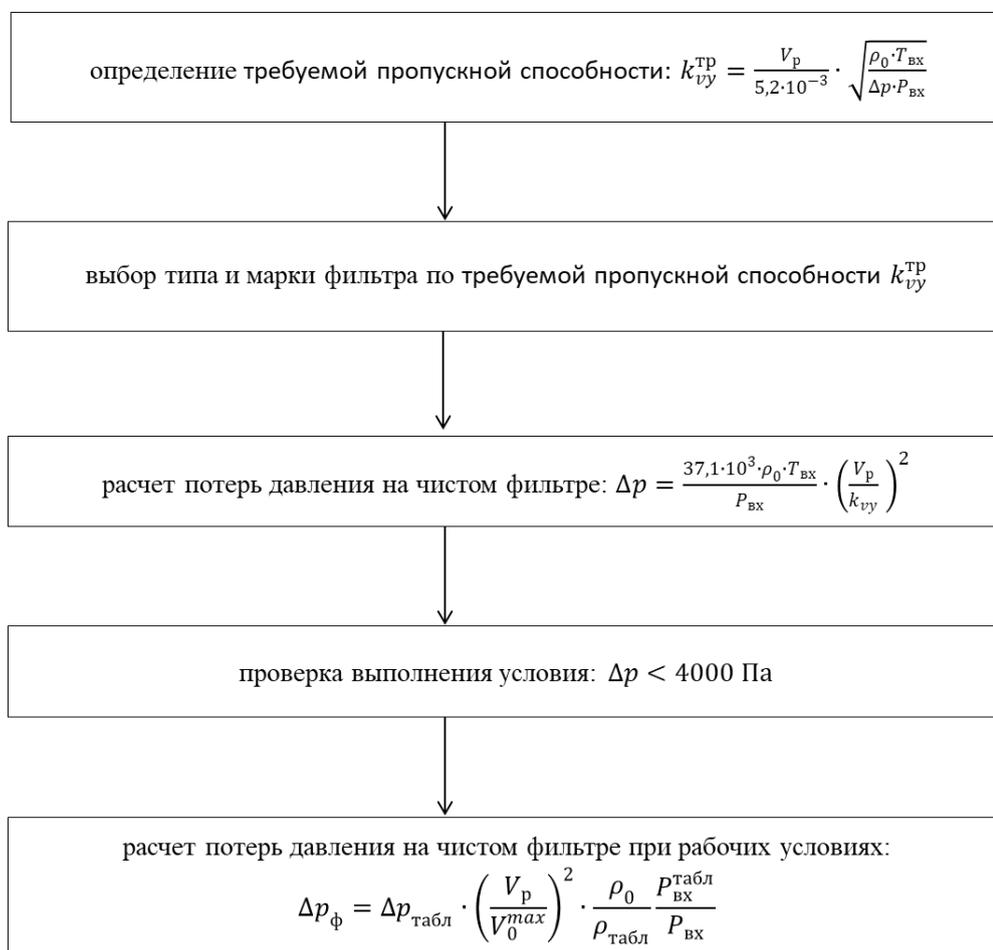


Рисунок 3.2 – Методика подбора фильтра для пункта редуцирования газа

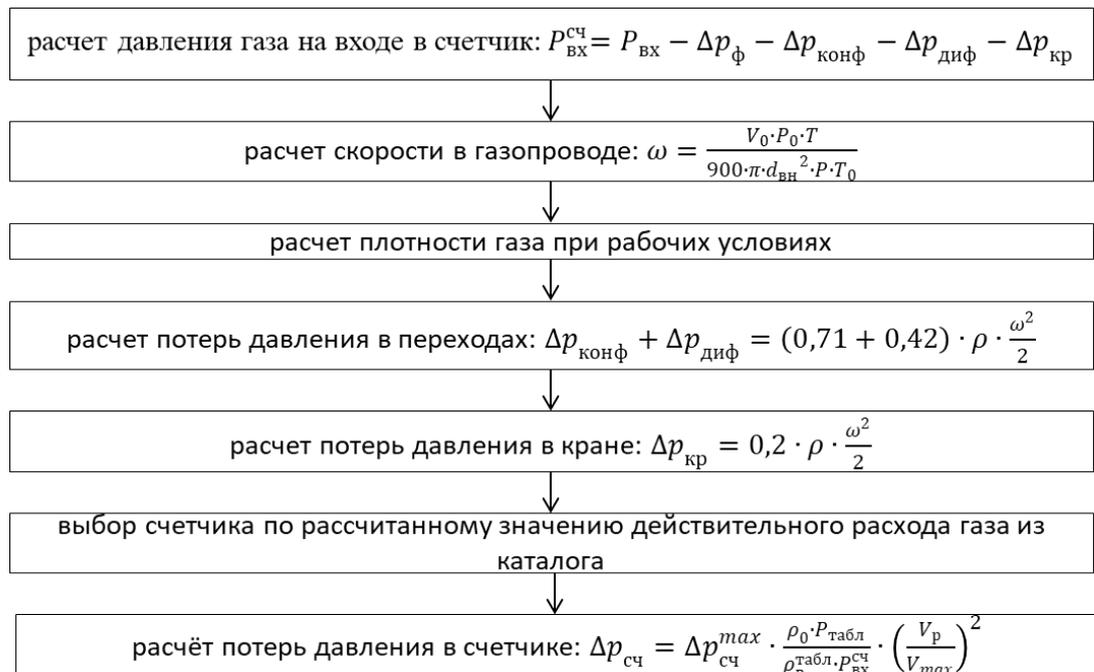


Рисунок 3.3 – Методика подбора счетчика для пункта редуцирования газа

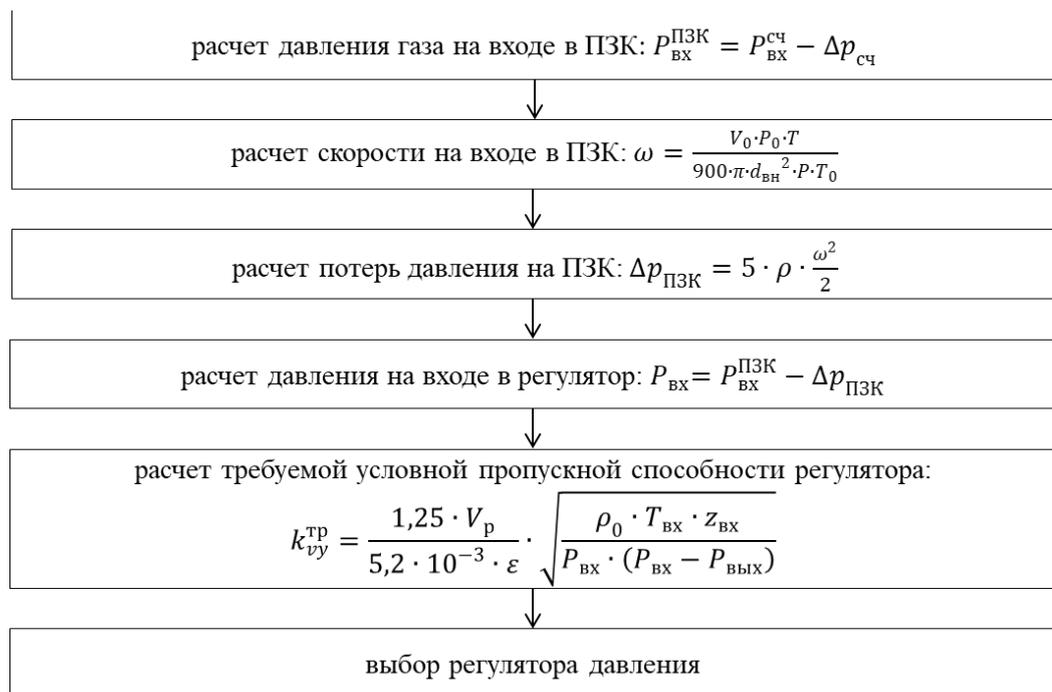


Рисунок 3.4 – Методика подбора регулятора давления для пункта редуцирования газа

Исходные данные для подбора оборудования для газораспределительного пункта приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Исходные данные для подбора технологического оборудования газорегуляторного пункта

Параметр	Единицы измерения	Значение
Расход газа через пункт редуцирования газа	м ³ /ч	1252,76
Абсолютное давление на входе пункта редуцирования газа	кПа	266,88
Выходное давление с пункта редуцирования газа	кПа	5
Плотность транспортируемого газа (при нормальных условиях)	кг/ м ³	0,73
Температура газа	°С	5

3.2.1. Подбор фильтра

Расчет для подбора фильтра осуществляется в следующие последовательности:

1. Определим требуемую пропускную способность по формуле:

$$k_{vy}^{тр} = \frac{V_p}{5,2 \cdot 10^{-3}} \cdot \sqrt{\frac{\rho_0 \cdot T_{вх}}{\Delta p \cdot P_{вх}}} = \frac{1252,76}{5,2 \cdot 10^{-3}} \cdot \sqrt{\frac{0,73 \cdot 283}{4 \cdot 10^3 \cdot 266880}} \quad (3.1)$$

$$= 105,98 \text{ м}^3/\text{ч},$$

где V_p – расход газа, м³/ч;

ρ_0 – плотность транспортируемого газа при н.у., кг/м³;

$T_{вх}$ – температура газа, К;

Δp – допустимый начальный перепад давления на фильтре (принять

$\Delta p = 4000$ Па (как для кассетных фильтров), Па;

$P_{\text{вх}}$ – абсолютное давление на входе, Па.

2. В соответствии с расчетной требуемой пропускной способностью выбираем фильтр (из предложенных кассетных фильтров с максимальным перепадом давления 10 кПа) – **ФГ-80**.

3. Рассчитаем потери давления на чистом фильтре по формуле:

$$\Delta p = \frac{37,1 \cdot 10^3 \cdot \rho_0 \cdot T_{\text{вх}}}{P_{\text{вх}}} \cdot \left(\frac{V_p}{k_{vy}} \right)^2 = \frac{37,1 \cdot 10^3 \cdot 0,73 \cdot 283}{266880} \cdot \left(\frac{1252,76}{166,8} \right)^2 \quad (3.2)$$
$$= 3040 \text{ Па} = 3,040 \text{ кПа}$$

где k_{vy} - табличное значение пропускной способности для выбранного фильтра.

При данной проверке $\Delta p < 4000$ Па (для кассетных фильтров).

4. Рассчитать потери давления на фильтре при рабочих параметрах газа и расчетном расходе при использовании таблиц, предоставляемых производителями, по формуле:

$$\Delta p_{\text{ф}} = \Delta p_{\text{табл}} \cdot \left(\frac{V_p}{V_0^{\text{max}}} \right)^2 \cdot \frac{\rho_0}{\rho_{\text{табл}}} \frac{P_{\text{вх}}^{\text{табл}}}{P_{\text{вх}}} \quad (3.3)$$
$$= 10 \cdot \left(\frac{1252,76}{8000} \right)^2 \cdot \frac{0,73}{0,73} \frac{(1,2 + 0,1) \cdot 10^3}{266,88} = 1,19 \text{ кПа}$$

где $\Delta p_{\text{табл}}$ – сопротивление фильтра, кПа;

V_0^{max} – максимальный расход газа, м³/ч;

$\rho_{\text{табл}}$ – плотность газа, паспортный параметр, кг/м³ (принять равной 0,73 кг/м³);

$P_{\text{вх}}^{\text{табл}}$ – абсолютное давление на входе, МПа.

Для нахождения $\frac{P_{\text{вх}}^{\text{табл}}}{P_{\text{вх}}}$ к максимальному рабочему давлению добавляем 0,1 МПа (т.к. в таблице даны значения избыточных давлений, в формуле используются – значения абсолютных давлений).

2.2.2. Подбор счетчика

1. Рассчитаем давление газа на входе в счетчик:

$$\begin{aligned} P_{\text{вх}}^{\text{сч}} &= P_{\text{вх}} - \Delta p_{\text{ф}} - \Delta p_{\text{конф}} - \Delta p_{\text{диф}} - \Delta p_{\text{кр}} \\ &= 266,88 - 1,19 - 0,10 - 0,02 = 265,57 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (3.4)$$

где $\Delta p_{\text{конф}}$ – потери давления в конфузоре перед фильтром, кПа;

$\Delta p_{\text{диф}}$ – потери давления в диффузоре после фильтра, кПа;

$\Delta p_{\text{кр}}$ – потери давления на шаровом кране КШ – 200, кПа

2. Определим скорость в газопроводе:

$$\omega = \frac{V_0 \cdot P_0 \cdot T}{900 \cdot \pi \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot P \cdot T_0} = \frac{1252,76 \cdot 101325 \cdot 283}{900 \cdot \pi \cdot 0,207^2 \cdot 266880 \cdot 273} = 4,07 \text{ м/с} \quad (3.5)$$

где P – абсолютное давление газа в газопроводе (принять равным $P_{\text{вх}}$), Па;

T – температура газа в газопроводе (принять равным $T_{\text{вх}}$), К;

P_0 – давление газа при н.у. (принять равным 101325 Па);

T_0 – температура газа при н.у. (принять равным 273 К);

$d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр газопровода, м.

3. Определим плотность газа при рабочих условиях:

$$\rho = 0,73 \cdot \frac{266880 \cdot 273}{101325 \cdot 283} = 1,85 \text{ кг/м}^3 \quad (3.6)$$

4. Определим потери давления в переходах при коэффициентах местного сопротивления конфузора 0,71, диффузора 0,42 (отнесены к скорости в большом сечении):

$$\begin{aligned} \Delta p_{\text{конф}} + \Delta p_{\text{диф}} &= (0,71 + 0,42) \cdot \rho \cdot \frac{\omega^2}{2} = (0,71 + 0,42) \cdot 1,85 \cdot \frac{4,07^2}{2} \quad (3.7) \\ &= 0,02 \text{ кПа} \end{aligned}$$

5. Определим потери давления в кране:

$$\Delta p_{\text{кр}} = 0,2 \cdot \rho \cdot \frac{\omega^2}{2} = 0,2 \cdot 1,85 \cdot \frac{4,07^2}{2} = 0,003 \text{ кПа} \quad (3.8)$$

6. Определим действительный расход газа через счетчик по формуле:

$$V_{\text{сч}} = \frac{V_p \cdot P_{\text{атм}} \cdot (273 + t_{\text{г}})}{273 \cdot P_{\text{вх}}^{\text{сч}}} = \frac{1252,76 \cdot 101,325 \cdot 283}{273 \cdot 265,57} = 495,48 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (3.9)$$

где $P_{\text{атм}}$ – атмосферное давление при н.у. (принять равным 101325 Па), Па;

$t_{\text{г}}$ – температура газа, °С.

7. Выберем счетчик по рассчитанному значению действительного расхода газа из каталога – **СГ16МТ-650-Р**.

8. Рассчитаем потери давления в счетчике:

$$\begin{aligned} \Delta p_{\text{сч}} &= \Delta p_{\text{сч}}^{\text{max}} \cdot \frac{\rho_0 \cdot P_{\text{табл}}}{\rho_{\text{в}}^{\text{табл}} \cdot P_{\text{вх}}^{\text{сч}}} \cdot \left(\frac{V_p}{V_{\text{max}}} \right)^2 \quad (3.10) \\ &= 1590 \cdot \frac{0,73 \cdot 106}{1,29 \cdot 265,57} \cdot \left(\frac{1252,76}{650} \right)^2 = 1334 \text{ Па} \\ &= 1,334 \text{ кПа} \end{aligned}$$

где $\Delta p_{\text{сч}}^{\text{max}}$ – потери давления при максимальном расходе, Па;

$\rho_{\text{в}}^{\text{табл}}$ – плотность воздуха, при которой приведены значения давления в таблице (принять равной 1,29 кг/м³);

$P_{\text{табл}}$ – абсолютном давление, при котором приведены потери давления

в таблице (принять равным 106000 Па).

3.2.3. Подбор регулятора давления

1. Определим давление на входе в ПЗК:

$$P_{\text{ВХ}}^{\text{ПЗК}} = P_{\text{ВХ}}^{\text{сч}} - \Delta p_{\text{сч}} = 265,57 - \frac{1334}{1000} = 264,236 \text{ кПа} \quad (3.11)$$

2. Определить скорость на входе в ПЗК (формула 5, Р принять равным $P_{\text{ВХ}}^{\text{ПЗК}}$)

$$\omega = \frac{V_0 \cdot P_0 \cdot T}{900 \cdot \pi \cdot d_{\text{ВН}}^2 \cdot P \cdot T_0} = \frac{1252,76 \cdot 101325 \cdot 283}{900 \cdot \pi \cdot 0,207^2 \cdot 264236 \cdot 273} = 4,11 \text{ м/с}$$

3. Определить плотность газа при рабочих условиях (формула 6, Р принять равным $P_{\text{ВХ}}^{\text{ПЗК}}$)

$$\rho = 0,73 \cdot \frac{264236 \cdot 273}{101325 \cdot 283} = 1,84 \text{ кг/м}^3$$

4. Определить потери давления на ПЗК:

$$\Delta p_{\text{ПЗК}} = 5 \cdot \rho \cdot \frac{\omega^2}{2} = 5 \cdot 1,84 \cdot \frac{4,11^2}{2} = 77,7 \text{ Па} = 0,078 \text{ кПа} \quad (3.12)$$

5. Определить давление на входе в регулятор:

$$P_{\text{ВХ}} = P_{\text{ВХ}}^{\text{ПЗК}} - \Delta p_{\text{ПЗК}} = 264,236 - 0,078 = 264,158 \text{ кПа} \quad (3.13)$$

6. Определить отношение давлений на выходе и входе в регулятор (давлений на выходе принять равным 106 кПа)

$$\frac{P_{\text{ВЫХ}}}{P_{\text{ВХ}}} = \frac{106,325}{264,158} = 0,402$$

7. Определить требуемую условную пропускную способность регулятора:

$$k_{\text{ву}}^{\text{тр}} = \frac{1,25 \cdot V_p}{5,2 \cdot 10^{-3} \cdot \varepsilon} \cdot \sqrt{\frac{\rho_0 \cdot T_{\text{ВХ}} \cdot z_{\text{ВХ}}}{P_{\text{ВХ}} \cdot (P_{\text{ВХ}} - P_{\text{ВЫХ}})}} \text{ при } \frac{P_{\text{ВЫХ}}}{P_{\text{ВХ}}} > 0,5 \quad (3.14)$$

$$k_{vy}^{тр} = \frac{1,25 \cdot V_p}{5,2 \cdot 10^{-3} \cdot 0,75 \cdot P_{BX}} \cdot \sqrt{\frac{\rho_0 \cdot T_{BX} \cdot z_{BX}}{0,5}} = \frac{1,25 \cdot 1252,76}{5,2 \cdot 10^{-3} \cdot 0,75 \cdot 264158} \cdot \sqrt{\frac{0,73 \cdot 278 \cdot 1}{0,5}} = 30,62 \text{ м}^3/\text{ч при } \frac{P_{ВЫХ}}{P_{BX}} \leq 0,5 \quad (3.15)$$

где z_{BX} принять равным 1;

$$\varepsilon = \frac{P_{ВЫХ}}{P_{BX}}$$

8. выберем регулятор – **РДУК-2Н-200/105**.

3.2.4. Подбор предохранительного запорного клапана

ПЗК обычно выбирают с таким же условным диаметром, как и регулятор давления (регулятор давления выбирают с таким же условным диаметром, как участок трубопровода). Клапан имеют диаметры 50, 100, 200 мм. Максимальное давление в корпусе 1,2 МПа. Если регулятор настроен на низкое давление газа, то ПЗК будет типа ПКН – X (X – условный диаметр клапана), если на среднее – то ПКВ – X.

Выберем **ПЗК типа ПКВ – 200** с нижним диапазоном срабатывания 3 – 30 кПа, верхним – 30 – 600 кПа.

2.2.4. Подбор предохранительного сбросного клапана

Предохранительный сбросной клапан подбирается по диапазону срабатывания $(1,0 - 1,15) \cdot p_{ВЫХ}$. Принимаем к установке **ПСК-50-03 (DN 50)** с диапазоном настройки клапана 20 – 50 кПа.

1. Определим минимальный расход газа, подлежащий сбросу при повышении давления:

$$V_0 = 0,0005 \cdot V_0^{max} = 0,0005 \cdot 7547 = 3,8 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (3.16)$$

2. Определим массовый расход газа, подлежащий сбросу:

$$G = V_0 \cdot \rho = 3,8 \cdot 0,73 = 2,8 = 3,8 \text{ кг/ч} \quad (3.17)$$

4. Определим диапазон срабатывания:

$$p_{\text{сраб}} = 1,15 \cdot 50 = 57,5 \text{ кПа}$$

3. Определим максимальный массовый расход по графику, приведенному на рисунке 3.5.

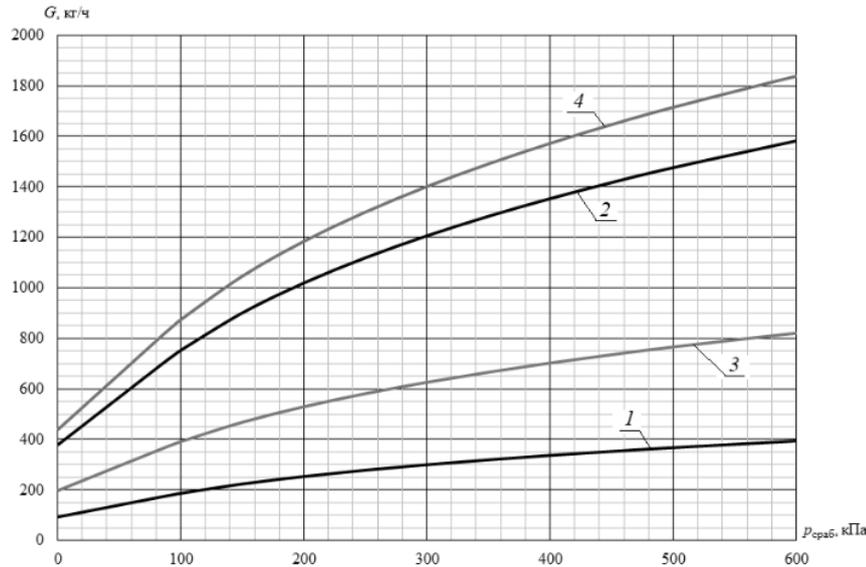


Рисунок 3.5 – Зависимость максимального расхода сбрасываемого газа от давления срабатывания (изб.) для клапанов: 1 – ПСК – 25; 2 – ПСК – 50; 3 – КСИ 25 – 16; 4 – КСИ 50 – 20.

4. Пересчитаем на фактические условия:

$$G_{max} = G_{гр} \cdot \sqrt{\frac{T_0 \cdot \rho_0}{\rho \cdot T}} = 600 \cdot \sqrt{\frac{273 \cdot 0,73}{0,73 \cdot 283}} = 589 \text{ кг/ч} \quad (3.18)$$

2.3. Обоснование выбора диаметров участков газораспределительной сети кольцевого и смешанного типов

Для обоснования выбора диаметров газораспределительной сети необходимо проведение гидравлического расчета.

Для выбора оптимальной системы газораспределения для 7 жилых кварталов предлагается рассмотреть 4 варианта сетей газораспределения:

- кольцевого типа из стальных труб;

- смешанного типа их полиэтиленовых труб;
- тупикового типа из стальных труб;
- тупикового типа из полиэтиленовых труб.

Целью гидравлического расчета является определение диаметра проектируемых трубопроводов и рабочих параметров газораспределения.

Расчет диаметров распределительных газопроводов выполняется исходя из условия обеспечения бесперебойного газоснабжения всех потребителей в часы максимального потребления газа в соответствии с методикой изложенной в пунктах 3.21 – 3.40 СП 42-101-2003.

В данной работе гидравлический расчет выполнен в программной комплексе «Стокс», предназначенном для проведения гидравлических расчетов газораспределительных сетей тупикового и кольцевого типов.

Алгоритм расчета газораспределительной сети, реализованный в программном комплексе «Стокс» приведен на рисунке 3.6.

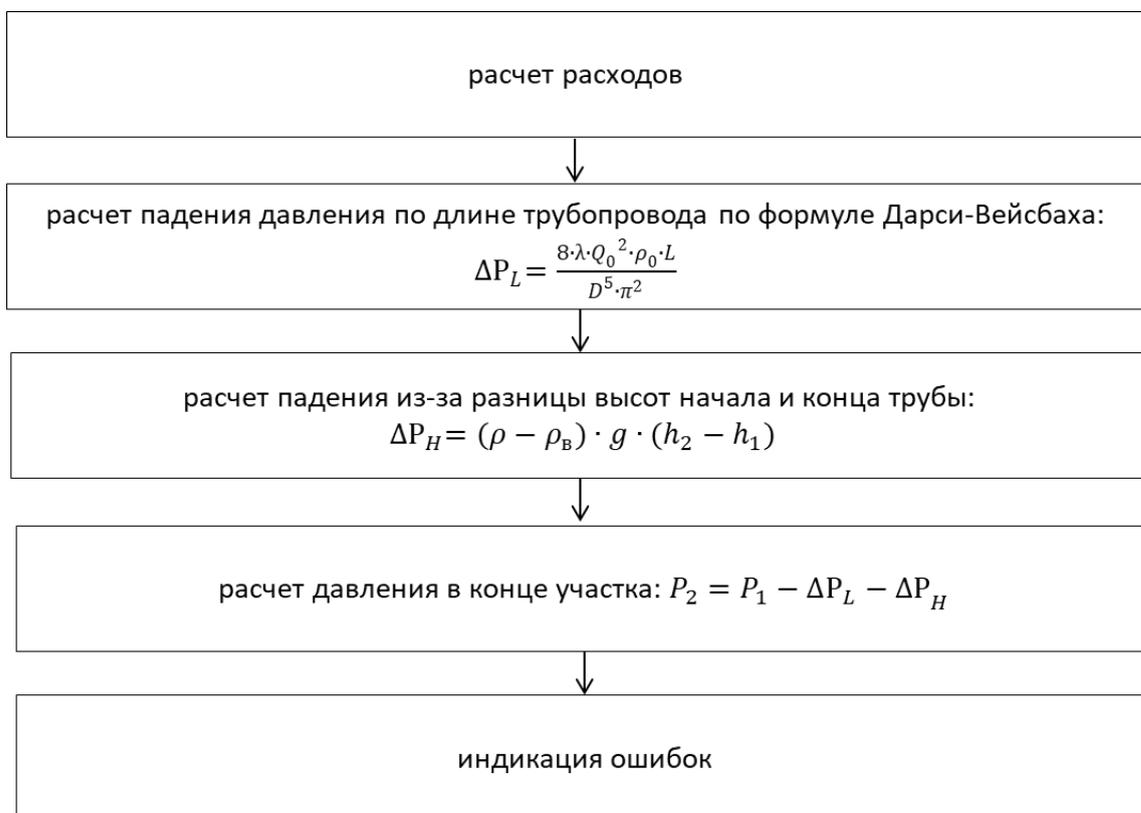


Рисунок 3.6 – Алгоритм гидравлического расчета, реализованный в программном комплексе «Стокс»

Индикация ошибок состоит в сопоставлении рассчитанных значений максимальной скорости течения газа в трубе, давления на входе для потребителей с допустимыми параметрами.

Для низкого давления максимальное рабочее давления газа в газопроводе не должно превышает 0,05 МПа. При этом давление у потребителей не должно выходить за пределы 10-процентной невязки от установленного (в нашем случае за пределы 10-процентной невязки от 0,05 МПа).

Исходные данные для выполняемого расчета приведены в таблицах 3.5-3.6.

Таблица 3.5 – Протяженности участков газораспределительной сети

Наименование участка	Протяженность, м
ГРП – т. 1	800
т. 1 – кв. 1	1085
т. 1 – т. 2	210
т. 2 – кв. 2	1073
т. 2 – кв. 3	907
т. 1 – т. 3	200
т. 3 – кв. 7	700
т. 3 – кв. 6	1670
т. 2 – т. 4	206
т. 4 – кв. 4	985
т. 4 – кв. 5	1930
т. 3 – т. 4	216

Таблица 3.6 – Исходные данные для гидравлического расчета

Параметр	Единицы измерения	Значение
Плотность газа	кг/м ³	0,78
Кинематическая вязкость	м ² /с	12,9 · 10 ⁻⁶
Давление после ГРП	Па	5000
Минимальное давление у потребителя	Па	1200

Результаты выполненного гидравлического расчета приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Результаты гидравлического расчета

Наименование участка	Расход	Средняя скорость движения потока газа	Давление на входе участка	Давление на выходе участка	Суммарная потеря давления	Принятые диаметр и толщина стенки по результатам расчета
	м ³ /ч	м/с	МПа	МПа	Па	мм
результаты гидравлического расчета для газораспределительной сети смешанного типа из стальных распределительных газопроводов						
ГРП - т. 1	1252,75	6,56	0,00500	0,00389	1113,30	273x9
т. 1 - т. 3	797,09	4,18	0,00389	0,00377	120,81	273x9
т. 1 - т. 2	334,65	1,76	0,00389	0,00376	128,59	273x9
т. 3 - кв. 7	303,81	2,47	0,00377	0,00357	199,73	219x7
т. 3 - кв. 6	278,62	2,27	0,00377	0,00336	409,53	219x7
т. 4 - кв. 5	218,92	1,78	0,00375	0,00344	310,36	219x7
т. 4 - т. 3	214,66	1,13	0,00377	0,00375	11,90	219x7
т. 2 - кв. 3	132,43	6,76	0,00376	0,00316	598,74	89x3,5
т. 1 - кв. 1	121,01	4,39	0,00389	0,00161	2278,04	108x5

Наименование участка	Расход	Средняя скорость движения потока газа	Давление на входе участка	Давление на выходе участка	Суммарная потеря давления	Принятые диаметр и толщина стенки по результатам расчета
Т. 2 - Т. 4	120,14	0,63	0,00376	0,00375	4,11	273x9
Т. 4 - кв. 4	115,88	2,67	0,00375	0,00314	612,17	133x5,5
Т. 2 - кв. 2	82,08	2,95	0,00376	0,00265	1109,82	108x5
результаты гидравлического расчета для газораспределительной сети тупикового типа из стальных распределительных газопроводов						
ГРП - Т. 1	1252,75	4,27	0,00500	0,00461	391,71	325x5
Т. 1 - кв. 1	121,01	4,36	0,00461	0,00233	2278,04	108x5
Т. 1 - Т. 2	549,31	4,46	0,00461	0,00365	957,91	219x7
Т. 2 - кв. 2	82,08	2,95	0,00365	0,00254	1109,82	108x5
Т. 2 - кв. 3	132,43	9,34	0,00365	0,00233	1318,85	76x3
Т. 2 - Т. 4	334,8	5,24	0,00365	0,00328	368,59	159x5,5
Т. 4 - кв. 4	115,88	4,21	0,00328	0,00137	1910,22	108x5
Т. 4 - кв. 5	218,92	3,53	0,00328	0,00164	1638,33	159x5,5
Т. 3 - кв. 6	278,62	4,46	0,00441	0,00221	2203,42	159x5,5
Т. 3 - кв. 7	303,81	7,10	0,00441	0,00168	2726,18	133x5,5
Т. 1 - Т. 3	582,43	4,70	0,00461	0,00441	198,83	219x7
результаты гидравлического расчета для газораспределительной сети кольцевого типа из полиэтиленовых распределительных газопроводов						
ГРП - Т. 1	121,01	4,03	0,00335	0,00167	1686,97	280x25,4
Т. 1 - кв. 1	285,27	1,86	0,00335	0,00319	161,40	125x11,4
Т. 1 - Т. 2	82,08	2,72	0,00319	0,00235	845,78	280x25,4
Т. 2 - кв. 2	132,43	8,45	0,00319	0,00233	865,84	125x11,4
Т. 2 - кв. 3	70,76	0,46	0,00319	0,00319	2,70	90x8,2
Т. 2 - Т. 4	115,88	3,86	0,00319	0,00177	1419,69	280x25,4
Т. 4 - кв. 4	218,92	2,83	0,00319	0,00228	906,19	125x11,4

Наименование участка	Расход	Средняя скорость движения потока газа	Давление на входе участка	Давление на выходе участка	Суммарная потеря давления	Принятые диаметр и толщина стенки по результатам расчета
Т. 4 - кв. 5	264,04	2,16	0,00324	0,00319	48,66	200x18,2
Т. 4 - Т. 3	278,62	4,49	0,00324	0,00126	1974,96	250x22,7
Т. 3 - кв. 6	303,81	6,19	0,00324	0,00155	1688,10	180x16,4
Т. 3 - кв. 7	846,47	4,37	0,00335	0,00324	115,45	160x14,6
Т. 1 - Т. 3	121,01	4,03	0,00335	0,00167	1686,97	315x28,6
результаты гидравлического расчета для газораспределительной сети тупикового типа из полиэтиленовых распределительных газопроводов						
ГРП - Т. 1	1252,75	6,41	0,00500	0,00406	937,17	315x28,6
Т. 1 - кв. 1	121,01	4,00	0,00406	0,00238	1686,97	125x11,4
Т. 1 - Т. 2	549,31	4,50	0,00406	0,00319	871,19	250x22,7
Т. 2 - кв. 2	82,08	3,53	0,00319	0,00164	1547,02	110x10
Т. 2 - кв. 3	132,43	8,45	0,00319	0,00233	865,84	90x8,2
Т. 2 - Т. 4	334,80	5,32	0,00319	0,00286	335,98	180x16,4
Т. 4 - кв. 4	115,88	3,06	0,00286	0,00203	824,06	140x12,7
Т. 4 - кв. 5	218,92	3,53	0,00286	0,00136	1496,68	180x16,4
Т. 3 - кв. 6	278,62	4,49	0,00319	0,00122	1974,96	180x16,4
Т. 3 - кв. 7	303,81	6,19	0,00319	0,00150	1688,10	160x14,6
Т. 1 - Т. 3	582,43	9,22	0,00406	0,00319	870,85	180x16,4
Примечание: типовые диаметры и толщины стенок для стальных газопроводов приняты в соответствии с СП 42-101-2003, для полиэтиленовых газопроводов – в соответствии с ГОСТ Р 52121.2 - 218						

3.4. Расчет на прочность полиэтиленовых газопроводов

Цель расчета: проверка газопровода на прочность при воздействии силовых и деформационных нагрузений.

Исходные данные для расчета приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Исходные данные прочностного расчета полиэтиленовых газопроводов

Параметр	Единицы измерения	Значение
материал	-	ПЭ 80,SDR 11
минимальная температура стенок трубы при эксплуатации (температура эксплуатации), t_e	°С	0
температурный перепад, Δt	°С	10
радиус упругого изгиба трубопровода, ρ	м	16,0

Методика расчета принята в соответствии с СП 42-103-2003 [25] по алгоритму, представленному на рисунке 3.7.



Рисунок 3.7 – Алгоритма расчет полиэтиленового газопровода на прочность

Расчет:

Проверка прочности газопровода состоит в соблюдении следующих условий:

- при действии всех нагрузок силового нагружения (МПа):

$$\sigma_{\text{пр}F} \leq 0,4 \cdot MRS, \quad (3.19)$$

где $\sigma_{\text{пр}F}$ - продольное фибровое напряжение от силового нагружения, МПа;

MRS - минимальная длительная прочность, МПа.

- при совместном действии всех нагрузок силового и деформационного нагружений:

$$\sigma_{\text{пр}NS} \leq 0,5 \cdot MRS, \quad (3.20)$$

где $\sigma_{\text{пр}NS}$ - продольное осевое напряжение от совместного силового и деформационного нагружений, МПа.

$$\sigma_{\text{пр}S} \leq 0,9 \cdot MRS, \quad (3.21)$$

где $\sigma_{\text{пр}S}$ - продольное фибровое напряжение от совместного силового и деформационного нагружений, МПа.

Произведем расчет для участка «ГРП – т. 1».

Минимальная длительная прочность определяется по формуле:

$$MRS = \frac{\text{ПЭ}}{10} = \frac{80}{10} = 8 \text{ МПа} \quad (3.22)$$

Значение продольного фибрового напряжения от силового нагружения определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}F} = \frac{2 \cdot \mu \cdot P}{\left[1 - \frac{2}{SDR}\right]^{-2} - 1}, \quad (3.23)$$

где μ - коэффициент Пуассона материала труб;

P - рабочее давление, МПа;

SDR - стандартное размерное отношение.

Коэффициент Пуассона материала труб по СП 42-101-2003 принимается равным 0,43.

Тогда значение продольного фибрового напряжения от силового нагружения равно:

$$\sigma_{\text{пр}F} = \frac{2 \cdot 0,43 \cdot 0,005}{\left[1 - \frac{2}{11}\right]^{-2} - 1} = 0,009 \text{ МПа}$$

Значение продольного осевого напряжения от совместного силового и деформационного нагружений определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}NS} = \frac{2 \cdot \mu \cdot P}{\left[1 - \frac{2}{SDR}\right]^{-2} - 1} - a \cdot E(t_e) \cdot \Delta t, \quad (3.24)$$

где a - коэффициент линейного теплового расширения материала труб, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

$E(t_e)$ - модуль ползучести материала труб при температуре эксплуатации, МПа;

Δt - температурный перепад, $^{\circ}\text{C}$.

Коэффициент линейного теплового расширения материала труб по СП 42-101-2003 принимается равным $2,2 \cdot 10^{-4} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$. Модуль ползучести материала труб для срока службы газопровода 50 лет принимается в зависимости от температуры эксплуатации по графику, приведенному в СП 42-101-2003 на рисунке 3, где напряжения в стенке трубы определяются по формуле:

$$\sigma = \frac{P \cdot (SDR - 1)}{2} = \frac{0,005 \cdot (11 - 1)}{2} = 0,025 \text{ МПа} \quad (3.25)$$

Модуль ползучести материала труб примем равным 260 МПа.

Тогда значение продольного осевого напряжения от совместного силового и деформационного нагружений равно:

$$\sigma_{\text{прNS}} = \frac{2 \cdot 0,43 \cdot 0,005}{\left[1 - \frac{2}{11}\right]^{-2} - 1} - 2,2 \cdot 10^{-4} \cdot 260 \cdot 10 = -0,563 \text{ МПа}$$

Значение продольного фибрового напряжения от совместного силового и деформационного нагружений определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{прS}} = \frac{2 \cdot \mu \cdot P}{\left[1 - \frac{2}{SDR}\right]^{-2} - 1} - a \cdot E(t_e) \cdot \Delta t + \frac{E(t_e) \cdot d_e}{2 \cdot \rho}, \quad (3.26)$$

где d_e – наружный диаметр газопровода, м;

ρ – радиус упругого изгиба трубопровода, м.

Значение продольного фибрового напряжения от совместного силового и деформационного нагружений равно:

$$\sigma_{\text{прS}} = \frac{2 \cdot 0,43 \cdot 0,005}{\left[1 - \frac{2}{11}\right]^{-2} - 1} - 2,2 \cdot 10^{-4} \cdot 260 \cdot 10 + \frac{260 \cdot 0,273}{2 \cdot 16} = 1,655 \text{ МПа}$$

Результаты прочностного расчета сведены в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Результаты расчета полиэтиленовых газопроводов на

прочность

Наименование участка	Расчетное значение напряжения	Значение критерия	Выполнение условия
результаты прочностного расчета для газораспределительной сети смешанного типа из полиэтиленовых распределительных газопроводов			
ГРП – т. 1	$\sigma_{\text{прF}} = 0,009 \text{ МПа}$	$0,4 \cdot MRS = 3,2 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{\text{прNS}} = 0,563 \text{ МПа}$	$0,5 \cdot MRS = 4 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{\text{прS}} = 2,781 \text{ МПа}$	$0,9 \cdot MRS = 7,2 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется

Наименование участка	Расчетное значение напряжения	Значение критерия	Выполнение условия
т. 1 – т. 3	$\sigma_{прF} = 0,007$ МПа	$0,4 \cdot MRS = 3,2$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прNS} = 0,565$ МПа	$0,5 \cdot MRS = 4$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 2,783$ МПа	$0,9 \cdot MRS = 7,2$ МПа	Условие прочности выполняется
т. 1 – т. 2	$\sigma_{прF} = 0,007$ МПа	$0,4 \cdot MRS = 3,2$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прNS} = 0,565$ МПа	$0,5 \cdot MRS = 4$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 2,783$ МПа	$0,9 \cdot MRS = 7,2$ МПа	Условие прочности выполняется
т. 3 – кв. 7	$\sigma_{прF} = 0,007$ МПа	$0,4 \cdot MRS = 3,2$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прNS} = 0,565$ МПа	$0,5 \cdot MRS = 4$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 2,344$ МПа	$0,9 \cdot MRS = 7,2$ МПа	Условие прочности выполняется
т. 3 – кв. 6	$\sigma_{прF} = 0,007$ МПа	$0,4 \cdot MRS = 3,2$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прNS} = 0,565$ МПа	$0,5 \cdot MRS = 4$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 2,344$ МПа	$0,9 \cdot MRS = 7,2$ МПа	Условие прочности выполняется

Наименование участка	Расчетное значение напряжения	Значение критерия	Выполнение условия
т. 4 – кв. 5	$\sigma_{прF} = 0,007$ МПа	$0,4 \cdot MRS = 3,2$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прNS} = 0,565$ МПа	$0,5 \cdot MRS = 4$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 2,344$ МПа	$0,9 \cdot MRS = 7,2$ МПа	Условие прочности выполняется
т. 4 – т. 3	$\sigma_{прF} = 0,007$ МПа	$0,4 \cdot MRS = 3,2$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прNS} = 0,565$ МПа	$0,5 \cdot MRS = 4$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 2,344$ МПа	$0,9 \cdot MRS = 7,2$ МПа	Условие прочности выполняется
т. 2 – кв. 3	$\sigma_{прF} = 0,007$ МПа	$0,4 \cdot MRS = 3,2$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прNS} = 0,565$ МПа	$0,5 \cdot MRS = 4$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 1,288$ МПа	$0,9 \cdot MRS = 7,2$ МПа	Условие прочности выполняется
т. 1 – кв. 1	$\sigma_{прF} = 0,007$ МПа	$0,4 \cdot MRS = 3,2$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прNS} = 0,565$ МПа	$0,5 \cdot MRS = 4$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 1,442$ МПа	$0,9 \cdot MRS = 7,2$ МПа	Условие прочности выполняется

Наименование участка	Расчетное значение напряжения	Значение критерия	Выполнение условия
т. 2 – т. 4	$\sigma_{прF} = 0,007$ МПа	$0,4 \cdot MRS = 3,2$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прNS} = 0,565$ МПа	$0,5 \cdot MRS = 4$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 2,773$ МПа	$0,9 \cdot MRS = 7,2$ МПа	Условие прочности выполняется
т. 2 – кв. 4	$\sigma_{прF} = 0,007$ МПа	$0,4 \cdot MRS = 3,2$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прNS} = 0,565$ МПа	$0,5 \cdot MRS = 4$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 1,645$ МПа	$0,9 \cdot MRS = 7,2$ МПа	Условие прочности выполняется
т. 2 – кв. 2	$\sigma_{прF} = 0,007$ МПа	$0,4 \cdot MRS = 3,2$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прNS} = 0,565$ МПа	$0,5 \cdot MRS = 4$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 1,442$ МПа	$0,9 \cdot MRS = 7,2$ МПа	Условие прочности выполняется
результаты прочностного расчета для газораспределительной сети тупикового типа из полиэтиленовых распределительных газопроводов			
ГРП - т. 1	$\sigma_{прF} = 0,009$ МПа	$0,4 \cdot MRS = 3,2$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прNS} = 0,563$ МПа	$0,5 \cdot MRS = 4$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 3,122$ МПа	$0,9 \cdot MRS = 7,2$ МПа	Условие прочности выполняется

Наименование участка	Расчетное значение напряжения	Значение критерия	Выполнение условия
т. 1 - кв. 1	$\sigma_{прF} = 0,007$ МПа	$0,4 \cdot MRS = 3,2$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прNS} = 0,565$ МПа	$0,5 \cdot MRS = 4$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 1,581$ МПа	$0,9 \cdot MRS = 7,2$ МПа	Условие прочности выполняется
т. 1 - т. 2	$\sigma_{прF} = 0,007$ МПа	$0,4 \cdot MRS = 3,2$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прNS} = 0,565$ МПа	$0,5 \cdot MRS = 4$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 2,596$ МПа	$0,9 \cdot MRS = 7,2$ МПа	Условие прочности выполняется
т. 2 - кв. 2	$\sigma_{прF} = 0,006$ МПа	$0,4 \cdot MRS = 3,2$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прNS} = 0,566$ МПа	$0,5 \cdot MRS = 4$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 1,459$ МПа	$0,9 \cdot MRS = 7,2$ МПа	Условие прочности выполняется
т. 2 - кв. 3	$\sigma_{прF} = 0,006$ МПа	$0,4 \cdot MRS = 3,2$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прNS} = 0,566$ МПа	$0,5 \cdot MRS = 4$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 1,297$ МПа	$0,9 \cdot MRS = 7,2$ МПа	Условие прочности выполняется

Наименование участка	Расчетное значение напряжения	Значение критерия	Выполнение условия
т. 2 - т. 4	$\sigma_{прF} = 0,006$ МПа	$0,4 \cdot MRS = 3,2$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прNS} = 0,566$ МПа	$0,5 \cdot MRS = 4$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 2,028$ МПа	$0,9 \cdot MRS = 7,2$ МПа	Условие прочности выполняется
т. 4 - кв. 4	$\sigma_{прF} = 0,005$ МПа	$0,4 \cdot MRS = 3,2$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прNS} = 0,567$ МПа	$0,5 \cdot MRS = 4$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 1,704$ МПа	$0,9 \cdot MRS = 7,2$ МПа	Условие прочности выполняется
т. 4 - кв. 5	$\sigma_{прF} = 0,005$ МПа	$0,4 \cdot MRS = 3,2$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прNS} = 0,567$ МПа	$0,5 \cdot MRS = 4$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 2,029$ МПа	$0,9 \cdot MRS = 7,2$ МПа	Условие прочности выполняется
т. 3 - к. 6	$\sigma_{прF} = 0,006$ МПа	$0,4 \cdot MRS = 3,2$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прNS} = 0,566$ МПа	$0,5 \cdot MRS = 4$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 2,028$ МПа	$0,9 \cdot MRS = 7,2$ МПа	Условие прочности выполняется

Наименование участка	Расчетное значение напряжения	Значение критерия	Выполнение условия
т. 3 - кв. 7	$\sigma_{прF} = 0,006$ МПа	$0,4 \cdot MRS = 3,2$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прNS} = 0,566$ МПа	$0,5 \cdot MRS = 4$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 1,865$ МПа	$0,9 \cdot MRS = 7,2$ МПа	Условие прочности выполняется
т. 1 - т. 3	$\sigma_{прF} = 0,007$ МПа	$0,4 \cdot MRS = 3,2$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прNS} = 0,565$ МПа	$0,5 \cdot MRS = 4$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 2,028$ МПа	$0,9 \cdot MRS = 7,2$ МПа	Условие прочности выполняется

2.4. Расчет на прочность стальных газопроводов

Методика расчета принята в соответствии с СП 42-104-2004 по алгоритму, представленному на рисунке 3.8.



Рисунок 3.8 – Алгоритма расчет стального газопровода на прочность

Расчет:

Проверка прочности газопровода состоит в соблюдении следующих условий:

- при совместном действии всех нагрузок силового и деформационного нагружений:

$$\sigma_{прNS} \leq 1,15 \cdot R \quad (3.27)$$

$$\sigma_{прNS} \leq 1,3 \cdot R \quad (3.28)$$

$$\sigma_{прS} \leq 1,3 \cdot R \quad (3.29)$$

$$\sigma_{прS} \leq 1,6 \cdot R \quad (3.30)$$

где R – расчетное сопротивление, МПа.

Расчетное сопротивление определяется по формуле:

$$R = \min\left(\frac{R_{un}}{2,6}; \frac{R_{yn}}{1,5}\right) \quad (3.31)$$

R_{un} – нормативное сопротивление материала труб по временному сопротивлению, МПа;

где

R_{yn} – нормативное сопротивление материала труб по пределу текучести, МПа

Произведем расчет для участка «ГРП – т. 1».

Расчетная толщина стенки газопровода определяется по формуле:

$$t_{nom} = \frac{p \cdot d_e \cdot \eta}{2 \cdot (R + 0,6 \cdot p)} = \frac{0,005 \cdot 273 \cdot 1}{2 \cdot (183 + 0,6 \cdot 0,005)} = 0,003 \text{ мм} \quad (3.32)$$

Для подземных трубопроводов номинальная толщина стенки принимается не менее **3 мм**.

Значение продольного осевого напряжения от совместного силового и деформационного нагружений определяется по формуле:

$$\sigma_{прNS} = \left| \frac{\mu \cdot P \cdot (d_e - 1,2 \cdot t_{nom})}{2 \cdot t_{nom}} - a \cdot E(t_e) \cdot \Delta t \right| \quad (3.33)$$

Коэффициент линейного теплового расширения материала труб по СП 42-100-2004 принимается равным $1,2 \cdot 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$.

Тогда значение продольного осевого напряжения от совместного силового и деформационного нагружений равно:

$$\sigma_{\text{прNS}} = \left| \frac{0,3 \cdot 0,005 \cdot (273 - 1,2 \cdot 3)}{2 \cdot 3} - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 206000 \cdot 10 \right|$$

$$= 24,653 \text{ МПа}$$

Значение продольного фибрового напряжения от совместного силового и деформационного нагружений определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{прS}} = \left| \frac{\mu \cdot P \cdot (d_e - 1,2 \cdot t_{\text{ном}})}{2 \cdot t_{\text{ном}}} - a \cdot E(t_e) \cdot \Delta t \right| + \frac{E(t_e) \cdot d_e}{2 \cdot \rho}, \quad (3.34)$$

Значение продольного фибрового напряжения от совместного силового и деформационного нагружений равно:

$$\sigma_{\text{прS}} = \left| \frac{0,3 \cdot 0,005 \cdot (273 - 1,2 \cdot 3)}{2 \cdot 3} - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 206000 \cdot 10 \right| + \frac{206000 \cdot 273}{2 \cdot 500 \cdot 273}$$

$$= 230,652 \text{ МПа}$$

Результаты прочностного расчета сведены в таблицу 3.9.

Таблица 3.9 – Результаты расчета стальных газопроводов на прочность

Наименование участка	Расчетное значение напряжения	Значение критерия	Выполнение условия
результаты прочностного расчета для газораспределительной сети кольцевого типа из стальных распределительных газопроводов			
ГРП – т. 1	$\sigma_{\text{прNS}} = 24,652 \text{ МПа}$	$1,15 \cdot R = 210,45 \text{ МПа}$ $1,3 \cdot R = 237,90 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{\text{прS}} = 230,652 \text{ МПа}$	$1,3 \cdot R = 237,90 \text{ МПа}$ $1,6 \cdot R = 292,80 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется
т. 1 – т. 3	$\sigma_{\text{прNS}} = 24,667 \text{ МПа}$	$1,15 \cdot R = 210,45 \text{ МПа}$ $1,3 \cdot R = 237,90 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{\text{прS}} = 230,668 \text{ МПа}$	$1,3 \cdot R = 237,90 \text{ МПа}$ $1,6 \cdot R = 292,80 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется

Наименование участка	Расчетное значение напряжения	Значение критерия	Выполнение условия
т. 1 – т. 2	$\sigma_{прNS} = 24,667$ МПа	$1,15 \cdot R = 210,45$ МПа $1,3 \cdot R = 237,90$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 230,668$ МПа	$1,3 \cdot R = 237,90$ МПа $1,6 \cdot R = 292,80$ МПа	Условие прочности выполняется
т. 3 – кв. 7	$\sigma_{прNS} = 24,679$ МПа	$1,15 \cdot R = 210,45$ МПа $1,3 \cdot R = 237,90$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 230,679$ МПа	$1,3 \cdot R = 237,90$ МПа $1,6 \cdot R = 292,80$ МПа	Условие прочности выполняется
т. 3 – кв. 6	$\sigma_{прNS} = 24,679$ МПа	$1,15 \cdot R = 210,45$ МПа $1,3 \cdot R = 237,90$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 230,679$ МПа	$1,3 \cdot R = 237,90$ МПа $1,6 \cdot R = 292,80$ МПа	Условие прочности выполняется
т. 4 – кв. 5	$\sigma_{прNS} = 24,680$ МПа	$1,15 \cdot R = 210,45$ МПа $1,3 \cdot R = 237,90$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 230,680$ МПа	$1,3 \cdot R = 237,90$ МПа $1,6 \cdot R = 292,80$ МПа	Условие прочности выполняется
т. 4 – т. 3	$\sigma_{прNS} = 24,679$ МПа	$1,15 \cdot R = 210,45$ МПа $1,3 \cdot R = 237,90$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 230,679$ МПа	$1,3 \cdot R = 237,90$ МПа $1,6 \cdot R = 292,80$ МПа	Условие прочности выполняется

Наименование участка	Расчетное значение напряжения	Значение критерия	Выполнение условия
т. 2 – кв. 3	$\sigma_{прNS} = 24,704$ МПа	$1,15 \cdot R = 210,45$ МПа $1,3 \cdot R = 237,90$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 230,704$ МПа	$1,3 \cdot R = 237,90$ МПа $1,6 \cdot R = 292,80$ МПа	Условие прочности выполняется
т. 1 – кв. 1	$\sigma_{прNS} = 24,700$ МПа	$1,15 \cdot R = 210,45$ МПа $1,3 \cdot R = 237,90$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 230,700$ МПа	$1,3 \cdot R = 237,90$ МПа $1,6 \cdot R = 292,80$ МПа	Условие прочности выполняется
т. 2 – т. 4	$\sigma_{прNS} = 24,669$ МПа	$1,15 \cdot R = 210,45$ МПа $1,3 \cdot R = 237,90$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 230,669$ МПа	$1,3 \cdot R = 237,90$ МПа $1,6 \cdot R = 292,80$ МПа	Условие прочности выполняется
т. 2 – кв. 4	$\sigma_{прNS} = 24,695$ МПа	$1,15 \cdot R = 210,45$ МПа $1,3 \cdot R = 237,90$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 230,695$ МПа	$1,3 \cdot R = 237,90$ МПа $1,6 \cdot R = 292,80$ МПа	Условие прочности выполняется
т. 2 – кв. 2	$\sigma_{прNS} = 24,700$ МПа	$1,15 \cdot R = 210,45$ МПа $1,3 \cdot R = 237,90$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 230,700$ МПа	$1,3 \cdot R = 237,90$ МПа $1,6 \cdot R = 292,80$ МПа	Условие прочности выполняется

Наименование участка	Расчетное значение напряжения	Значение критерия	Выполнение условия
результаты прочностного расчета для газораспределительной сети тупикового типа из стальных распределительных газопроводов			
ГРП - т. 1	$\sigma_{\text{прNS}} = 24,642 \text{ МПа}$	$1,15 \cdot R = 210,45 \text{ МПа}$ $1,3 \cdot R = 237,90 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{\text{прS}} = 230,642 \text{ МПа}$	$1,3 \cdot R = 237,90 \text{ МПа}$ $1,6 \cdot R = 292,80 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется
т. 1 - кв. 1	$\sigma_{\text{прNS}} = 24,695 \text{ МПа}$	$1,15 \cdot R = 210,45 \text{ МПа}$ $1,3 \cdot R = 237,90 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{\text{прS}} = 230,695 \text{ МПа}$	$1,3 \cdot R = 237,90 \text{ МПа}$ $1,6 \cdot R = 292,80 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется
т. 1 - т. 2	$\sigma_{\text{прNS}} = 24,700 \text{ МПа}$	$1,15 \cdot R = 210,45 \text{ МПа}$ $1,3 \cdot R = 237,90 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{\text{прS}} = 230,670 \text{ МПа}$	$1,3 \cdot R = 237,90 \text{ МПа}$ $1,6 \cdot R = 292,80 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется
т. 2 - кв. 2	$\sigma_{\text{прNS}} = 24,703 \text{ МПа}$	$1,15 \cdot R = 210,45 \text{ МПа}$ $1,3 \cdot R = 237,90 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{\text{прS}} = 230,703 \text{ МПа}$	$1,3 \cdot R = 237,90 \text{ МПа}$ $1,6 \cdot R = 292,80 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется
т. 2 - кв. 3	$\sigma_{\text{прNS}} = 24,706 \text{ МПа}$	$1,15 \cdot R = 210,45 \text{ МПа}$ $1,3 \cdot R = 237,90 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{\text{прS}} = 230,706 \text{ МПа}$	$1,3 \cdot R = 237,90 \text{ МПа}$ $1,6 \cdot R = 292,80 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется

Наименование участка	Расчетное значение напряжения	Значение критерия	Выполнение условия
т. 2 - т. 4	$\sigma_{прNS} = 24,692 \text{ МПа}$	$1,15 \cdot R = 210,45 \text{ МПа}$ $1,3 \cdot R = 237,90 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 230,692 \text{ МПа}$	$1,3 \cdot R = 237,90 \text{ МПа}$ $1,6 \cdot R = 292,80 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется
т. 4 - кв. 4	$\sigma_{прNS} = 24,700 \text{ МПа}$	$1,15 \cdot R = 210,45 \text{ МПа}$ $1,3 \cdot R = 237,90 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 230,700 \text{ МПа}$	$1,3 \cdot R = 237,90 \text{ МПа}$ $1,6 \cdot R = 292,80 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется
т. 4 - кв. 5	$\sigma_{прNS} = 24,695 \text{ МПа}$	$1,15 \cdot R = 210,45 \text{ МПа}$ $1,3 \cdot R = 237,90 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 230,695 \text{ МПа}$	$1,3 \cdot R = 237,90 \text{ МПа}$ $1,6 \cdot R = 292,80 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется
т. 3 - к. 6	$\sigma_{прNS} = 24,692 \text{ МПа}$	$1,15 \cdot R = 210,45 \text{ МПа}$ $1,3 \cdot R = 237,90 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 230,692 \text{ МПа}$	$1,3 \cdot R = 237,90 \text{ МПа}$ $1,6 \cdot R = 292,80 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется
т. 3 - кв. 7	$\sigma_{прNS} = 24,695 \text{ МПа}$	$1,15 \cdot R = 210,45 \text{ МПа}$ $1,3 \cdot R = 237,90 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 230,695 \text{ МПа}$	$1,3 \cdot R = 237,90 \text{ МПа}$ $1,6 \cdot R = 292,80 \text{ МПа}$	Условие прочности выполняется

Наименование участка	Расчетное значение напряжения	Значение критерия	Выполнение условия
т. 1 - т. 3	$\sigma_{прNS} = 24,684$ МПа	$1,15 \cdot R = 210,45$ МПа $1,3 \cdot R = 237,90$ МПа	Условие прочности выполняется
	$\sigma_{прS} = 230,684$ МПа	$1,3 \cdot R = 237,90$ МПа $1,6 \cdot R = 292,80$ МПа	Условие прочности выполняется

3.4. Экономическое обоснование выбора трубной продукции

Результаты расчетов стоимости трубной продукции для газораспределительных сетей тупикового и смешанного типов из стальных и полиэтиленовых газопроводов приведены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Расчет стоимости трубной продукции для газораспределительной сети

Наименование участка	Диаметр по результатам гидравлического расчета	Протяженность участка, м	Цена, руб./м	Стоимость, руб
расчет стоимости трубной продукции для газораспределительной сети смешанного типа из стальных газопроводов				
ГРП - т. 1	273x9	800	4650	3720000
т. 1 - т. 3	273x9	200	4650	930000
т. 1 - т. 2	273x9	210	4650	976500
т. 3 - кв. 7	219x7	700	2800	1960000
т. 3 - кв. 6	219x7	1670	2800	4676000
т. 4 - кв. 5	219x7	1930	2800	5404000
т. 4 - т. 3	219x7	216	2800	604800
т. 2 - кв. 3	89x3,5	907	770	698390
т. 1 - кв. 1	108x5	1085	900	976500
т. 2 - т. 4	273x9	206	4650	957900

Наименование участка	Диаметр по результатам гидравлического расчета	Протяженность участка, м	Цена, руб./м	Стоимость, руб
т. 4 - кв. 4	133x5,5	985	1500	1477500
т. 2 - кв. 2	108x5	1073	900	965700
ИТОГО, тыс. руб.				23347,29
расчет стоимости трубной продукции для газораспределительной сети тупикового типа из стальных газопроводов				
ГРП - т. 1	325x5	800	6366	5092800
т. 1 - кв. 1	108x5	1085	900	976500
т. 1 - т. 2	219x7	210	2800	588000
т. 2 - кв. 2	108x5	1073	900	965700
т. 2 - кв. 3	76x3	907	660	598620
т. 2 - т. 4	159x5,5	206	1250	257500
т. 4 - кв. 4	108x5	985	900	886500
т. 4 - кв. 5	159x5,5	1930	1250	2412500
т. 3 - кв. 6	159x5,5	1670	1250	2087500
т. 3 - кв. 7	133x5,5	700	1500	1050000
т. 1 - т. 3	219x7	200	2800	560000
ИТОГО, тыс. руб.				15475,62
расчет стоимости трубной продукции для газораспределительной сети смешанного типа из полиэтиленовых газопроводов				
ГРП - т. 1	280x25,4	800	1449	1159200
т. 1 - кв. 1	125x11,4	1085	289	313565
т. 1 - т. 2	280x25,4	210	1449	304290
т. 2 - кв. 2	125x11,4	1073	289	310097
т. 2 - кв. 3	90x8,2	907	152	137864
т. 2 - т. 4	280x25,4	206	1449	298494
т. 4 - кв. 4	125x11,4	985	289	284665
т. 4 - кв. 5	200x18,2	1930	739	1426270

Наименование участка	Диаметр по результатам гидравлического расчета	Протяженность участка, м	Цена, руб./м	Стоимость, руб
т. 4 - т. 3	250x22,7	216	1155	249480
т. 3 - кв. 6	180x16,4	1670	600	1002000
т. 3 - кв. 7	160x14,6	700	474	331800
т. 1 - т. 3	315x28,6	200	1827	365400
ИТОГО, тыс. руб.				6183,13
расчет стоимости трубной продукции для газораспределительной сети тупикового типа из полиэтиленовых газопроводов				
ГРП - т. 1	315x28,6	800	1827	1461600
т. 1 - кв. 1	125x11,4	1085	289	313565
т. 1 - т. 2	250x22,7	210	1155	242550
т. 2 - кв. 2	110x10	1073	227	243571
т. 2 - кв. 3	90x8,2	907	152	137864
т. 2 - т. 4	180x16,4	206	600	123600
т. 4 - кв. 4	140x12,7	985	363	357555
т. 4 - кв. 5	180x16,4	1930	600	1158000
т. 3 - к. 6	180x16,4	1670	600	1002000
т. 3 - кв. 7	160x14,6	700	474	331800
т. 1 - т. 3	180x16,4	200	600	120000
ИТОГО, тыс. руб.				5492,11
Примечание – цена за 1 метр полиэтиленовых труб принята на основании цен, указанных на сайтах заводов-изготовителей				

Наиболее экономически выгодным вариантов транспорта природного газа является газораспределительная сеть тупикового типа из полиэтиленовых трубопроводов в связи с невысокой стоимости трубной продукции из полиэтилена.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Газораспределительный пункт является одним из типов пунктов редуцирования газа, предназначения для снижения давления до заданных пределов. Газораспределение жилых кварталов, в большинстве случаев, осуществляет по сетям низкого давления, связанным с сетями высокого и среднего давления посредством газораспределительных пунктов.

В рамках магистерской диссертации выполнено техническое обоснование выбора схемы транспорта газа, в том числе подобрано технологическое оборудование для газорегуляторного пункта. Исходя из вышесказанного, в данном разделе будет произведен расчет затрат на установку и монтаж газорегуляторного пункта для газораспределительной сети низкого давления смешанного типа.

4.1. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

4.1.1. 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 1.

Таблица 1 – 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	1	26614

Оборудование	Количество, шт.	Цена за шт., руб.
клапан ПКН-80		
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)

4.1.2. 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 3.2.

Таблица 2 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Трудоемкость, чел.- дн.			Зарплата, 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:

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

$З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – 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:

$$З_{осн} = T_p \cdot З_{дн}, \quad ()$$

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

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

$З_{м}$ – 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 3 – 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:

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

$Z_{тс}$ - 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 $T_{ci} = 600$ 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 4 – 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 5 – 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 6 – Расчет основной заработной платы для исполнения 3

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	28	80,92
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1126	49	55,17
Итого								136,09

4.1.3. 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:

$$Z_{доп1} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,13 \cdot 53800 = 6994 \text{ руб.}$$

)

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

где

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

Для исполнения 2 расчет дополнительной заработной платы составит:

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

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

Для исполнения 3 расчет дополнительной заработной платы составит:

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

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

4.1.4. 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:

$$Z_{\text{внеб (рук.)}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,302 \cdot (53800 + 6994) = \quad ()$$

$$= 18360 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{внеб (исп.)}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,302 \cdot (41660 + 5416) =$$

$$14217 \text{ руб.}$$

где $k_{\text{внеб}}$ - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (Пенсионный фонд, Фонд обязательного медицинского страхования, Фонд социального страхования).

На основании Налогового кодекса РФ тариф, по которому платят страховые взносы за работников работодатели, использующие базовые тарифы взносов, предусмотренных Налогового кодекса РФ, и минимальную ставку взносов на травматизм составляет 30,2 %.

Таблица 7 – 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
Коэф. отчислений во внебюджетные фонды	0,302					

Итого:		
Исполнение 1	Исполнение 2	Исполнение 3
(53800+41660+6994+5416) ·0,302=32577	(69360+48410+9016,8+5416) ·0,302=39925	(80920+55170+10519,6,8+5416) ·0,302=45912

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

4.1.5. 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 3.8.

Таблица 8 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб. (исполнение 1)	Сумма, руб. (исполнение 2)	Сумма, руб. (исполнение 3)	Примечание
Материальные затраты	3793874	4325680	4560300	
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	99460	117770	136090	
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	12410	14432,8	15935,6	
Отчисления во внебюджетные фонды	32577	39925	45912	
Прочие расходы	20000	20000	20000	
Бюджет затрат НИИ	3958321	4517808	4778238,6	Сумма ст. 1-5

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

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

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

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

Для варианта исполнения 1 имеем:

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

Для варианта исполнения 2 имеем:

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

Для варианта исполнения 3 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:

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

где a_i - весовой коэффициент разработки;

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

Расчет интегрального показателя представлен в таблице 3.9.

Таблица 9 – Сравнительная оценка характеристик проекта

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

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{р\text{исп}1} = 0,1 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 = 4,2$$

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

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

$$I_{испi} = \frac{I_{риспi}}{I_{финр}} \quad ()$$

$$I_{исп1} = 5,07; I_{исп2} = 3,7; I_{исп3} = 3,25$$

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

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{испi}}{I_{испmin}} \quad ()$$

$$\mathcal{E}_{ср1} = 1,56; \mathcal{E}_{ср2} = 1,13; \mathcal{E}_{ср3} = 1$$

Таблица 10 – 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.

4.2. Расчет стоимости модернизации ГРП

Перечень работ по установке ГРП:

- Бетонирование фундамента под газорегуляторный пункт;
- Монтаж газорегуляторного пункта;
- Подключение к системе газоснабжения
- Изоляция стального газопровода.

Монтаж оборудования ГРП включает в себя:

– сварку в газопровод фасонных частей, узлов, арматуры и прочих устройств, должна быть обеспечена соосность ввариваемых элементов с газопроводом;

– монтаж внутреннего газооборудования после выполнения: устройства отверстий, каналов и борозд для прокладки газопроводов в фундаментах, стенах, перегородках и перекрытиях;

– установку газового оборудования, газовых приборов, присоединении их к газовым сетям и отопительным системам, а также установка автоматики и контрольно-измерительных приборов, прокладка импульсных газопроводов;

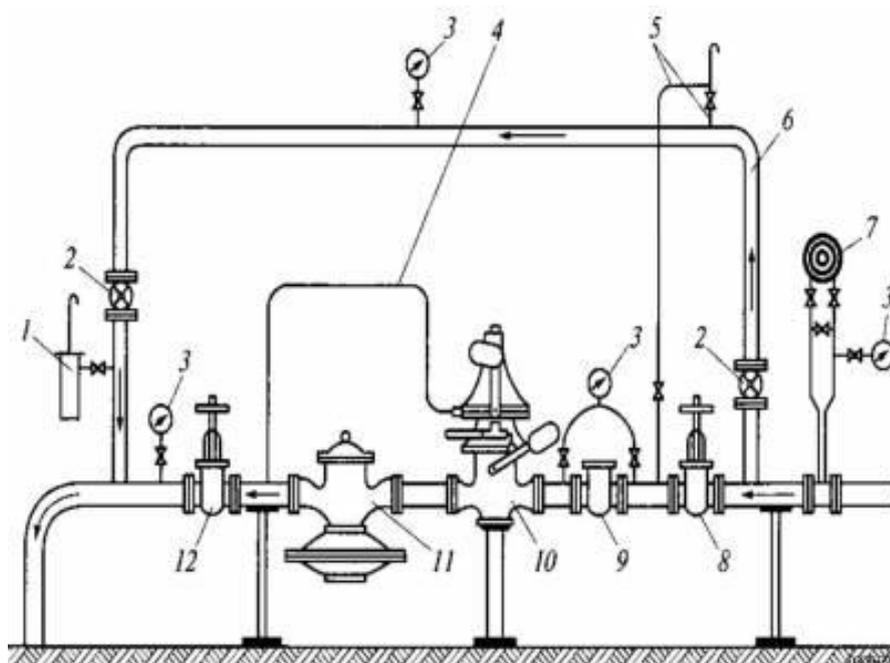
– установку запорной арматуры (вентили, краны, задвижки и затворы поворотные, гидрозатворы на газопроводах низкого давления, предусматриваемые для систем газоснабжения в качестве запорной арматуры отключающих устройств), приборов и других технических изделий;

– монтаж электрооборудования приводов и других элементов трубопроводной арматуры согласно требованиям взрывобезопасности;

– установку закрывающего клапана, ПЗК применяется в ГРП для прекращения подачи газа к потребителям при недопустимом повышении и понижении контролируемого давления газа. Давление, при котором происходит полное закрытие клапана, устанавливается соответствующим стандартом или техническими условиями на изготовление клапанов, утвержденными в установленном порядке;

– установка фильтров в ГРП для защиты регулирующих и предохранительных устройств.

Время на проведение работ – 4 календарных дней, время смены – 8 часов.



1 – предохранительно-сбросный клапан (сбросное устройство); 2 – задвижки на байпасной линии; 3 – манометры; 4 – импульсная линия ПЗК; 5 – продувочный газопровод; 6 – байпасная линия; 7 – расходомер газа; 8 – задвижка на входе; 9 – фильтр; 10 – предохранительно-запорный клапан (ПЗК); 11 – регулятор давления газа; 12 – задвижка на выходе
Рисунок 0.1 – Принципиальная схема газорегуляторного пункта

4.2.1. Затраты на оборудование

Затраты на приобретение необходимого оборудования для установки газорегуляторного пункта представлены на таблице 3.11.

Таблица 1 – Определение затрат на закупку оборудования

№	Наименование	Количество, шт.	Стоимость, руб.
1	Регулятор давления РДБК 1-200Н/105	1	71 000
2	Предохранительный запорный клапан ПКВ-200	1	82 000
3	Предохранительный сбросной клапан ПСК-50-03	1	2 500
4	Счетчик газа СГ-16МТ-1600	1	189 950
5	Фильтр газа ФГ-12-80-12	1	22 200
6	Шаровый кран Naval DN200	2	120 000
7	Манометр МП2-У	3	1 590
Итого:			489 240

Суммарная стоимость всего оборудования ГРП составляет 489240 рублей.

4.2.2. Расчет амортизационных отчислений оборудования, необходимого для проведения работ

Амортизация – это постепенное перенесение стоимости основных средств на себестоимость продукции.

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Амортизационные отчисления определяются по формуле:

$$A = \frac{C}{n} \quad ()$$

где, A – сумма амортизационных отчислений в год, руб.;

C – первоначальная стоимость объекта или оборудования, руб.;

n – срок полезного использования, лет

Сроки полезного использования того или иного оборудования определяются в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». Расчет амортизационных отчислений представлен в таблице 3.12

Таблица 12 - Расчет амортизационных отчислений на технику, используемых во время работ

Наименование	Кол-во, шт.	Время работы, сутки	Балансовая стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Годовая амортизация, руб.	Норма амортизации в день, руб.	Сумма амортизационных отчислений, руб.
КМУ Fassi D155A	1	2	8500000	14,28571	1214286	3326,81	6653,62
Автобетон осмеситель АБС-7	1	1	5200000	14,28571	742857,1	2035,23	2035,23

Автомобиль УАЗ Патриот	1	3	1100000	14,28571	157142,9	430,53	1291,59
Итого:							9980,43

4.2.3. Расчет стоимости материалов

К материальным расходам относятся затраты на приобретение:

- сырья, основных и вспомогательных материалов, используемых в производственном процессе;
- запасных частей, комплектующих изделий, тары и др.;
- топлива, воды и энергии всех видов, используемых на производственные нужды и отопление;
- работ и услуг производственного характера, выполняемых сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями, а также собственными структурными подразделениями предприятия (организации) (транспортные услуги, контроль за соблюдением технологического процесса, техобслуживание основных фондов, средств связи, компьютерной техники и др.).

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi} \quad (9)$$

где,

m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.)

Значения цен на материальные ресурсы могут быть установлены по данным, размещенным на соответствующих сайтах в Интернете предприятиями изготовителями (либо организациями-поставщиками).

Величина коэффициента (k_T), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в пределах 15-25% от стоимости материалов.

В таблице 13 приведен расчет стоимости материалов на проведение работ по замене дефектного участка газопровода.

Таблица 13 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Общая стоимость, руб.
Труба DN=200 мм	м	20	3256	65120
Электроды ОК-46	упаковка	3	1220	3660
Термоусаживающая изоляционная манжета ТЕРМА СТМП	рулон	2	220	440
Масло моторное М-8В	л	20	300	6000
Дизельное топливо	л	40	56,6	2264
Бензин АИ-92	л	50	45,32	2266
Цемент	мешок	20	220	4400
Диски для резки металлов	шт.	4	47	188
Газовой резак	шт.	1	84000	84000
Газоанализатор	шт.	2	45000	90000
Щеточная шлифмашинка	шт.	1	48000	48000
Сварочный аппарат	шт.	1	63000	63000
Итого:				369 338

4.2.4. Расчет заработной платы

Далее определим затраты на оплату труда работников за период проведения работ по монтажу ГРП. К расходам на оплату труда относятся:

– суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;

– надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Для расчетов будет учитываться районный коэффициент, соответствующий Томской области, кроме того, северные надбавки не учитываются т.к. Томская область не отнесен ни к районам Крайнего Севера, ни к местности, приравненные к районам Крайнего Севера. Расчет заработной платы работников за период проведения монтажных работ сведены в таблицу 3.14.

Таблица 14 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Количество рабочих	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Районный коэффициент (30%), руб	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Мастер	-	1	165	32	5280	1584	6864
Электрогазосварщик	6	1	116	24	2784	835,2	3619,2
Электрогазосварщик	4	1	72	24	1728	518,4	2246,4
Слесарь	5	2	83	24	1992	597,6	2589,6
Водитель автомобиля	-	1	55	32	1760	528	2288
Машинист КМУ	-	1	64	24	1536	460,8	1996,8
Водитель автобетоносмесителя	-	1	63	8	504	151,2	655,2
Монтажник	6	2	102	8	816	244,8	1060,8
Стропальщик	2	1	68	24	1632	489,6	2121,6
Итого:							23067,2

4.2.5. Расчет страховых взносов

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при сооружении резервуара с применением механизированных способов сварки представлены в таблице 3.15.

Таблица 15 – Расчет страховых взносов

Показатель	Количество работников	ЗП, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР (22%)	СНС (0,9%)	Всего, руб.
Мастер	1	6864	199,06	350,06	1510,08	61,78	2120,98
Электрогазосварщик	1	3619,2	104,96	184,58	796,22	32,57	1118,33
Электрогазосварщик	1	2246,4	65,15	114,57	494,21	20,22	694,14
Слесарь	2	2589,6	75,10	132,07	569,71	23,31	800,19
Водитель автомобиля	1	2288	66,35	116,69	503,36	20,59	706,99
Машинист КМУ	1	1996,8	57,91	101,84	439,30	17,97	617,01
Водитель автобетоносмесителя	1	655,2	19,00	33,42	144,14	5,90	202,46
Монтажник	2	1060,8	30,76	54,10	233,38	9,55	327,79
Стропальщик	1	2121,6	61,53	108,20	466,75	19,09	655,57
Общая сумма страховых взносов						7243,45	

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс VIII с тарифом 0,9 для производства общестроительных работ по строительству прочих зданий и сооружений, не включенных в другие группировки (код по ОКВЭД – 45.21.6).

4.2.6. Затраты на проведение монтажных работ по установке ГРП

В таблице 16 представлена общая сумма затрат на проведение мероприятия на основании вышеперечисленных расчетов.

Таблица 16 – Общие затраты

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Закупка оборудования	489 240
Амортизационные отчисления	9 980,43
Затраты на материалы	369 338
Оплата труда	23 441,6
Страховые взносы	7 243,45
Накладные расходы (20%)	899 243,48
Всего затрат:	1 798 486,96

Заключение

На проведение мероприятия по модернизации газораспределительного пункта, включающее в себя также его монтаж и установку потребуется 1 798 487 руб. Наибольшей вес в распределении затрат занимает закупка необходимого технологического оборудования.

5. Социальная ответственность

Введение

Целью данной магистерской диссертации является обоснование выбора оптимальной схемы транспортировки природного газа газораспределительной сети, состоящей из газопроводов низкого давления.

Исследовательская часть работы представляет собой газодинамический (гидравлический) расчет одноступенчатой газораспределительной сети тупикового и кольцевого типов и выбор оптимального варианта распределения газа потребителям на основе выбранных критериев с точки зрения надежности, экономичности и металлоемкости.

Объектом исследования в данном разделе является газораспределительная сеть. Областью применения рассматриваемых технологических решений является газораспределение и газоснабжение, потенциальными пользователями – газотранспортные и газораспределительные организации.

Сети газораспределения относятся к опасным производственным объектам средней и высокой опасности в соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов (с изменениями на 8 декабря 2020 года)» [1], в связи с чем при строительстве и эксплуатации сетей газораспределения применяются особые требования промышленной безопасности, в результате которых должно быть обеспечено снижение или полное исключение вреда на организм человека и окружающую среду.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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 [2].

Сети газораспределения могут 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 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:

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

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.

Всем сотрудникам компании предоставляются следующие льготы и компенсации:

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

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

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) [3]. 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) [4].

5.2. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Факторы, которые могут воздействовать на организм человека, подразделяют на опасные (ОПФ) и вредные (ВПФ). Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [5] ОПФ и ВПФ подразделяются на физические, биологические, химические и психофизиологические. В таблице 1 представлены основные вредные и опасные производственные факторы при обслуживании и эксплуатации сетей газораспределения.

Таблица 1 – Опасные и вредные производственные факторы

Факторы по ГОСТ 12.0.003-2015	Этапы работ			Нормативные документы
	проектирование	строительство	эксплуатация	
Опасные производственные факторы				
Повышенный уровень шума	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [6]
Электрический ток	-	+	+	ГОСТ 12.1.045-84 [7] ГОСТ 12.1.002-84 [8] ГОСТ Р 12.1.019-2017 [9]
Пожаровзрывоопасность	-	-	+	ГОСТ 12.1.004-91 [10] ГОСТ 12.1.010-76 [11]
Вредные производственные факторы				
Отклонение показателей климата на открытом воздухе	+	+	+	СанПиН 1.2.3685-21 [12]
Образование паров вредных веществ в рабочей зоне	-	-	+	
Недостаточная освещенность рабочей зоны	-	+	+	СП 52.13330.2016 [13] СанПиН 1.2.3685-21 [12]

5.2.1. Анализ вредных факторов

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 [14] под микроклиматом производственных помещений понимается метеорологические условия внутри помещений, которые определяются действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности, скорости движения воздуха

излучения [14].

Высокая температура способствует ускоренному утомлению работника, может стать причиной перегрева, теплового удара. Низкая температура может также негативно влиять на организм человека, она может вызвать охлаждение организма, простудное заболевание или даже обморожение. Подвижность воздуха увеличивает теплоотдачу организма, она имеет положительное значение при высоких температурах и отрицательное при низких температурах. Низкая влажность может стать причиной пересыхания слизистых оболочек дыхательных путей.

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.

Образование паров вредных веществ в рабочей зоне

Опасность и вредность работы на объектах сетей газораспределения 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 санитарнотоксикологическую опасность для здоровья обслуживающего персонала.

Согласно СанПиН 1.2.3685-21 [12] ПДК газа природного (метан CH_4 99%) в воздухе рабочей зоне производственных помещений равна 7000 мг/м³. При концентрациях выше ПДК газ вызывает раздражение слизистых оболочек глаза, отравление, асфиксию и потерю сознания [12].

Для работы с вредными условиями труда, связанными с агрессивными средами, загрязнениями, повышенными температурами, влажностью,

рабочим в соответствии с ГОСТ 12.4.034-2017 [15] 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

Повышенный уровень шума

Основными источниками шума при эксплуатации и обслуживании оборудования сетей газораспределения 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 [16].

Нормативным документом, регламентирующим уровни шума для различных категорий рабочих мест служебных помещений, является ГОСТ 12.1.003-2014 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности» [6]. В соответствии с ГОСТ 12.1.003 - 2014 [6] допустимый уровень шума составляет 80 дБ. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления свыше 135 дБ.

С целью защиты органов слуха и нервной системы, в соответствии с ГОСТ 12.1.029-80 [17], необходимо применять следующие средства: 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.

5.2.2. Анализ опасных факторов

Электробезопасность

Источником поражения током является: электрические провода, вспомогательное оборудование работающие от электричества.

Электрический ток, проходя через организм человека, оказывает на него сложное действие, включая термическое, электролитическое и биологическое. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний.

В электрической цепи значение параметра напряжения должно удовлетворять ГОСТ 12.1.019 – 2017 [9] и быть в свою очередь не более 50 мА. 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 [45]. 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 [18]. Предусмотреть молниезащиту сооружений в соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

Пожаровзрывобезопасность

Пожарная опасность сетей газораспределения, как правило, составляют трубопроводы, работающие под давлением от 0,3 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.

На всех технологических объектах газораспределительных сетей 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.

5.2.3. Расчет системы искусственного освещения

Дано:

- помещение длиной $A=20$ м, шириной $B=10$ м и высотой $H=4,5$ м;
- высота рабочей поверхности $h_{рп} = 0,8$ м;
- коэффициент отражения стен $R_c = 30\%$;
- коэффициент отражения потолка $R_{п} = 50\%$;
- коэффициент запаса $k = 1,5$;
- коэффициент неравномерности $Z = 1,1$;
- расстояние светильников от перекрытия (свес) $h_c = 0,5$ м.

Выберем люминесцентные светильники типа ОД: интегральный критерий оптимальности расположения светильников $\lambda = 1,4$.

Рассчитаем *расчетную высоту светильника над рабочей поверхностью* по формуле:

$$h = H - h_{рп} - h_c, \quad (1)$$

где h – расчётная высота, высота светильника над рабочей поверхностью, м;

H – высота помещения, м;

$h_{рп}$ – высота рабочей поверхности над полом, м.

$$h = 4,5 - 0,8 - 0,5 = 3,2 \text{ м}$$

Рассчитаем *расстояние между светильниками*:

$$L = \lambda \cdot h, \quad (2)$$

где L – расстояние между соседними светильниками или рядами, м;

λ – интегральный критерий оптимальности расположения светильников;

$$L = 1,4 \cdot 3,2 = 4,48 \text{ м}$$

Рассчитаем *расстояние от крайних светильников до стены* по формуле:

$$l = \frac{L}{3} = \frac{4,48}{3} = 1,49 \text{ м} \quad (3)$$

Рассчитаем индекс помещения по формуле:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{20 \cdot 10}{3,2 \cdot (20 + 10)} = 2,083 \quad (4)$$

Размещаем светильники в два ряда. В каждом ряду можно установить 10 светильников типа ОД мощностью 65 Вт (с длиной 1,23 м и шириной 0,29 м), при этом разрывы между светильниками в ряду составят 50 см. Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении $N = 40$.

Коэффициент использования светового потока составляет $\eta = 57 \% = 0,57$

Определяем световой поток лампы по формуле:

$$\Phi = \frac{E \cdot A \cdot B \cdot k \cdot Z}{N \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 20 \cdot 10 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{40 \cdot 0,57} = 4342,1 \text{ Лм} \quad (5)$$

Выбираем ближайшую подходящую стандартную лампу ЛХБ 65 Вт с потоком $\Phi_{\text{л.станд}} = 4400 \text{ Лм}$.

Делаем проверку выполнения условия:

$$-10 \% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} \cdot 100 \% \leq +20 \% \quad (6)$$

$$10 \% \leq \frac{4400 - 4342,1}{4400} \cdot 100 \% \leq +20 \%$$

$$10 \% \leq 1,3 \% \leq +20 \%$$

Определяем электрическую мощность осветительной установки по формуле:

$$P = 65 \cdot 40 = 2600 \text{ Вт} \quad (7)$$

5.3. 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 атмосферу (выбросы)

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

Мероприятия по защите атмосферы включают в себя проверку оборудования на прочность и герметичность; соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования, своевременную замену уплотнений оборудования и запорной арматуры, использование системы контроля загазованности.

Охрана приземного слоя атмосферы от загрязнения вредными выбросами также обеспечивается высотой свечи и дымовых труб, при которой происходит их рассеивание в верхних слоях атмосферы [11].

Анализ воздействия на гидросферу (стоки)

Основным источником загрязнения гидросферы являются сточные воды от бытовых помещений СГР. Для защиты гидросферы следует соблюдать определенные требования и прибегать к превентивным мерам:

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

Анализ воздействия на литосферу (отходы)

Всевозможные твердые бытовые и строительные отходы (ТБО и ТСО), образующиеся при строительстве и эксплуатации СГР, подлежат селективному сбору, временному хранению на специально отведенных площадках в соответствии с проектом нормативов образования и лимитов размещения отходов и передаче на утилизацию специализированным организациям в соответствии с заключенными договорами.

5.4. Безопасность в 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.

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

К наиболее распространенным аварийным ситуациям можно отнести: резкое повышение эксплуатационного давления трубопровода; полное отключение электроэнергии; прорыв газа. При резком повышении эксплуатационного давления газопровода 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.

Аварийная остановка распределения газа по распределительным сетям 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.

Условия работы по обслуживанию сетей газораспределения, 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.

Заключение по разделу

Сети газораспределения, работающие при давлении свыше 0,005 МПа, являются опасным производственным объектом, деятельность которого может нанести ущерб окружающей среде. Надёжность и безопасность эксплуатации газораспределительных сетей должны обеспечиваться:

- периодическим контролем состояния технологического оборудования и систем;
- поддержанием их в исправном состоянии за счёт своевременного выполнения ремонтно-профилактических работ;
- своевременной модернизацией и реновацией морально и физически изношенных оборудования и систем;
- соблюдением требований к зоне минимальных расстояний до населённых пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений;
- своевременным предупреждением и ликвидацией отказов.

Заключение

В выпускной квалификационной работе:

- выполнен аналитический обзор нормативно-технической документации по проектированию и эксплуатации сетей газораспределения, на основе которого определены основные объекты, входящие в состав СГР;
- на основе проведенного литературного обзора выделены направления повышения эффективности эксплуатации сетей газораспределения, основным из которых является сокращение технологических потерь природного газа;
- определены основные источники технологические потерь и предложены методы их минимизации как на стадии проектирования, так и на стадии эксплуатации;
- произведен гидравлический расчет газопровода среднего давления, в ходе которого определены диаметры основной магистрали и всех ответвлений, а также потери давления для обеспечения заданного выходного давления;
- произведен расчет полиэтиленового газопровода на прочность при действии всех нагрузок силового нагружения и при совместном действии всех нагрузок силового и деформационного нагружений, в результате которого определено, что все условия прочности выполняются;
- произведен расчет объема технологических потерь природного газа при аварии на пятом участке газопровода, связанной с частичным раскрытием газопровода, в результате которого объем выбросов природного газа составляет 3083 м^3 , а общий объем технологический потерь с учетом объема газа, необходимого на продувку и заполнение газопровода составляет $3166,36 \text{ м}^3$

Список использованных источников

1. Демчук В. Ю., Доронин М. С. Газораспределительные системы: возможности повышения энергетической эффективности. // Инженерные системы. АВОК – Северо-Запад. – 2015. – Вып. № 2. – С. 60-64.
2. Тухбатуллин Ф.Г., Семейченков Д.С. Сокращение потерь природного газа в системе газораспределения за счет применения балансовых карт. // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2018. – № 1–2. – С. 12–20.
3. А. Л. Шурайц, М. С. Недлин, Д. А. Коробченко. Концепция проектной минимизации разбаланса природного газа в сетях газоснабжения населенных пунктов. // Инновационная деятельность. – 2018. – № 4. – С. 50- 61.
4. Постановление N 870 Правительства Российской Федерации от 29 октября 2010 года.
5. СТО Газпром РД 2.5-141-2005 Газораспределение. Термины и определения.
6. СП 42-101-2003 Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб.
7. Колибаба О.Б., Никишов В.Ф., Ометова М.Ю. Основы проектирования и эксплуатации систем газораспределения и газопотребления: Учебное пособие. – 2-е изд., стер. – СПб.: Издательство «Лань», 2017. – 204 с.: ил. – (Учебник для вузов. Специальная литература).
8. Шибeko А.С. Газоснабжение: учебное пособие / А.С. Шибeko. – СанктПетербург: Лань, 2019. – 520 с. – (Учебник для вузов. Специальная литература). – Текст: непосредственный.
9. Недлин М.С., Вольнов Ю.Н., Хомутов А.О., Коробченко Д.А. Классификация объектов сетей газораспределения (СГР). // КАНТ. – 2011. – С. 108-110
10. СП 62.13330.2011* Газораспределительные системы.

- 11.ГОСТ Р 55474-2013 Системы газораспределительные. Требования к сетям газораспределения. Часть 2. Стальные газопроводы.
- 12.ГОСТ Р 56019-2014 Системы газораспределительные. Пункты редуцирования газа. Функциональные требования.
- 13.ГОСТ Р 53865-2019 Системы газораспределительные. Термины и определения.
- 14.ГОСТ 24856-2014 Арматура трубопроводная. Термины и определения.
15. Рогачев А.Г., Рыбкин Д.Е. Применяемые технологии, материалы и оборудование - факторы влияния на снижения объем потерь природного газа. // Газовая промышленность. – 2018. – Вып. №2. – С. 44-51.
16. ГОСТ 54983-2012 Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация.
17. Крымский В.Г., Жалбеков И.М., Имильбаев Р.Р., Юнусов А.Р. Автоматизация управлениями технологическими процессами в газораспределительных сетях: проблемы, тенденции и перспективы. // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2013. – Вып. № 2. – С. 70-79.
- 18.Карев В.Н. Объекты сервиса нефтегазовой отрасли. Газораспределение: учебное пособие / В.Н. Карев, А.Б. Голованчиков, С.М. Леденев, В.Н. Кривко, А.Н. Сидоров, А.В. Рыбалкин; ВолгГТУ. – Волгоград, 2015. – 246 с.
- 19.Власичев В.Г. Газораспределение: итоги и перспективы. // Газ России. – 2014. – Вып. 4. – С. 8-11.
- 20.Колобов Д.С., Рыбкин Д.Е. Поиск утечек газа на сетях газораспределения, основанные на новых принципах. // Газовая промышленность. – 2019. – Вып. № 3. – С. 64-67.
- 21.Аралов Е.С., Тульская С.Г., Склярков К.А., Бугаевский П.О. Анализ статистических данных по аварийности в системах газоснабжения.

- //Градостроительство, инфраструктура, коммуникации. – 2019. – Вып. № 1. – С. 9-14.
22. Чиликин А.Ю. Анализ риска возникновения аварий на газораспределительных сетях. // Научно-технические проблемы совершенствования и развития систем газоэнергосбережения. – 2019. – Вып. № 1. – С. 217-222.
23. Вишнякова П.В., Ефрмова Т.В. Анализ основных причин замены ПРГ при реконструкции сетей газораспределения. / Актуальные вопросы в науке и практике. – 2018. – С. 108-114.
24. СТО Газпром газораспределение 2.8-2013 Проектирование, строительство и эксплуатация объектов газораспределения и газопотребления. Методика расчета эффективности энергосберегающих и инновационных мероприятий при разработке и реализации программ ОАО Газпром газораспределение.
25. СП 42-103-2003 Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов.
26. Саликов А.Р. Технологические потери природного газа при транспортировке по газопроводам: магистральные газопроводы, наружные газопроводы, внутридомовые газопроводы / А.Р. Саликов – М: «ИнфаИнженерия», 2015. – 112 с.: [б.и.].
27. Федеральный закон. О промышленной безопасности опасных производственных объектов от 21.07.1997. №116–ФЗ.
28. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).
29. ГОСТ 12.2.032-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
30. ГОСТ 12.2.033-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
31. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

- 32.ГОСТ 12.1.045-84 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
- 33.ГОСТ 12.1.002-84 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах.
- 34.ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 35.ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Пожарная безопасность. Общие требования.
- 36.ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Взрывобезопасность. Общие требования.
- 37.СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
- 38.ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
- 39.СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.
- 40.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.
- 41.ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 42.ГОСТ 12.4.034-2001 (ЕН 133-90). ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Классификация и маркировка.
- 43.Амелькович Ю.А. Безопасность жизнедеятельности – Томск, 2010. – 236 с.
- 44.ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

45.ГОСТ 12.4.124-83. ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.

46.Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (Техносферная безопасность): Учебник. – М.: Изд-во Юрайт, 2013. – 682 с.

Приложение А

(справочное)

Justification of the choice of optimal natural gas transportation scheme for medium and low pressure gas distribution networks

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Милованова Алина Викторовна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чухарева Наталья Вячеславовна	к.х.н, доцент		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Айкина Татьяна Юрьевна	к.филолог.н.		

Introduction

Gas travels a long way through the gas transmission system from the field to the end customer. The gas transmission system includes trunk pipelines, distribution pipelines and internal gas pipelines. The system consists of trunk pipelines in gas distribution networks and gas distribution networks in gas consumption networks. The main task of gas transmission networks is efficient and uninterrupted gas supply to final consumers.

1.1. Composition of gas distribution and gas consumption networks

The gas distribution network transports natural gas from the disconnection device installed at the outlet of the gas distribution station to the disconnection device located at the border of the gas distribution network and the gas consumption network. The gas consumption network transports natural gas from the disconnection device located at the border of the gas distribution network and the gas consumption network to the disconnection device upstream of the gas consuming equipment.

The boundary between the gas distribution network and the gas consumption network is located between the gas pipeline inlet and the gas inlet pipeline [1]. The gas distribution network consists of gas distribution pipelines and gas inlet pipelines. The gas inlet pipeline is the object of the gas consumption network.

1.2. Classification of gas distribution systems

There are 2 main criteria for classifying gas distribution systems: by the number of pressure regulation stages and by the principle of their construction. According to the number of pressure regulation stages, gas distribution networks are divided into one-stage, two-stage, three-stage and multi-stage; according to the principle of construction, gas distribution networks are divided into circular, dead-end and mixed types [2].

In a single-stage distribution system, gas is supplied through low-pressure gas pipelines. A multi-stage system is a combination of gas pipelines of several pressure categories, for example, a two-stage system includes low and medium or low and high pressure gas pipelines.

Multistage gas distribution systems are mainly chosen for large and medium-sized communities. In sparsely populated towns or small neighborhoods, the most optimal distribution system is a medium-pressure distribution system with cabinet-type regulation point at the consumer or at an aggregated group of consumers. Single-stage gas distribution systems require significant investment, so in most cases they are used in small, compact settlements close to gas supply sources.

The choice of a gas distribution system is influenced by a number of factors, including the layout and density of the buildings. The most optimal variants for the construction of gas distribution systems are circular or mixed. Circular gas networks are used to increase the reliability, because in case of an accident in one of the sections, gas supply to consumers is not interrupted. Mainly the medium-pressure networks are circular. In low-pressure networks only the main gas pipelines should be made circular, and secondary pipelines are performed as a dead-end.

1.3. Gas distribution pipelines

Depending on the operating pressure at which gas is transported, gas distribution pipelines are divided into four categories: low, medium and high pressure [3]. Gas pipelines of high-pressure (category 1) supply gas to industrial sector customers who require large volumes of gas at sustained high pressure. Gas pipelines of high-pressure (category 2) have a similar purpose, but carry smaller volumes of gas. Medium-pressure gas pipelines provide gas for public buildings that require a higher volume of gas. The first three categories are also used to pump gas to gas distribution stations.

Low-pressure gas pipelines are common for supplying gas to domestic customers. The use of pipelines in this category for this purpose is driven by safety requirements, as most domestic equipment is designed for this gas supply characteristics.

Gas distribution pipelines can be buried externally, underground, underwater or above ground. Gas distribution pipelines can be made of polyethylene, steel and copper pipes. The choice of pipe material depends on the method of laying, the operating pressure in the pipeline and its location. Polyethylene gas pipelines can be used in the construction of inter-settlement gas pipelines with pressure not exceeding 1.2 MPa; gas pipelines from gas distribution station to the prospective development line of a settlement with pressure not exceeding 1.2 MPa; distribution gas pipelines with pressure not exceeding 0.6 MPa in a settlement.

Steel gas pipelines are used for outdoor laying for all pressures for natural gas and up to 1.6 MPa inclusive for liquid petroleum gas. Steel pipes can be made of quiescent carbon and low-alloy steel, semi-quiescent and boiling carbon steel. The applicability of each particular steel type depends on the location of the pipeline, the minimum operating temperature, the nominal diameter and the nominal pressure [4]. According to the manufacturing process, steel pipes are divided into seamless and welded pipes.

Copper pipes and their fittings can be used for outdoor installation at low natural gas pressures. General purpose round, drawn, cold-rolled copper pipes may be used to connect instrumentation and automation devices. Copper pipe connections are made by soldering and are inseparable. Copper pipes are highly corrosion-resistant, leak-tight and have low wall roughness, which contributes to lower pressure losses.

The main problems encountered in the operation of steel pipelines are leaky joints between the pipelines and the shut-off and control valves. Steel pipes are also prone to corrosion and condensation due to the high thermal conductivity of steel.

Polyethylene pipes, on the other hand, are highly corrosion-resistant, but they are mainly used for underground installation, as they are destroyed by ultraviolet rays. Polyethylene gas pipelines also have low values of the equivalent roughness of the pipe walls, which explains the lower pressure losses due to friction.

1.4. Gas pressure reducing stations

In order to reduce and maintain the gas pressure in gas distribution networks within specified limits regardless of the gas flow rate, gas pressure reducing stations are installed [3]. There are several types of gas pressure reducing stations depending on the location of the equipment in it: gas regulating stations, block gas regulating stations, cabinet gas regulating stations, underground gas pressure reducing stations, gas regulating units [5, 6].

Gas pressure reducing stations consist of a main line and a bypass line. The main line has the following elements: a filter, a safety shut-off valve, a pressure regulator, a safety valve. In addition to the above-mentioned elements, the gas pressure reducing stations also include gas metering units and instrumentation.

The reliability and operational safety of the gas reducing stations depends on the reliability of each individual component. During the operation of the gas pressure reducing stations, the level of clogging of the filters is constantly monitored, because insufficient filtration leads to the formation of solid mechanical particles, which can damage the shut-off and control valves, which inevitably can lead to gas leaks. Gas leaks can also occur at the detachable connections of the gas pressure reducing stations equipment and fittings.

1.5. Types of valves used for gas distribution

There are two ways to install valves: underground and above ground. Underground installation involves installing the valves in the ground. Valves in the ground can be installed either in specially equipped manholes or without them. The

above-ground installation consists of fittings located on specially prepared areas (for underground gas pipelines), on walls of buildings and on overhead gas pipelines installed on supports. On the gas distribution pipelines shut-off valve, regulating valve, safety valve, return valve and separating valve are supposed to be installed. Combination valves, which combine the functions of several types of valves, can also be installed [2, 7].

There are several types of seals for shut-off and control valves: gland, sealless, diaphragm (diaphragm acts as a seal), bellows (bellows is used as a seal, which is an elastic corrugated shell made of composite materials). Steam proofing gaskets and gland seals are widely used for sealing joints in gas distribution. However, both of these materials are leaky. Leaky sealing material creates gas leaks, which directly affects the operating efficiency of the entire system.

1.5.1. Gate valves

A gate valve is a type of valve in which the closing or regulating element moves perpendicular to the flow. Gate valves are widely used in gas supply and are available in various diameters (from DN 50 to DN 1200).

Gate valves have following advantages:

- negligible gas-dynamic resistance at fully open passageway;
- no turning of the working medium;
- possibility of using for shutting-off the medium flows with high viscosity;
- easy servicing;
- relatively short construction length;
- possibility to supply medium in any direction.

However gate valves also have several disadvantages:

- inapplicability in media with crystallizing inclusions;
- low permissible differential pressure across the plug;
- low permissible pressure drop across the plug;

- potential for gas hammer when suddenly opening and closing;
- considerable height (especially for gate valves with extending spindle);
- difficulty in repairing worn seals when in use;
- low gate actuation speed.

1.5.2. Cut-off valves

A cut-off valve is a type of valve in which the closing or regulating body moves parallel to the axis of the medium flow. Cut-off valves have following advantages:

- simplicity of design, possibility of installation on the pipeline in any position (vertical and horizontal);
- possibility to operate at high differential pressures of spools and high nominal pressures;
- easy maintenance and repair under operating conditions;
- leak-tight closing of the passage;
- shorter spool stroke in comparison with gate valves;
- possibility to regulate medium flow (for regulating valves).

However cut-off valves also have several disadvantages:

- high gas-dynamic resistance;
- inapplicability to heavily polluted media;
- longer construction length (compared to gate valves and globe valves);
- medium flow only in one direction.

1.5.3. Tap valves

A tap valve is a type of valve in which the closing or regulating element, having the form of a rotating body or its part, rotates around its own axis arbitrarily located in relation to the direction of the working medium flow.

Tap valves have following advantages:

- simple design;
- small size;
- sufficient tightness;
- smooth running;
- possibility to supply medium in any direction;
- possibility to install it in any position (vertical and horizontal) on the pipeline.

The main disadvantages of tap valves include the following:

- the need for regular maintenance to avoid “sticking” of the gate in case of long inactivity;
- significant torque.

1.5.4. Butterfly valves

A butterfly valve is a type of valve in which the closing or regulating element is in the form of a disc rotating around an axis perpendicular or at an angle to the direction of the medium flow. Disc valves are often used on large diameters with low pressure of the working medium and reduced requirements to tightness of the operating body.

They can be connected to the pipeline by welding or flanges. They can be operated either manually or by means of a gear box.

Butterfly valves have following advantages:

- small size and weight;
- high speed of opening and closing;
- low gas-dynamic resistance;
- possibility of smooth flow regulation;
- simple design;
- low cost.

However butterfly valves also have several disadvantages:

- possibility of gas-dynamic impact;

- need for high torque to control the gate of large diameters;
- difficulty in cleaning the pipeline with mechanical devices due to the presence of the disc in the open state.

1.6. Gas pipeline facilities

The main purpose of gas pipeline facilities is to protect the main elements of gas distribution networks against various damages. Gas pipeline facilities that are installed on gas pipelines include wells, condensate collectors, compensators, pipeline casings, overflow tubes, gathering line vent pipes and isolation joints.

Wells are constructed of brick or reinforced concrete. They are used to install shut-off valves and expansion joints. The dimensions of the manholes are determined by the overall dimensions of the equipment to be placed in them. To access them, cast-iron manholes are installed under roads and sidewalks with coating at the sidewalk level, on roads and sidewalks without coating and outside settlements – above the ground level by 0.5 m with a coating width 1 m around the manholes and a slope of more than 5%. To protect manholes against the penetration of groundwater or surface water, waterproofing must be provided, e.g. by plastering the walls of the manhole with a mortar of high quality cement and covering with bituminous mastics in two layers.

Condensate collectors are installed at the lowest point of a gas pipeline transporting “fat” gas to collect and remove condensate. In addition to removing condensed water, the condensate collector may collect moisture from the construction and flushing of the pipeline.

Compensators are used to eliminate or significantly reduce the forces that occur in pipelines during thermal elongation. As a result, stresses in the pipe walls as well as forces acting on equipment and supports are reduced.

Pipeline casing is necessary to protect the gas pipelines from mechanical impacts and to prevent gas from entering structures above and below them when the pipelines are ruptured or leaking.

Overflow tubes are used to monitor and detect gas leaks in underground gas pipelines without opening the roadway; they are usually installed over joints. They are pipes with a diameter of at least 32 mm. The lower end of the pipe is welded to the case, the space between the case and the gas line is filled with crushed stone or fine gravel (layer height is 100 mm) and covered with a steel casing approximately 350 mm long bent into a semi-circle. The tube has a lid on top on a hinge. When detecting gas leaks, the gas sampling tube of the gas detector is placed in the tube; if it is not, the leakage is detected by smell.

Gathering line vent pipes are used to take samples from the casings and also to remove gas in the event of a gas line rupture or purge gas release to the atmosphere.

Isolation joints are elements of the electrochemical protection of pipelines against corrosion and are used to prevent the spread of electric current. They are installed on gas pipelines with operating pressures up to 1.2 MPa. There are three types: welded (DN 20-50), socket (DN 20-40) and flanged (DN 50-800).

The facilities themselves can also be causes that reduce the reliability of the system as a whole. Among the major problems arising during the operation of facilities on the gas pipeline, the following can be mentioned [8]:

- tightness of threaded joints of condensate collector pipes;
- misalignment and settling of carpets, covers of gas wells (can cause gas leaks);
- sealing of protective casings;
- corrosion damage to pipeline installations;
- mechanical damage to pipeline structures.

1.7. Supervisory control

Automated gas distribution process control systems are used for operational control of the gas distribution process. Gas distribution process control automation has an upper and a lower level. The upper level of gas distribution process control

automation is implemented in a central control room, which may include one or more automated workstations. All automated workstations are connected to each other by a local computer network [2].

If the automation of the gas distribution process controls has several levels, intermediate control points controlled by a central control center shall be provided. The intermediate control points in turn co-ordinate the operation of the monitored points.

Gas distribution networks are equipped with pressure gauges, flow meters, temperature sensors and gas alarms to monitor the operating parameters. These devices are called “field devices”.

All information collected by the field devices is transmitted to the industrial logic controller. The industrial logic controller controls the gas pipeline valves according to the results obtained and transmits the information to the next level of the system – the operational control level. At the operational control level, the transmitted information is received by operators and developers of automated workplaces and further transmitted to the central control room. In its turn, the central control room regulates the parameters of the technological process of gas distribution by executive and control devices installed at the objects of the gas distribution network. Control over shut-off devices, gate valves and safety valves with the possibility of remote control are used for this process. Gas pressures are regulated by switched or continuously adjustable control regulators [9].

1.8. Gas flow meters

Various types of flow meters are used to measure gas consumption in gas distribution networks. Turbine, diaphragm, vortex and rotary meters are the most commonly used for commercial gas volume measurement due to their high measurement accuracy, wide measuring flow range, high speed, and short straight pipeline lengths required for installation of gas distribution networks.

The meter consists of the following elements:

- a casing with nozzles made of two mechanically connected halves;
- measuring diaphragms placed in chambers;
- sewer distribution system with spools;
- crank module;
- a counting roller mechanism housed in a separate compartment in the top half of the housing;
- mechanical device for correcting the temperature readings of the medium, made of bimetallic material.

The meter has the following operating principle. Gas flows through the inlet under pressure and moves the diaphragms in each chamber in turn. The movement is transmitted via the connecting rods to the counting unit and is converted into a rotation of the reading rollers. The distribution system with spools ensures that the two diaphragms are alternately actuated and return to their initial position due to the natural resilience of the manufacturing material.

1.9. Methods of gas leaks identification

Detection of leaks at gas distribution network facilities by gas distribution organizations worked out in time enables the reduction of technological losses of natural gas, as well as reducing the level of damage to the natural environment. On gas pipelines, leaks are detected during technical monitoring of protection zones. At gas regulating points, leaks are detected in the course of technical monitoring and maintenance.

Leaks can be detected by the following methods:

- external signs;
- portable gas analyzers;
- soap emulsion;
- gas alarms;
- customers' requests.

In cases where leakage dispersion occurs at considerable heights, it is not possible to detect leaks using traditional methods. The most advanced instruments are used for this purpose, e.g. laser methane detectors which make it possible to detect leaks without contact with the gassed environment.