

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.04.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

МАГИСТЕРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Повышение эффективности эксплуатации газораспределительных станций за счет модернизации и технического перевооружения

УДК 622.691.5-048.35.330.131.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ71	Орлов Эрнест Евгеньевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Суходоев Михаил Сергеевич	к.т.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер отдела автоматизации «ООО Газпром трансгаз Томск»	Войтов Сергей Сергеевич	-		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Суханов Алексей Викторович	к.х.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Исаева Елизавета Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП	Суходоев Михаил Сергеевич	к.т.н.		
Руководитель ОАР ИШИТР	Леонов Сергей Владимирович	к.т.н.		

Томск – 2019 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код Результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Демонстрировать базовые естественнонаучные и математические знания для решения научных и инженерных задач в области анализа, синтеза, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств. Уметь сочетать теорию, практику и методы для решения инженерных задач, и понимать область их применения
P2	Иметь осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в области теории, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств.
P3	Применять полученные знания для определения, формулирования и решения инженерных задач при разработке, производстве и эксплуатации современных систем автоматизации технологических процессов и производств с использованием передовых научно–технических знаний и достижений мирового уровня, современных инструментальных и программных средств.
P4	Уметь выбирать и применять соответствующие аналитические методы и методы проектирования систем автоматизации технологических процессов и обосновывать экономическую целесообразность решений.
P5	Уметь находить необходимую литературу, базы данных и другие источники информации для автоматизации технологических процессов и производств.
P6	Уметь планировать и проводить эксперимент, интерпретировать данные и их использовать для ведения инновационной инженерной деятельности в области автоматизации технологических процессов и производств.
P7	Уметь выбирать и использовать подходящее программно–техническое оборудование, оснащение и инструменты для решения задач автоматизации технологических процессов и производств.
<i>Универсальные компетенции</i>	
P8	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде с пониманием культурных, языковых и социально – экономических различий.
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы с ответственностью за риски и работу коллектива при решении инновационных инженерных задач в области автоматизации технологических процессов и производств, демонстрировать при этом готовность следовать профессиональной этике и нормам.
P10	Иметь широкую эрудицию, в том числе знание и понимание современных общественных и политических проблем, вопросов безопасности и охраны здоровья сотрудников, юридических аспектов, ответственности за инженерную деятельность, влияния инженерных решений на социальный контекст и окружающую среду.
P11	Понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.04.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) Суходоев М. С.
 (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
8ТМ71	Орлов Эрнест Евгеньевич

Тема работы:

Автоматизация блока низкотемпературной сепарации установки комплексной подготовки газа
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1 Описание технологического процесса 2 Обоснования для реконструкции 3 Функциональная схема автоматизации 4 Выбор средств реализации АСУ ТП 5 Расчет газопровода 6 Повышение эффективности за счет узла редуцирования
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1 Функциональная схема автоматизации 2. Алгоритм сбора данных 3. Схема внешних проводок
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Доцент ОСГН ШБИП Рыжакина Татьяна Гавриловна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Старший преподаватель ООД ШБИП Исаева Елизавета Сергеевна</p>

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Суходоев Михаил Сергеевич	к. т. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ71	Орлов Эрнест Евгеньевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
8ТМ71	Орлов Эрнест Евгеньевич

Школа	ИШИТР	Отделение	ОАР
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	15.04.04 Автоматизация технологических процессов и производств

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Оценочная карта конкурентных технических решений
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Структура работ Календарный план-график реализации проекта
3. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности научного исследования</i>	Определение ресурсоэффективности проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. <i>Оценочная карта конкурентных технических решений</i>
2. <i>Календарный план проекта</i>
3. <i>Бюджет проекта</i>
4. <i>Определение ресурсоэффективности проекта</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ71	Орлов Эрнест Евгеньевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
8TM71	Орлов Эрнест Евгеньевич

Школа	ИШИТР	Отделение (НОЦ)	Автоматизации робототехники
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	Автоматизация технологических процессов и производств

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Рабочим местом является помещение диспетчерской. В диспетчерской рабочей зоной является место за персональным компьютером. Технологический процесс представляет собой автоматическое управление и контроль основных параметров газораспределительной станции. Здание, в котором находится диспетчерская, расположено на территории ГРС.</i>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– <i>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ.</i>
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	– <i>Отклонение показателей микроклимата;</i> – <i>Недостаточная освещенность рабочей зоны;</i> – <i>Повышенный уровень шума;</i> – <i>Поражение электрическим током;</i> – <i>Пожар на рабочем месте.</i>
3. Экологическая безопасность:	– <i>Воздействие на атмосферу, выбросы вредных веществ.</i>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	– <i>Пожар;</i> – <i>Взрыв.</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Исаева Елизавета Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8TM71	Орлов Эрнест Евгеньевич		

Школа - Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки - 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

Уровень образования - бакалавр

Отделение школы (НОЦ) - Отделение автоматизации и робототехники

Уровень образования – бакалавр

Период выполнения – весенний семестр 2019 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
04.06.2019 г.	Основная часть	60
06.06.2019 г.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
06.06.2019 г.	Социальная ответственность	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Суходоев Михаил Сергеевич	К.Т.Н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Суходоев Михаил Сергеевич	К.Т.Н., доцент		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 153 страницы, 21 рисунок, 45 таблиц, 42 источников, 4 приложения.

Ключевые слова: реконструкция, модернизация, техническое перевооружение, ресурсоэффективность, газораспределительная станция, экологическая безопасность.

Объектом исследования является газораспределительная станция в результате реконструкции и технического перевооружения

Цель данной работы – исследование повышения эффективности газораспределительных станций за счет модернизации и технического перевооружения

В процессе исследования проводились:

Исследования технического состояния ГРС, оценка технического состояния оборудования, расчеты проверки прочности и устойчивости трубопровода, сравнительный анализ схем редуцирования газа, определение оптимальных экономических затрат на приобретение оборудования и затраты на строительные-монтажные работы, проведение анализа всех видов работ с учетом норм времени и себестоимости на их выполнение, а так же произведение расчета стоимости всего комплекса работ, мероприятия по обеспечению производственной и экологической безопасности.

В результате исследования

Выполнено описание проекта и обоснование проведения реконструкции и технического перевооружения объекта, выявлены замечания к технологическому оборудованию, выполнена расчетная часть при прокладке трубопровода-отвода в рамках реконструкции, выявлена недостаточная эффективность существующих схем редуцирования газа на ГРС, обоснована необходимость разработки теоретических положений и технических решений по повышению их эффективности, проанализированы технико-экономические

показатели работы, разработан план мероприятий по обеспечению производственной и экологической безопасности.

Теоретическая и практическая значимость работы

Проведение реконструкции и технического перевооружения обеспечивает достижение цели по безопасной и бесперебойной поставке газа потребителю, анализ технико-экономических показателей позволяет определить оптимальные экономические затраты на приобретение материалов и оборудования, а также проведения всех видов работ, а проведение мероприятий производственно-экологического мониторинга позволяет обеспечивать экологическую безопасность производства.

Область применения:

Модернизация, реконструкция и техническое перевооружения объектов транспорта газа.

Аннотация

Активное проведение программ по реконструкции и модернизации объектов транспорта газа для достижения бесперебойной поставки газа потребителю приобретает особую актуальность.

Диссертационная работа посвящена вопросу исследования повышения эффективности газораспределительных станций за счет модернизации и технического перевооружения.

В первой главе определены характеристики газораспределительных станций, их назначение. Представлена типовая схема газораспределительной станции. Проанализированы ведущие предприятия и организации России, занимающиеся разработкой научно-технической документации по реконструкции и техническому перевооружению объектов транспорта газа.

Вторая глава посвящена описанию проекта реконструкции АГРС г. Юрга. В связи с тем, что в последние десятилетия изменились территориальные границы областей, районов, в частности г. Юрга, ГРС «ЮМЗ» и ГРС п. Газовик оказались в городской черте. Учитывая, что газораспределительные станции превышали нормативный срок эксплуатации, было принято решение о строительстве газораспределительной станции за границей городской черты, вблизи газопровода-отвода на ГРС «ЮМЗ» и АГРС ж.п. Газовик. Производительность новой ГРС составляет 50.0 тыс. нм³/час.

В третьей части описано техническое задание для автоматизированной системы управления модернизируемой газораспределительной станции.

В четвертой части проводится подбор комплекса аппаратно-технических средств реализации АСУ ТП ГРС. Также спроектирована функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.208-2013 и ГОСТ 21.408-2013.

В пятой части проводятся расчеты толщины стенки трубопровода, проверка прочности и устойчивости трубопровода, гидравлический расчет газопровода.

В шестой части исследуется повышение эффективности газораспределительных станций за счет модернизации и технического перевооружения. Проводится сравнительный анализ схем узла редуцирования газа. Предлагается схема модернизации узла редуцирования.

В шестой главе рассматривается структура работ по выполнению разработки, детально посчитан бюджет проекта. Оценена конкурентно способность проекта, а также определена ресурсоэффективность, финансовая и экономическая эффективность.

В седьмой главе описываются вредные и опасные производственные факторы (шум, отклонение показателей климата, недостаточная освещенность рабочей зоны). Даны рекомендации по производственной безопасности, пожаробезопасности, экологической безопасности.

Эксплуатация газораспределительных станций характеризуется ограниченным воздействием на все компоненты окружающей среды, что не ведет к значительным изменениям, влияющим на экосистему. Практически все значимые воздействия локализованы в районах размещения газораспределительной станции.

Содержание	
Реферат	8
Аннотация	10
Введение.....	15
1. Назначение, общие требования к газораспределительной станции	16
2. Обоснование проведения реконструкции ГРС	20
2.1 Описание проекта реконструкции АГРС города Юрга.....	20
2.2 Замечания к технологическому оборудованию ГРС «ЮМЗ»	22
2.2. 1. Расходные и подземные емкости хранения одоранта	22
2.2. 2 Подогреватель газа ПГА-10, ПГА-200.....	23
2.2. 3. Запорная, регулирующая и предохранительная арматура.....	23
3. Техническое задание	28
3.1 Основные цели и задачи АСУ ТП.....	28
3.2 Назначение системы	28
3.3 Требования к системе.....	29
3.4 Требования к техническому обеспечению.....	30
3.5 Требования к надежности	31
3.6 Требования к метрологическому обеспечению.....	32
3.7 Требования к программному обеспечению	32
3.8 Требования к математическому обеспечению.....	33
3.9 Требования к информационному обеспечению	34
4. Комплекс автоматизированной системы управления	34
4.1 Разработка функциональной схемы автоматизации	34
4.2 Комплекс аппаратно-технических средств	35
4.2.1 Выбор датчиков давления.....	35
4.2.2 Выбор датчиков температуры.....	41
4.2.3 Выбор датчиков расхода	44
4.2.4 Выбор датчика уровня.....	45
4.2.5 Выбор исполнительных устройств	49
4.2.6 Выбор контроллерного оборудования	50
4.3 Схема внешних проводов	53
4.4 Алгоритмы АС	53
4.4.1 Алгоритм сбора данных измерений.....	53

4.5	Алгоритм автоматического регулирования технологическим процессом	54
5	Расчетная часть.....	57
5.	1 Расчет толщины стенки подземного газопровода.....	57
5.	2 Проверка прочности и устойчивости трубопровода.....	64
5.	3. Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций подземного трубопровода	66
5.	4 Проверка общей устойчивости трубопровода.....	68
5.	5 Продольное критическое усилие для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае упругой связи трубы с грунтом	69
5.6.	Гидравлический расчет газопровода.....	76
6.	Исследование повышения эффективности газораспределительной станции за счет модернизации узла редуцирования	83
6.	1. Сравнительный анализ схем редуцирования газа.....	83
6.	2. Предлагаемая схема модернизации узла редуцирования.....	88
7.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	90
7.1.	Потенциальные потребители результатов исследования	90
7.1.1	Анализ конкурентных технических решений	91
7.1.2	FAST-анализ	94
8.2	Планирование управления научно-техническим проектом.....	97
8.2.1	Структура работ в рамках научного исследования	97
7.2.2	Разработка графика проведения научного исследования	98
7.3	Бюджет научного исследования	101
7.3.1	Расчёт материальных затрат	101
7.3.2	Специальное оборудование для научных работ	102
7.3.3	Основная заработная плата исполнителей темы.....	103
7.3.4	Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	104
7.3.5	Отчисления во внебюджетные фонды	105
7.3.6	Накладные расходы.....	106
7.3.7	Формирование бюджета затрат исследовательского проекта.....	106
7.4	Организационная структура проекта	107
7.5	Матрица ответственности	108
7.6	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	110

8	Социальная ответственность.....	115
8.1.	Производственная безопасность.....	116
8.1.1.	Отклонения показателей микроклимата.....	117
8.1.2.	Недостаточная освещённость рабочей зоны; отсутствие или недостаток естественного света.....	118
8.1.3.	Повышенный уровень шума.....	120
8.1.4.	Опасность поражения электрическим током.....	121
8.2.	Экологическая безопасность.....	122
8.3.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности....	122
8.3.1	Правовые вопросы обеспечения безопасности.....	122
8.3.2.	Эргономические мероприятия обеспечения безопасности.....	124
8.4.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	125
8.4.1.	Пожарная безопасность.....	125
8.5.	Взрывобезопасность.....	126
	Заключение.....	128
	Список литературы.....	130
	Список публикаций студента.....	134
	Приложение А.....	135
	Приложение Б.....	151
	Приложение В.....	152
	Приложение Г.....	153

Введение

Для обеспечения безопасности и надежности трубопроводных систем существует необходимость проведения специальных технических программ по диагностике, модернизации, реконструкции и техническому перевооружению объектов транспорта газа.

Большое количество ГРС (более 56 %) находится в эксплуатации более 20 лет и не соответствует требованиям, предъявляемым к подобным объектам с точки зрения промышленной безопасности, охраны труда, экологии, автоматизации технологических процессов, энергоэффективности. Такие станции требуют дополнительных мер со стороны эксплуатирующих организаций и надзорных органов из-за растущей вероятности отказов оборудования, возникновения аварийных ситуаций и, как следствие, невыполнение договорных обязательств перед потребителями по бесперебойной поставке газа.

Внедрение современных систем автоматизации позволяет повысить надежность эксплуатации технологического оборудования за счет выявления предаварийных ситуаций и своевременной остановки технологических процессов с минимизацией экономических потерь.

Таким образом, при проведении реконструкции ГРС должны достигаться следующие цели:

- доведение технического состояния ГРС до уровня, отвечающего современным требованиям по промышленной безопасности;
- повышение безопасности подачи газа потребителю;
- достижение высоких технико-экономических показателей работы
- обеспечения экологической безопасности производства;
- снижение трудозатрат на техническое обслуживание и ремонт.

1. Назначение, общие требования к газораспределительной станции

Газораспределительные станции (далее – ГРС) предназначены для снабжения газом от магистральных газопроводов промышленные, коммунально-бытовые предприятия и населенные пункты крупных городов, малых и средних населенных пунктов, и газокompрессорных станций (на собственные нужды). ГРС обеспечивает:

- Очистку газа от механических примесей и от конденсата;
- Подогрев газа;
- Редуцирование до заданного давления и постоянное поддержание его с определенной точностью;
- Измерение расхода газа с многосуточной регистрацией;
- Одоризацию газа пропорционально его расходу перед подачей потребителю [1].

1. 1. Классификация газораспределительных станций по производительности

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

- Малой
- Средней.
- Большой производительности.

К станциям малой производительности (1,0 – 50,0 тыс. м³/ч) относятся несколько типов АГРС, изготовленных разными заводами, все технологическое оборудование которых размещается в нескольких металлических шкафах. Из этого ряда АГРС наибольшее распространение получили станции типа АГРС-1/3, "Энергия-1", "Энергия-3", "Ташкент-1" «Исток-1», «Голубое пламя».

К станциям средней производительности (50,0-160,0 тыс. м³/ч) относятся БК-ГРС, выполненные в блочно-комплектном исполнении, с одной или двумя выходными линиями к потребителям; часть технологического оборудования размещается в блок-боксах, а другая часть – на открытой площадке (узлы очистки, одоризации, подогреватели); в блок-боксе находятся регуляторное оборудование, КИПиА, система отопления блоков. Из этого ряда станций наибольшее распространение получили БК-ГРС-I-30, БК-ГРС-II-70, БК-ГРС-I-150.

К станциям большой производительности (от 160,0 до 1000,0 тыс. м³/ч и более) относятся станции, построенные по индивидуальным проектам, как правило, это ГРС и контрольно-распределительные пункты (КРП), подающие или распределяющие газ для крупных промышленных объектов и районов [7].

Несмотря на такое разнообразие типов газораспределительных станций, структурная схема ГРС с одним потребителем газа может быть сведена к схеме, показанной на рисунке 1

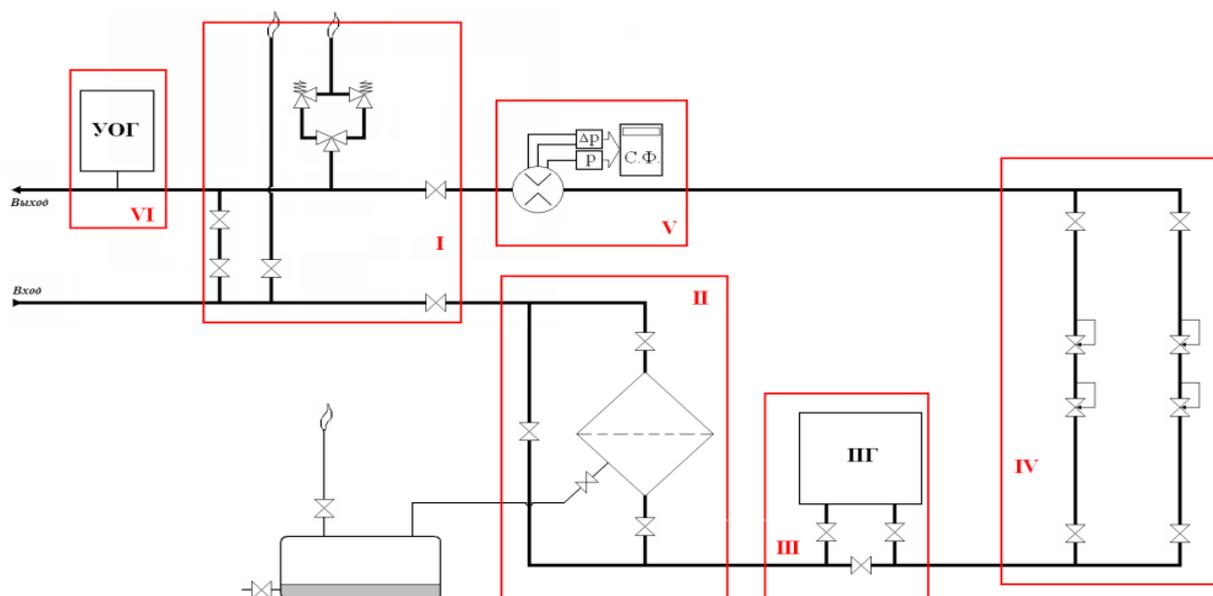


Рисунок 1 – Структурная схема ГРС

Основными узлами ГРС являются:

- узел переключения (I);
- узел очистки газа (II);
- узел предотвращения гидратообразований (III);
- узел редуцирования (IV);
- узел учёта газа (V);
- узел одоризации (VI).

В настоящее время остается актуальной задача разработки новой ГРС, отвечающей современным требованиям. ГРС должна быть:

- автоматизированной, оснащенной современным оборудованием и надежной системой связи и телемеханики.
- надежной и долговечной в эксплуатации и экологически чистой.
- блочной или с укрупненными взаимозаменяемыми узлами, изготавливаемыми в заводских условиях.
- оборудована устройствами для автоматического удаления конденсата в сборные емкости.
- оборудование ГРС должно размещаться внутри помещений с температурой, необходимой для нормальной эксплуатации приборов КИПиА.

Разработкой новой научно-технической документации по строительству, монтажу и эксплуатации БК ГРС занимаются ведущие предприятия и организации России, имеющие большой опыт проектирования технологического оборудования ГРС. К таким предприятиям относятся «Газоснабжение» (г. Москва), «Саратовгазприборавтоматика» (г. Саратов), «Уромгаз» (г. Екатеринбург), ООО «НПП Авиагаз-Союз+» (г. Казань) и другие.

2. Обоснование проведения реконструкции ГРС

2. 1 Описание проекта реконструкции АГРС города Юрга

Газоснабжение потребителей г. Юрга и коммунально-бытового сектора осуществляется через ГРС «ЮМЗ» и ГРС п. Газовик.

Газораспределительная станция «ЮМЗ» г. Юрги, включает в себя три ГРС типа: АГРС -10 - 2 ед., АГРС «Энергия-1» - 1 ед. с общей проектной производительностью $Q_{\max}=45$ тыс. м³/час. Год ввода в эксплуатацию соответственно 1981, 1986, 1991. Завод-изготовитель АГРС - 10 Ангрнская станция «Подземгаз» (Узбекистан). В настоящее время не входит в состав Российской Федерации. Год изготовления оборудования 1978.

Завод — изготовитель АГРС «Энергия» ОАО «ГазПромМаш» г. Саратов, год изготовления оборудования 1990.

Таблица 2 – Анализ действующих ГРС в г. Юрга

Наименование ГРС	Год ввода в эксплуатацию	Завод – изготовитель	Год изготовления оборудования	Нормативный срок эксплуатации; лет
АГРС-10	1981	Ангрнская станция «Подземгаз» (Узбекистан)	1978	15
АГРС-10	1986	Ангрнская станция «Подземгаз» (Узбекистан)	1978	15
АГРС «Энергия-1»	1991	ОАО «ГазПромМаш» г. Саратов	1990	15

Нормативный срок эксплуатации двух АГРС-10 и одной АГРС «Энергия-1» составляет 15 лет, следовательно, станции превышают срок, гарантируемый требованиями надежной эксплуатации коммуникаций и технологического оборудования.

ГРС «ЮМЗ» обеспечивает природным газом ООО «Юрмаш», совхоз «Тальский», ООО «Завод ТехноНИКОЛЬ-Сибирь».

Период начальной эксплуатации ГРС «ЮМЗ» из-за медленного развития сетей потребителей газа растянулся на пять и более лет. Вследствие этого оборудование станции работало не «в режиме» и требовало от эксплуатационного персонала значительных трудовых затрат и внимания.

После нескольких лет эксплуатации, когда ГРС «ЮМЗ» вышла на проектный режим и начала работать с перегрузками, в этом случае возникает необходимость в рассмотрении того, какой узел или блок станции требует замены или дополнительного параллельного подключения оборудования в целях снижения капитальных затрат.

В связи с тем, что в последние десятилетия изменились территориальные границы областей, районов, в частности г. Юрга. Изменение законодательными органами Кемеровской области границы г. Юрга ГРС «ЮМЗ» и ГРС п. Газовик оказались в городской черте.

Из-за нахождения ГРС «ЮМЗ» и АГРС «Ташкент-2» в границе городской черты, невозможно получить положительное заключение экспертизы проектной документации на капитальный ремонт или реконструкцию ГРС.

Кроме того, постоянно меняются и все более ужесточаются требования к надежности, безопасности и охране окружающей среды в связи с работой ГРС.

С целью обеспечения бесперебойной подачи газа потребителям необходимо провести замену технологического оборудования газораспределительных станций и привести их к соответствию требованиям нормативных документов ПАО «Газпром».

Результат реконструкции и перевооружения газораспределительных станций позволяет соблюсти все требования и нормы, заявленные государственными органами власти.

Принято решение о строительстве газораспределительной станции за границей городской черты, вблизи газопровода-отвода на ГРС «ЮМЗ» и АГРС ж.п. Газовик. После строительства ГРС газопровод-отвод за

газораспределительной станцией будет переведен в распределительный газопровод, а ГРС «ЮМЗ» и ГРС п. Газовик ликвидированы. Производительность проектируемой ГРС составит 50.0 тыс. нм³/час.

2. 2 Замечания к технологическому оборудованию ГРС «ЮМЗ»

2. 2. 1. Расходные и подземные емкости хранения одоранта

– отсутствует устройство подачи сигнала при отсутствии одоранта в расходной емкости (рисунок 2) [12];

– расходные резервуары для хранения одоранта не оборудованы устройством для дистанционного замера уровня жидкости, сигнализатором предельного верхнего уровня и устройством автоматического прекращения подачи жидкости при достижении предельного уровня [12].



Рисунок 2 – Расходная емкость одоранта

Подземные резервуары для хранения одоранта не оборудованы устройством для дистанционного замера уровня жидкости сигнализатором

предельного верхнего уровня и устройством для автоматического прекращения подачи жидкости при достижении предельного уровня.

Таким образом необходимо внедрить систему автоматизации, а именно:

1. Сигнализация отсутствия одоранта в расходной емкости.
2. Аналоговое измерение с дистанционной передачей уровня жидкости в емкости для расходных резервуаров.
3. Сигнализация предельных верхних уровней жидкости в емкости для расходных резервуаров.

2. 2. 2 Подогреватель газа ПГА-10, ПГА-200

– Отсутствует автоматика регулирования подогревателя газа типа ПГА-10.

– Отсутствие устройства дистанционного измерения расхода газа на подогревателе газа типа ПГА-200.

– Выработка нормативного срока эксплуатации. Физически и морально устарели.

Таким образом на подогреватели газа ПГА-10, ПГА-200 необходима установить следующие точки автоматизации:

1. Автоматический контроль и регулирование давления и температуры газа ПГА-10.
2. Аналоговое измерение расхода с дистанционной передачей для ПГА-200.

2. 2. 3. Запорная, регулирующая и предохранительная арматура

- Износ запорных органов кранов блока отключающих устройств и блока редуцирования, не герметичность затворов.

- Краны ручного исполнения, что не позволяет включить их в схему дистанционного управления.



Рисунок 3 – Запорно-регулирующая арматура



Рисунок 4 – Выходной кран ГРС

- Эрозийный износ исполнительного механизма (корпуса) регуляторов давления РДУ-50 -01 блока редуцирования.

- Заклинивание регулирующего органа исполнительного устройства.
- Отсутствие запасных частей в связи со снятием с производства.
- Изношены пружины из-за продолжительного срока эксплуатации и настройки. Установка давления срабатывания затруднительна.
- Выработка нормативного срока эксплуатации.

В связи с этим установить следующие точки автоматизации:

1. Аналоговое управление для запорно-регулирующей арматуры с дистанционным и ручным управлением.
2. Аналоговое управление для выходного крана ГРС с дистанционным и ручным управлением.

Газораспределительные станции были построены на территории промышленной зоны Юргинского машзавода, которая находилась в границах г. Юрга.



Рисунок 5 – Расположение ГРС в городской черте

Данное нарушение не позволяет провести капитальный ремонт или реконструкцию ГРС, следовательно принято решение о строительстве газораспределительной станции за границей городской черты (рисунок 5), вблизи газопровода-отвода на ГРС ЮМЗ и АГРС ж.п.»Газовик». После

строительства ГРС газопровод-отвод за газораспределительной станцией будет переведен в распределительный газопровод, а ГРС ЮМЗ и АГРС ж.п. «Газовик» ликвидированы.

Начальной точкой газопровода-отвода Ду 200, Рр = 5,4 МПа является узел подключения № 148.7 газопровода отвода Ду 300 на ГРС ЮМЗ, транспортирующего газ к ГРС ЮМЗ и АГРС ж.п. «Газовик» от магистральных газопроводов Ду 1000 «Парабель-Кузбасс» и «Новосибирск-Кузбасс». Конечной точкой газопровода-отвода Ду 200 является АГРС г. Юрга. Протяженность проектируемого газопровода-отвода составляет 3,45 км.

В связи с переносом АГРС г. Юрга на новое место и переводом части существующего газопровода-отвода высокого давления Р = 5,4 МПа на рабочее давление Р = 1,2 МПа в качестве распределительного газопровода, а также производится замена следующего существующего оборудования на площадках:

- ГРС ЮМЗ – два комплекта АГРС-10 и один комплект АГРС «Энергия» с общей производительностью 45,0 тыс. нм³/час, заменены газорегуляторным пунктом блочного типа ГРПБ-200-2В. Производительность ГРПБ-200-2В – 50,0 нм³/час, выходное давление 0,6 МПа.

- ГРС ж.п. «Газовик» - комплект АГРС «Ташкент-2» заменен газорегуляторным пунктом шкафного типа ГРПШ-3-2В. Производительность ГРПШ-3-2В составляет 2,0 нм³/час, выходное давление 0,6 МПа.

Схема подключения проектируемых газопроводов и АГРС к существующим газопроводам представлена на рисунке 6.

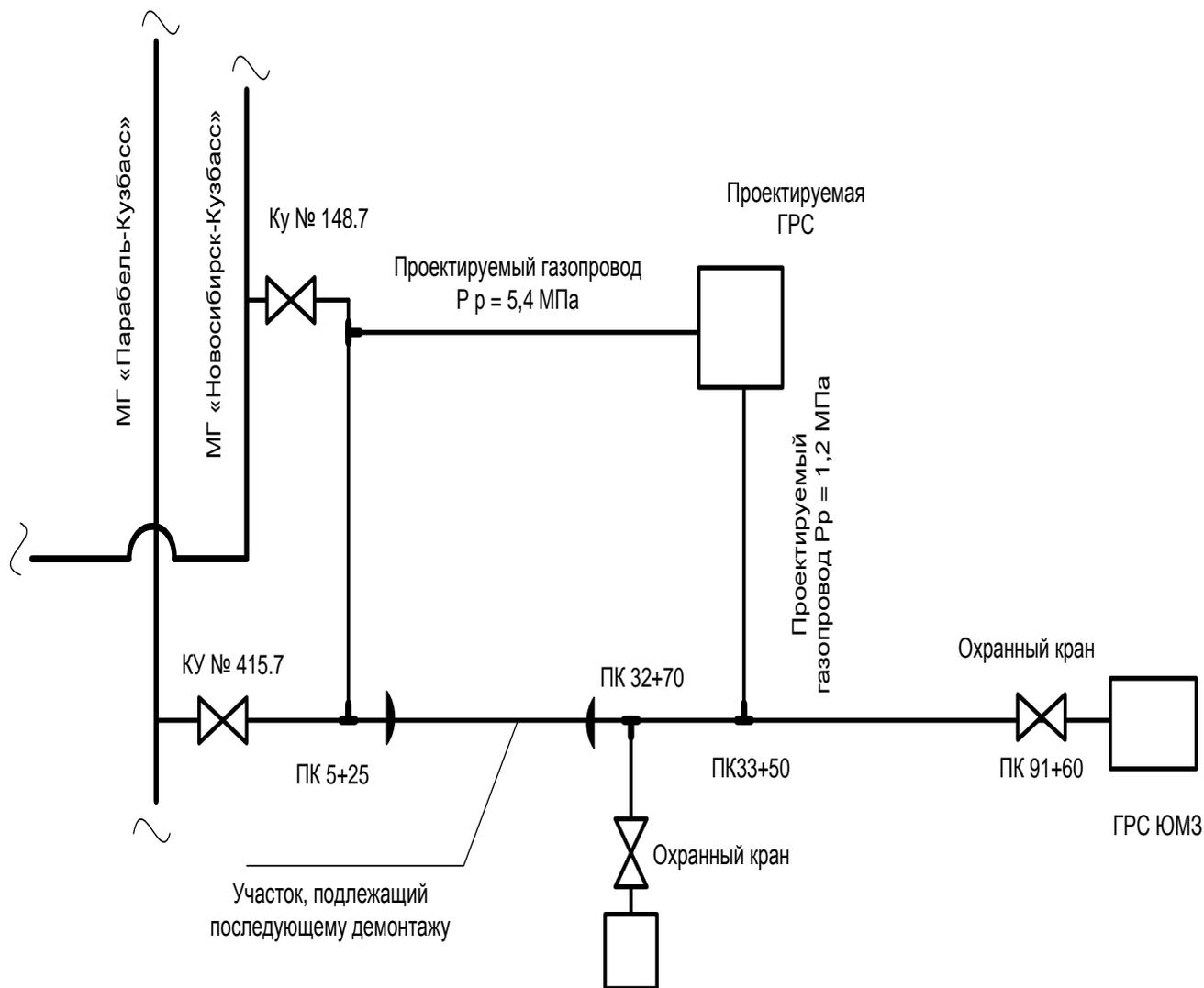


Рисунок 6 – Схема подключения ГРС

3. Техническое задание

Настоящее техническое задание описывает задачу создания автоматизированной системы управления технологическими процессами газораспределительной станции ГРС. Основанием для выполнения является описанное обоснование реконструкции ГРС с недостатками автоматизации.

3.1 Основные цели и задачи АСУ ТП

Создание системы должно обеспечивать достижение следующих целей:

- повышение безопасности эксплуатации производства;
- замена устаревших средств автоматизации на автоматизированные системы управления на базе электронных средств контроля и автоматики, включая средства вычислительной техники;
- улучшение условий работы персонала.

Указанные цели должны достигаться путем:

- повышения надежности, готовности и работоспособности отдельных подсистем за счет замены физически и морально устаревших приборов новыми;
- повышения производительности оборудования за счет быстродействия, времени отклика, точности и достоверности информации о технологическом процессе;
- уменьшения материальных и энергетических затрат за счет сокращения затрат на техобслуживание и эксплуатацию оборудования.

3.2 Назначение системы

Назначением АСУ ТП ГРС является обеспечение оперативного измерения и контроля технологических параметров, предупредительной и предаварийной сигнализации, отображения данных о ходе технологического процесса, автоматического управления расходными и подземными емкостями, газовыми подогревателями ГПА-10, ГПА-200. Проектируемая система должна

обеспечить работу ГРС без постоянного присутствия обслуживающего персонала в месте размещения оборудования.

Назначением АСУ ТП является:

- управление технологическим оборудованием ГРС;
- проведение операций безаварийного пуска и останова;
- предупреждение возникновения аварийной ситуации при отклонении от предусмотренных регламентом предельно допустимых значений параметров процесса во всех режимах работы.

3.3 Требования к системе

Создаваемая АСУ ТП ГРС должна соответствовать требованиям:

– ГОСТ 24.104-85 ЕСС АСУ ТП "Автоматизированные системы управления. Общие требования";

– Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств", утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 марта 2013 года N 96;

– ПБ 08-622-03 "Правила безопасности для газоперерабатывающих заводов и производств";

– ПБ 08-624-03 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

Для осуществления выбора структуры информационно-управляющей системы, аппаратно-технического комплекса, а именно контроллеров, датчиков и исполнительных механизмов должен быть реализован на основе альтернатив, с технико-экономическим обоснованием.

3.4 Требования к техническому обеспечению

Полевое оборудование должно обеспечивать непрерывное преобразование измеряемых величин технологических параметров (давление, температура, уровень, расход и др.) и непосредственное управление параметрами технологического процесса. Полевое оборудование, включающее в себя первичные преобразователи, регулирующие клапаны, устройства управления электроприводами, должно размещаться на наружной установке. Для приборов должны быть предусмотрены меры защиты от климатических воздействий.

При создании системы АСУ ТП должна быть предусмотрена замена устаревших релейных схем управления электрозадвижками на электронные блоки управления (ЭБУ) задвижками, которые обеспечивают управление электроприводами задвижек с выдачей сигналов о состоянии задвижек, диагностику исправности оборудования и режим "Тестирование" (для проверки исправности каналов управления и сигнализации) по информационному каналу связи.

Система должна обеспечивать обмен данными по HART-протоколу с полевым КИП, через специальную рабочую станцию (АРМ инженера КИПиА) с соответствующим программным обеспечением.

Контроллерное оборудование должно обеспечивать:

- возможность замены неисправных модулей ввода/вывода, контроллера и источников питания без отключения питания системы, перебоев в её работе, нарушения технологического режима;
- оперативное многократное изменение ПО контроллера (DCS система) – уставок,
- пределов измерения, алгоритмов и т.п. (без остановки контроллера, без нарушения работы не изменённых ПИД-регуляторов, без перезагрузки контроллера);

- возможность подключения дополнительных первичных преобразователей при работающем оборудовании;
- самодиагностику процессорных модулей, модулей ввода/вывода систем АСУ ТП и автоматическое переключение на горячий резерв в случае неисправности.

Система должна обеспечивать работу объекта автоматизации в круглосуточном режиме. Система должна быть ориентирована на работу в режиме "жесткого" реального времени и обеспечивать выполнение требуемых функций в соответствии с заданными показателями назначения. При проектировании системы должен закладываться резерв масштабирования не менее 20 %.

3.5 Требования к надежности

Программно-технический комплекс АСУ ТП в части требований по надежности должен соответствовать ГОСТ 4.148-85, ГОСТ 24.701-86 и ГОСТ 27.003-90. Надежность определяется, как способность системы выполнять заданные функции, сохраняя во времени в установленных пределах значения параметров при заданных режимах и условиях эксплуатации.

Система должна позволять восстанавливать работоспособность отказавших функций и элементов без останова производства.

В соответствии с ГОСТ 24.701-86 в качестве показателей, определяющих надежность отдельных подсистем, рассматриваются безотказность, ремонтпригодность и долговечность.

Средняя наработка на отказ системы должна быть не менее 30000 часов.

Гарантийный срок эксплуатации системы в целом должен быть 18 месяцев с момента ввода в эксплуатацию. Гарантийный срок эксплуатации отдельных составных частей не более 18 месяцев с момента поставки оборудования АСУ ТП потребителю.

Среднее время восстановления любой функции должно быть не более одного часа.

Надежность контроля параметров системой должна обеспечиваться аппаратным дублированием и наличием систем диагностики и самодиагностики с индикацией рабочего состояния.

Отказ одной единицы оборудования не должен приводить к отказу всей системы.

3.6 Требования к метрологическому обеспечению

Приведённая погрешность измерения технологических параметров системой АСУ ТП не должна превышать $\pm 0,25$ % для каналов измерения давления и уровня, а также ± 1 % для каналов измерения температуры, расхода, проводимости и содержания примесей в среде измерения (с учётом погрешности измерения датчиков).

Все средства измерения, входящие в АСУ ТП, должны иметь свидетельство (сертификат) об утверждении типа средств измерений, выданный органами Госстандарта РФ. Должны быть представлены копии свидетельств (сертификатов) об утверждении типа средств измерений, приложения к ним и методики поверки.

Информация о технологических параметрах должна представляться в единицах измерения, с указанием знака параметра и обозначением единиц измерений в соответствии с требованиями ГОСТ 8.430-88.

3.7 Требования к программному обеспечению

ПО должно работать в среде MS Windows на обычных ПЭВМ в качестве АРМ.

Запись программ должна быть осуществлена в энергонезависимое запоминающее устройство.

ПО АСУ ТП должно включать в себя:

- базовое ПО технологического контроллера;
- фирменный пакет ПО для программирования технологических контроллеров, позволяющий реализовать необходимые функции управления, защиты и контроля
- ОС ПЭВМ MS Windows и приложения MS Office
- специализированный графический пакет для организации автоматизированного рабочего места оператора на базе ПЭВМ;
- программные драйверы и иное ПО, обеспечивающие организацию сетевой инфраструктуры;
- прикладное ПО технологических контроллеров, реализующих алгоритм управления объектами.

3.8 Требования к математическому обеспечению

Математическое обеспечение АСУ ТП должно состоять из алгоритмов решения задач сбора и обработки информации, а также выдачи управляющих воздействий.

Алгоритмы должны уточняться на стадии проектирования системы и обеспечивать автоматический выход на номинальный режим, регламентированный режим работы и безаварийную остановку технологического процесса, а также снижение или исключение возможности ошибочных действий производственного персонала при ведении процесса, пуске и остановке. Алгоритмы системы должны разрабатываться на основе утвержденного технологического регламента. Алгоритмы должны быть согласованы с уполномоченным представителем Заказчика.

В случае отключения электропитания системы должен обеспечиваться перевод технологического оборудования в безопасное состояние. Система должна исключать возможность произвольных переключений в системе при восстановлении питания. Возврат технологического оборудования в рабочее состояние после срабатывания ПАЗ должен выполняться обслуживающим персоналом.

Математическое обеспечение должно быть достаточным для выполнения всех функций, возлагаемых на АСУ ТП.

3.9 Требования к информационному обеспечению

Информационное обеспечение АСУ ТП ГРС должно быть достаточным для выполнения всех автоматизированных функций системы и представления оператору информации об объекте управления.

Для представления оператору информации об объекте управления АРМ должно использовать специализированный графический программный пакет. С помощью данного пакета должно обеспечиваться:

- представление информации по измеряемым значениям аналоговых и дискретных параметров, а также по расчетным параметрам объекта управления;
- представление информации в виде мнемосхем;
- организация трендов аналоговых параметров;
- организация предупредительной и предаварийной сигнализации;
- документирование процесса посредством ведения журнала событий;
- диспетчерское управление;
- защита от несанкционированного доступа;
- организация системы справочной информации.

4. Комплекс автоматизированной системы управления

4.1 Разработка функциональной схемы автоматизации

Функциональная схема автоматизации (далее - ФСА) – это технический документ, входящий в основной комплект рабочих чертежей проектируемой системы автоматизации, согласно ГОСТ 21.408 - 2013. ФСА создается с целью отображения основных технических решений. Объект управления рассматривается как комплекс оборудования (основного и вспомогательного) со встроенными в него органами.

На ФСА изображают технологическое оборудование и связующие элементы (пример – трубопроводы, воздухопроводы) АС, средства автоматизации и контуры, отвечающие за контроль, регулирование и управление, а также, при необходимости, линии связи между ними.

ФСА может быть выполнена упрощенным или развернутым способами. Отличие развернутого способа в том, что на схеме изображаются места расположения и состав средств автоматизации и каждого отдельного контура. Приборы и средства автоматизации изображаются в виде условных графических изображений, согласно ГОСТ 21.208-2013. Функциональная схема автоматизации приведена в приложении Б.

4.2 Комплекс аппаратно-технических средств

4.2.1 Выбор датчиков давления

Выбор датчиков давления проводился по следующим характеристикам:

- тип измеряемого давления и диапазон измерений;
- допускаемая погрешность;
- выходные сигналы;
- цена.

Были рассмотрены три варианта датчиков избыточного давления: Метран-150, НМР 331-А-S и Теплоприбор Crocus. Сравнение характеристик приведено ниже в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнение характеристик датчиков давления

Характеристика/ датчик	Диапазон измерения, Мпа	Базовая приведенная погрешность	Выходные сигналы	Цена
Метран-150CG	0,2..10	до $\pm 0,075$ ($\pm 0,2$)	4-20 мА, HART	от 26 тыс. руб.
НМР 331-А-S	0,001..25	до $\pm 0,075$	4-20 мА, HART	от 40 тыс. руб.

Терлоприбор Crocus	0,04..40	различные : ±0,075, ±0,1, ±0,15 и т.д.	4-20 мА с HART- протоколом	от 28 тыс. руб.
-----------------------	----------	--	----------------------------------	-----------------------

Исходя из данных, приведенных в таблице, датчики отличаются незначительно. Выбор остановим на Метран-150CG (рисунок 7), т.к. максимальное рабочее давление системы будет рассчитано на 6,3 МПа, к тому же он имеет более привлекательную цену. Комплект закладных и опросный лист к датчику Метран-150 приведены на рисунках 8, 9 и 10.

В качестве датчиков перепада давления для фильтров использованы Метран-150CD. Выбор основан на оценке тех же технико-экономических характеристик. Ко всему прочему использование датчиков одной фирмы – это единообразие установки, эксплуатации и обслуживания, что является достаточно выгодным решением.

Измеряемой средой данных датчиков, помимо прочих, является нефть и нефтепродукты. Измерительная часть датчика состоит из корпуса и полностью изолированной как от окружающей, так и от измеряемой среды измерительной ячейки. Давление подается на измерительную мембрану через слой разделительной жидкости и разделительные мембраны. Степень защиты от пыли влаги данных приборов соответствует IP65.

Для местной индикации используем механический манометр МП100НН компании ЮМАС. Данный прибор обеспечивает те же технические характеристики, что и, например, приборы компании WIKA, но при этом выигрывает в цене. Основные технические характеристики манометра МП100НН представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические характеристики МП100НН

Диапазон измерения, Мпа	0..10
Степень защиты	IP54 (по заказу IP65)
Класс точности	1,0
Цена, руб	2600-3000

Принцип работы механических манометров заключается в пропорциональном отклонении стрелки манометра при возникновении давления с одной стороны мембраны.



Рисунок 7 – Датчик давления Метран-150

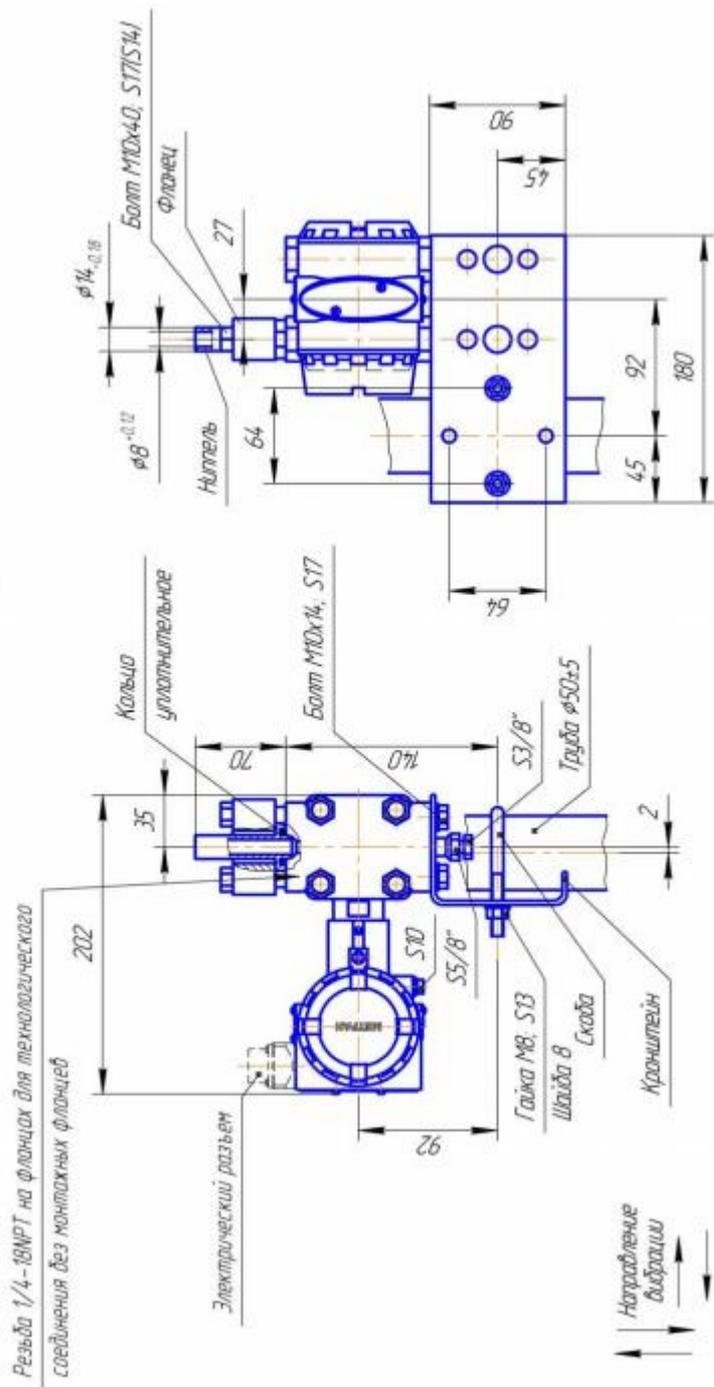


Рисунок 8– Закладные датчика Метран-150 (монтаж на трубу)

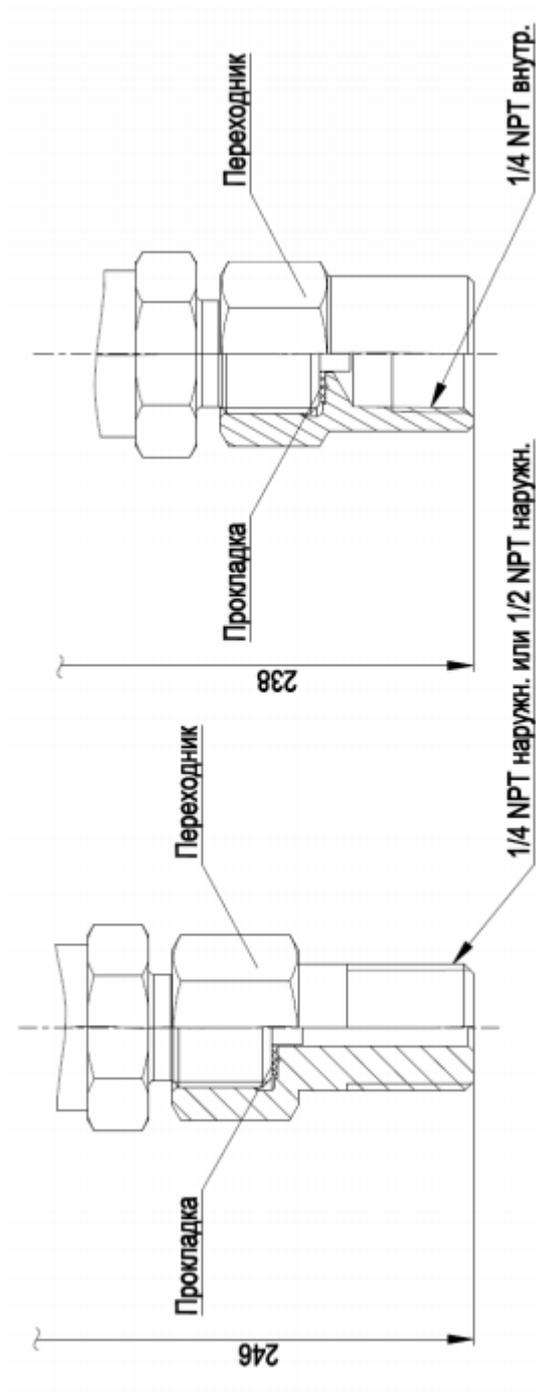


Рисунок 9 – Переходники, прокладки для монтажа Метран-150

Общая информация		
Предприятие *:	<input type="text"/>	Дата заполнения: <input type="text"/>
Контактное лицо *:	<input type="text"/>	Тел. / факс *:
Адрес *:	<input type="text"/>	E-mail: <input type="text"/>
Опросный лист № <input type="text"/>	Позиция по проекту (тэг): <input type="text"/>	Количество *:
Параметры процесса		
Измеряемый параметр *	<input checked="" type="checkbox"/> Избыточное давление	<input type="checkbox"/> Разрежение
	<input type="checkbox"/> Абсолютное давление	<input type="checkbox"/> Гидростатическое давление
	<input type="checkbox"/> Перепад давления	
Измеряемая среда	Газ	
Диапазон измерения (шкала прибора) *	от <u>0,125 МПа</u> до <u>6 МПа</u>	
Требуемая основная приведенная погрешность измерения	<u>0,075%</u>	
Температура окружающей среды	от <u>40</u> до <u>50</u> °С	
Температура измеряемой среды	от <u>20</u> до <u>70</u> °С	
Рабочее избыточное давление (для датчиков перепада и гидростатического давления) *	<u>3 МПа</u>	
Требования к датчику		
Выходной сигнал *	<input checked="" type="checkbox"/> 4-20 мА + HART	<input type="checkbox"/> обратный квадратный корень (только для датчиков разности давлений)
	<input type="checkbox"/> 0-5 мА	
Соединение с технологическим процессом *	Резьбовое подключение	
	<input checked="" type="checkbox"/> M20x1,5	<input type="checkbox"/> ниппель с накидной гайкой материал ниппеля: <input type="text"/>
	<input type="checkbox"/> K 1/2"	<input checked="" type="checkbox"/> наружная резьба
	<input type="checkbox"/> 1/2"-14 NPT	<input type="checkbox"/> внутренняя резьба
	<input type="checkbox"/> K 1/4"	
	<input type="checkbox"/> 1/4"-18 NPT	
	Фланцевое соединение, ГОСТ 12815-80 исполнение 2	
	<input type="checkbox"/> DN 50	<input type="checkbox"/> PN 6 (только для DN 50)
	<input type="checkbox"/> DN 80	<input type="checkbox"/> PN 40
	<input type="checkbox"/> другое (сборка с разделительной мембраной 1199)	
	Описание соединения <input type="text"/>	
Электрическое подключение	<input checked="" type="checkbox"/> электрический разъем (вилка 2РМГ14, розетка 2РМ14)	
	<input type="checkbox"/> электрический разъем (вилка 2РМГ22, розетка 2РМ22)	
	<input type="checkbox"/> штепсельный разъем DIN	
	Кабельный ввод	
	<input type="checkbox"/> никелированная латунь	<input type="checkbox"/> небронированный кабель
	<input type="checkbox"/> нержавеющая сталь	<input checked="" type="checkbox"/> бронированный кабель
	<input type="checkbox"/> полиамид	
Требования к исполнению датчика		
Исполнение по взрывозащите	<input type="checkbox"/> взрывонепр. оболочка (Ex d)	<input checked="" type="checkbox"/> комбинированное (Ex ia и Ex d)
	<input type="checkbox"/> искробезопасная цепь (Ex ia)	<input type="checkbox"/> общепромышленное
Дополнительные опции		
<input checked="" type="checkbox"/> встроенный ЖК-индикатор	<input checked="" type="checkbox"/> кнопки для конфигурирования	<input type="checkbox"/> клапанный блок
		<input type="checkbox"/> в сборе с клапанным блоком серия <input type="text"/>

<input checked="" type="checkbox"/> кронштейн для крепления датчика на трубе ø50 мм		количество вентилей <input type="text"/>
<input checked="" type="checkbox"/> кронштейн для установки датчика на плоской поверхности		
<input type="checkbox"/> гарантия 5 лет	<input checked="" type="checkbox"/> блок защиты от переходных процессов	<input type="checkbox"/> кронштейн для крепления клапанного блока на трубе ø50 мм
<input type="checkbox"/> дополнительная маркировочная табличка на проволоке		
Примечания: <input type="text"/>		

Рисунок 10 – Опросный лист Метран-150

4.2.2 Выбор датчиков температуры

Выбор датчиков температуры основывался на оценке следующих характеристик:

- протокол и интерфейс выходных сигналов;
- допускаемая погрешность;
- цена.

Были рассмотрены три варианта датчиков температуры: Rosemount-3144P, ТЕМП-01 и WIKA TR10-C. Сравнение характеристик приведено в таблице 3.

Таблица 3 – Сравнение характеристик датчиков температуры

Характеристика/ датчик	Диапазон измерения, °С	Базовая погрешность	Выходные сигналы	Цена
Rosemount-3144P	-50..+200	до $\pm 0,17\%$	4-20 мА, HART	от 78 тыс. руб.
ТЕМП-01	-40..+95	до ± 1 °С	Modbus RTU, RS485	от 34 тыс. руб.
WIKА TR10-C	-200..+600	до $\pm 0,1$ °С	4-20 мА	от 4,5 тыс. руб.

Исходя из данных, приведенных в таблице, выбор остановим на WIKА TR10-C (рисунок 11). Данный датчик – это термометр сопротивления, т.е. изменяет электрическое сопротивление чувствительного элемента в зависимости от температуры.

В качестве показывающих датчиков температуры использованы биметаллические термометры WIKА модель 52. Технические характеристики приведены в таблице 4. Закладные датчика приведены на рисунке 12.

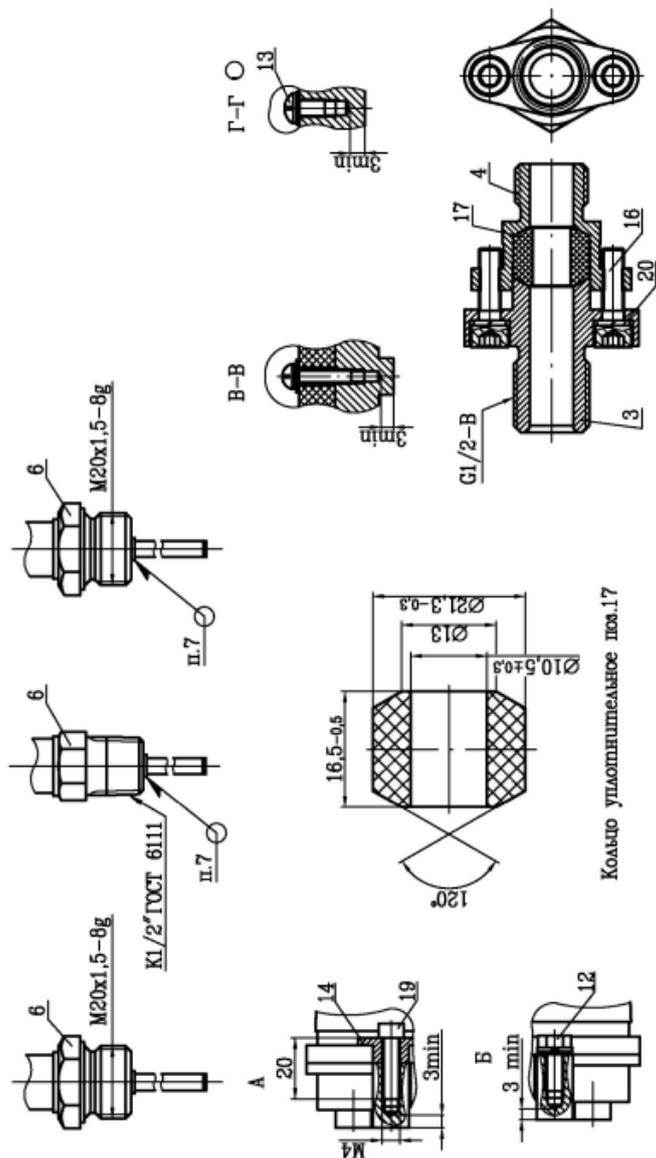
Таблица 4 – Технические характеристики WIKА модель 52

Диапазон измерения, °С	0..100
Степень защиты	IP54

Погрешность	$\pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$
-------------	---------------------------------



Рисунок 11 – Датчик температуры WIKA TR10-C



Вариант кабельного №04 251.01.08.000

Рисунок 12 – Закладные датчика WIKA TR10-C

4.2.3 Выбор датчиков расхода

Точность – одна из наиболее важных характеристик в системе учета. Наиболее точный тип датчиков расхода – кориолисовые расходомеры. На основании сравнения характеристик был выбран Micro Motion 2700 фирмы Emerson (рисунок 13). Сравнение параметров представлено в таблице 5.

Таблица 5 – Сравнение характеристик расходомеров

Характеристика/ датчик	Диапазон измерения, м ³ /ч	Базовая погрешность	Выходные сигналы
Micro Motion 2700	До 1500 (DN200)	до ±0,05%	4-20 мА, HART, Modbus, Ethernet, импульсный, дискретный
МИР-01	До 1000 (DN200)	до ±0,1-0,15 %	4-20 Ма, HART
ЭМИС-МАСС	5..1000 (DN200)	до ±0,1 °С	Аналоговый токовый сигнал, цифровой - стандарт RS485



Рисунок 5 – Расходомер Micro Motion 2700F

Принцип действия массового кориолисового расходомера основан на изменениях фаз механических колебаний U-образных трубок, по которым

движется среда. Сдвиг фаз пропорционален величине массового расхода. Поток с определенной массой, движущийся через входные ветви расходомерных трубок, создает кориолисову силу, которая сопротивляется вибрации расходомерных трубок. Наглядно это сопротивление видно, когда гибкий шланг извивается под напором прокачиваемой через него воды [2].

4.2.4 Выбор датчика уровня

Для решения задач измерения уровня были рассмотрены следующие виды уровнемеров:

Kobold NUS-R-4;

Rosemount 3300;

ОВЕН ПДУ-И.

Сравнительный анализ происходил по следующим критериям:

- предел допускаемой погрешности;
- среднее время наработки на отказ;
- выходные сигналы;
- цена.

Таблица 6 – Сравнительный анализ датчиков уровня

Характеристика/ датчик	Базовая погрешность	Среднее время наработки на отказ	Выходные сигналы	Цена
Kobold NUS-R-4	$\pm 0,1\%$	100 000 ч	4-20 мА	26 000 р
Rosemount 3300	$\pm 0,1 \%$	100 000 ч	4-20 мА, HART	47 700 р
ОВЕН ПДУ-И	$\pm 0,2 \%$	40 000 ч	4-20 мА, HART	8500 р

В качестве датчика уровня был выбран Rosemount 3300 (рисунок 6), так как он подходит согласно техническому заданию по метрологическим, техническим и требованиям к надежности.



Рисунок 6 – Уровнемер Rosemount 3300

Уровнемер 3300 (волноводный радарный уровнемер) — это интеллектуальный двухпроводной прибор, предназначенный для непрерывного измерения уровня. Принцип его действия основан на технологии рефлектометрии с временным разрешением (TDR). Радиоимпульсы малой мощности длительностью несколько наносекунд направляются вниз по зонду, погруженному в технологическую среду. Когда импульс достигает поверхности среды, уровень которой необходимо измерить, часть энергии отражается в обратном направлении. Временной интервал между моментом передачи импульса и моментом приема эхосигнала пропорционален расстоянию до поверхности или до границы раздела двух жидкостей. Возможность измерений главным образом зависит от коэффициента отражения среды. Чем выше диэлектрическая постоянная, тем мощнее отраженный сигнал и тем шире диапазон измерений. Спокойная поверхность отражает микроволны лучше, чем турбулентная.

Технические характеристики уровнемера Rosemount 3300 представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Технические характеристики Rosemount 3300

Диапазон измерений уровня	0,1 – 23,5 м
Выходной сигнал	4-20 мА с цифровым сигналом на базе HART-протокола, RS485 Modbus
Предел допускаемой основной приведенной погрешности измерений	±0,1 %
Температура окружающего воздуха	от –50 до +60 °С
Механическое соединение	резьбовое соединение G1"/фланец из алюминиевого сплава
Межповерочный интервал	4 года года
Степень защиты корпуса	IP67
Маркировка взрывозащиты	0ExiaIIС(T5/T6)X, 1ExibIIС(T5/T6)X, 1ExdIIС(T5/T6)X

Варианты монтажа приведены на рисунке 7, закладные на рисунке 8, опросный лист на рисунке 9.

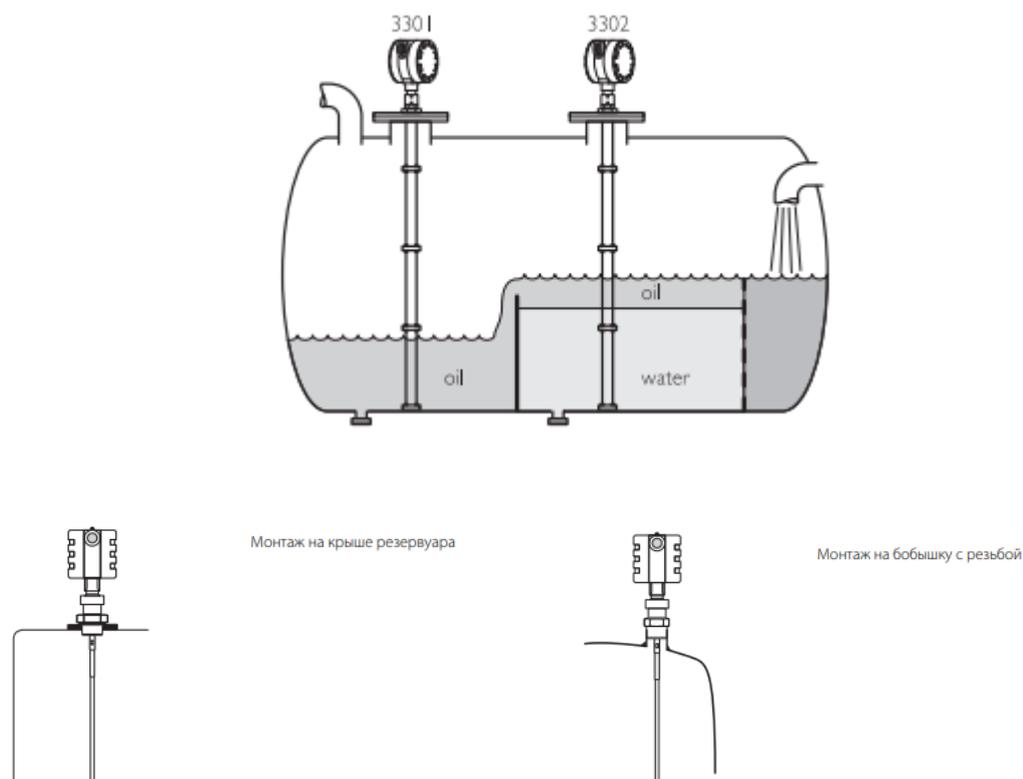


Рисунок 7 – Монтаж датчика Rosemount 3300

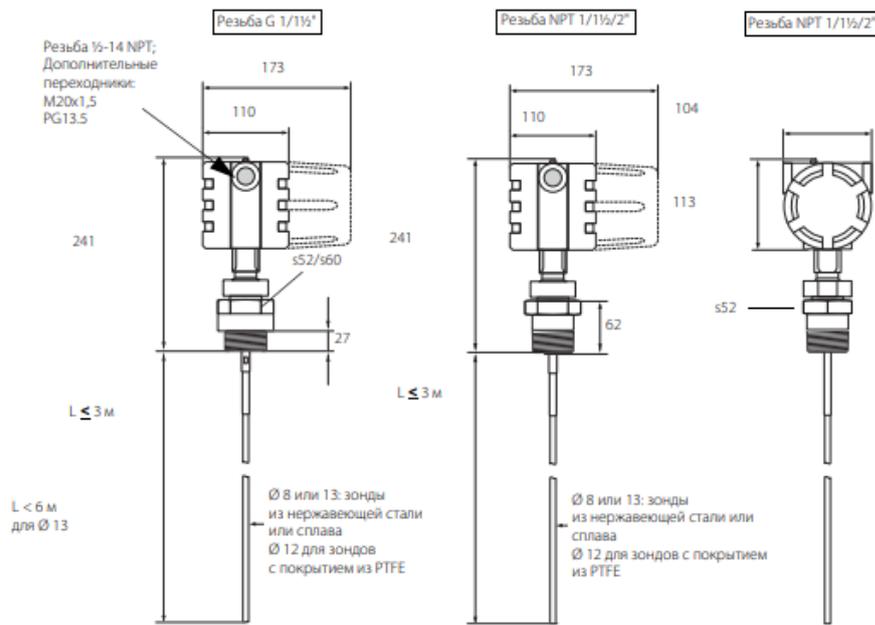


Рисунок 8 – Закладные датчика Rosemount 3300

Требуемое измерение *	Требования к уровнемеру		
<input checked="" type="checkbox"/> Уровень <input type="checkbox"/> Раздел фаз <input type="checkbox"/> Объем <input type="checkbox"/> (другое)	Погрешность: 0,1% Тип взрывозащиты *: Взрывозащищенное Выходной сигнал: 4-20мА + HART Материал корпуса: Нерж. сталь Кабельный ввод: 1/2-14 NPT	<input type="checkbox"/> Встроенный дисплей	
Предпочтительный тип уровнемера			
<input type="checkbox"/> Бесконтактный радарный	<input checked="" type="checkbox"/> Волноводный радарный	<input type="checkbox"/> Ультразвуковой	Количество: <input type="text"/>
Позиция (Тэг) : <input type="text"/>			
Информация о процессе			
Наименование процесса *: сепарация			
Измеряемая среда *: капельная жидкость		Агрессивность среды: Агрессивная	
Диэлектрическая проницаемость:	<input type="checkbox"/> 1,6 - 2	<input checked="" type="checkbox"/> 2 - 3	<input type="checkbox"/> 3 - 10 <input type="checkbox"/> >10
Температура процесса *: Мин. 20 Норм. 40 Макс. 80 °C			
Температура окружающей среды: Мин. -40 Норм. 25 Макс. 50 °C			
Давление процесса *: Мин. 1 Норм. 3 Макс. 4		кПа	
Плотность среды:	<input type="text"/> кг/м³	Вязкость:	<input type="text"/> сП <input type="text"/> сСт <input type="text"/> при температуре: <input type="text"/> °C
Турбулентность: <input type="text"/>		Причина турбулентности: <input type="text"/>	
Примерное колебание уровня из-за турбулентности: <input type="text"/> мм			
Скорость изменения уровня при наливе: <input type="text"/> мм/с		Скорость изменения уровня при сливе: <input type="text"/> мм/с	
Какие из следующих характеристик имеет измеряемая среда? (отметить все, что имеет место)			
<input checked="" type="checkbox"/> Насыщена пузырьками газа (азрирована)	<input checked="" type="checkbox"/> Может обволакивать смачиваемые детали	<input type="checkbox"/> Пары могут обволакивать не смачиваемые поверхности	
<input type="checkbox"/> Многофазная жидкость (заполнить таблицу ниже)	<input type="checkbox"/> Имеется твердый осадок		
<input type="checkbox"/> Возможна кристаллизация / <input type="checkbox"/> налипание			
Объем над жидкостью имеет (отметьте все, что имеет место):			
<input type="checkbox"/> Пары продукта	<input checked="" type="checkbox"/> легкие / <input type="checkbox"/> тяжелые	<input type="checkbox"/> Подушку инертного газа	
<input type="checkbox"/> Пыль	<input type="checkbox"/> Конденсацию на поверхностях		
Пена: <input type="text"/>		Примерная толщина слоя: <input type="text"/> мм	
Какие категории точнее всего описывают пену в данном случае?			
<input type="checkbox"/> Легкая пена, большие пузыри, обилие воздуха (пример: пена от пробулькивания воздуха через среду).			
<input type="checkbox"/> Смесь плотной и легкой пены. Четкий раздел фаз с жидкостью (пример: пена в стакане пива).			
<input type="checkbox"/> Плотная пена, маленькие пузырьки. Четкий раздел фаз с жидкостью (пример: крем для бритья).			
<input type="checkbox"/> Плотная или легкая пена, но имеет слой эмульсии между пеной и жидкостью.			

Рисунок 9 – Опросный лист Rosemount 3300

4.2.5 Выбор исполнительных устройств

Исполнительные устройства, в первую очередь, представлены запорной арматурой (рисунок 10). В этом ключе, были выбраны шиберные задвижки с дистанционным (электропривод) и ручным управлением DN 100..200. Данный тип задвижек нашел широкое применение в нефтяной отрасли.

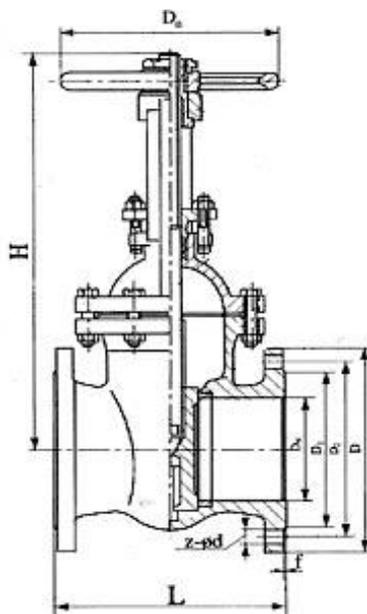


Рисунок 10 – Чертеж параллельной задвижки

Поворотом рукоятки задвижки приводится в действие шпindelь, который, в свою очередь, воздействует на затвор. Затвор, опускаясь или поднимаясь, закрывает или открывает проход задвижки. Для условного прохода более 150 мм рекомендуется устанавливать электропривод, и соответственно, управлять с помощью него. Перекрытие прохода, в этом случае, осуществляется через шток, который передает движение на нож. Перемещение ножа определяет степень перекрытия задвижки.

Исходя из оценки технических и экономических показателей, был проведен выбор электропривода. Рассматривались три варианта: ТУ-3791 ЭП4, ЭВИМ К5-44.00.00.000 и РэмТЭК-02. По итогу анализа характеристик был выбран РэмТЭК-02. РэмТЭК-02 – это взрывозащищенные, многооборотные электроприводы, управляющие трубопроводной арматурой с

условным проходом до 200 мм. Основные функции электропривода со встроенным частотным преобразователем:

- управление трубопроводной арматурой с регулированием крутящего момента, скорости, положения;
- регулирование технологических параметров (давление, расход, температура) с помощью встроенного ПИД-регулятора полный комплекс защит электродвигателя;
- дистанционное управление электроприводом с помощью встроенного модуля ввода/вывода, включающего в себя, в зависимости от модификации по интерфейсным сигналам:
 1. аналоговое управление 4...20 мА
 2. управление и сигнализацию по дискретным входам/выходам
 3. встроенные интерфейсы RS-485 (Modbus RTU) и CAN
- управление электроприводом со встроенного поста управления, с ПДУ или с помощью ручного дублера;
- самоторможение выходного звена при исчезновении питания для линейного и поворотного исполнений;
- самодиагностика аварийных и предаварийных событий и сохранение их в "черном ящике" с привязкой ко времени [3].

Степень защиты электропривода соответствует IP67.

4.2.6 Выбор контроллерного оборудования

Для выбора контроллерного оборудования были рассмотрены следующие виды контроллеров: Siemens S7-400, Mitsubishi Melsec, Allenbradley SLC 1750.

Сравнительный анализ проходил из условий технического задания по следующим критериям:

- время цикла;
- поддерживаемые профили;

- языки программирования;
- возможность наращивания модулей ввода/вывода;
- возможность самодиагностики и резервирования;
- средняя наработка на отказ;
- цена.

Сравнительный анализ приведен в таблице 8.

	Siemens S7-400H	Mitsubishi Melsec	Allenbradley SLC 1750
Время цикла	0,1 мс	0,2 мс	0,2 мс
Типы интерфейсов	RS-485, Modbus RTU, Profibus, Ethernet	RS-485, Modbus RTU, Profibus, Ethernet	<ul style="list-style-type: none"> – Ethernet/IP; – ControlNet; – DeviceNet; – Data Highway Plus;
Языки программирования	FBD, LD, CFC, STL	FBD, LD, CFC, STL	FBD, LD, CFC, STL
Модули ввода/вывода	Модульного типа до 4000 точек	Подключение дополнительных модулей до 1024 точек	Модульного типа до 4000 точек
Самодиагностика и резервирование	Самодиагностика, резервирование процессора	Самодиагностика	Самодиагностика
Средняя наработка на отказ	170 000 ч	150 000 ч	100 000 ч
Цена	230 000 р	179 000 р	250 000 р

Из сравнительного анализа выбор остановим на Siemens S7-400H, так как он удовлетворяет всем требованиям к техническому, метрологическому обеспечению, а также к требованиям надежности. При этом цена ниже, чем у Allen Bradley SLC 1750. Модульная конструкция очень удобна, что позволяет менять объем автоматизации, повышенная надежность за счет резервирования процессора, высокая средняя наработка на отказ.



Рисунок 11 – Siemens SIMATIC S7-400H

SIMATIC S7-400 – это модульный программируемый контроллер, предназначенный для построения систем автоматизации средней и высокой степени сложности.

Программируемые контроллеры Siemens S7-400H с резервированной структурой, обеспечивающие высокую надежность функционирования системы управления.

- Резервирование всех основных функций на уровне операционной системы центральных процессоров.
- Высокий коэффициент готовности, обеспечиваемый применением переключаемых конфигураций системы ввода-вывода.
- Возможность использования стандартных конфигураций систем ввода-вывода.
- Горячее резервирование: автоматическое безударное переключение на резервный блок в случае отказа ведущего бока.
- Конфигурации на основе двух стандартных или одной специализированной монтажной стойки.
- Использование резервированных сетей PROFIBUS DP для повышения надежности функционирования системы распределенного ввода-вывода.

Основным принципом построения программируемого контроллера S7-400H является принцип горячего резервирования с поддержкой безударного автоматического переключения на резервный базовый блок в случае отказа ведущего базового блока. В соответствии с этим принципом при отсутствии отказов оба базовых блока находятся в активном состоянии и синхронно

выполняют одну и ту же программу. В случае возникновения отказа все функции управления принимает на себя исправный базовый блок контроллера.

4.3 Схема внешних проводов

Схема внешней проводки приведена в приложении В. Приборы полевого уровня состоят из датчиков давления, температуры, расхода, уровня с выходным унифицированным сигналом 4-20 мА. Сигнализатор уровня работает по принципу реле 0-24 В.

Марку кабеля подбираем КВВГ Э нг. Выбранная марка кабеля состоит из токопроводящих жил, в качестве которых используются однопроволочные медные жилы с ПВХ изоляцией. Экранированная защита предназначена для защиты от внешних электрических и магнитных полей. НГ – негорючий материал.

Кабели предназначены для неподвижного присоединения устройствам номинальным переменным напряжением до 660 В частотой до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В при температуре окружающей среды от минус 50°С до + 50°С.

4.4 Алгоритмы АС

4.4.1 Алгоритм сбора данных измерений

В качестве канала измерения выберем канал измерения температуры в сепараторе. Алгоритм сбора данных температуры работает следующим образом.

После включения датчика идет его инициализация. После включается режим самодиагностики. Идет проверка на обрыв линии. Если есть обрыв, выдается сообщение на экран оператора. Если обрыва нет, идет проверка на короткое замыкание. Если есть КЗ, то выдается сообщение на экран оператора. Если КЗ нет, идет инициализация уставок температуры. Далее идет проверка

каждой уставки. При срабатывании пороговых значений, выдается сообщение на экран оператора. При этом в любом случае, идет перевод его в градусы Цельсия, с последующим выводом на экран.

Алгоритм сбора данных с канала измерения температуры в сепараторе представлен в приложении Г.

4.5 Алгоритм автоматического регулирования технологическим процессом

В качестве алгоритма регулирования будем использовать алгоритм ПИД регулирования, который позволяет обеспечить хорошее качество регулирования, достаточно малое время выхода на режим и невысокую чувствительность к внешним возмущениям. ПИД-регулятор используется в системах автоматического управления для поддержания заданного значения измеряемого параметра.

Для обеспечения необходимого давления по измерительным линиям предусмотрена установка регулирующих задвижек. Объектом управления – участок трубопровода между датчиком давления и регулирующей задвижкой. Динамика участка трубопровода в упрощенном виде может быть описана следующей передаточной функцией:

$$W(p) = \frac{Q_k(p)}{Q(p)} = \frac{1}{T \cdot p + 1} \cdot e^{-\tau_0 \cdot p} = \frac{1}{0.23 \cdot p + 1} \cdot e^{-0.314 \cdot p}, \quad (1)$$

Таблица 9 – Значения параметров передаточной функции

Параметр	Характеристика
$f, \text{ м}^2$	0.031416
$d, \text{ м}$	0.2
$L, \text{ м}$	3
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	3
$\Delta p, \text{ Мпа}$	0,16
$g, \text{ м}/\text{с}^2$	9.8

γ , кг/с	800
-----------------	-----

Благодаря развитию контрольно-измерительных устройств, современные датчики характеризуются высоким быстродействием, а также линейной вход-выходной зависимостью. В связи с этим датчики можно описывать, как пропорциональное усилительное звено.

Регулирующая задвижка описывается интегральным звеном:

$$W_3(p) = \frac{1}{p}, \quad (2)$$

Исполнительный электропривод в упрощенном виде может быть представлен с помощью апериодического звена первого порядка:

$$W_{дв}(p) = \frac{K_{дв}}{T_{дв} \cdot p + 1} = \frac{3,14}{0,027 \cdot p + 1}, \quad (3)$$

Таблица 10 – Значения параметров

<i>Параметр</i>	<i>Характеристика</i>
L , м	3
ω_n , рад/с	1000
M_k , Н·м	60
J , кг·м ²	0,45
I_{max} , мА (максимальный ток управляющего сигнала ЧП)	20

Как и электропривод, частотный преобразователь в упрощенном виде определяется апериодическим звеном первого порядка. В соответствии с данными таблицы 10, передаточная функция выглядит следующим образом:

$$W_{чп}(p) = \frac{K_{чп}}{T_{чп} \cdot p + 1} = \frac{2,5}{0,135 \cdot p + 1}, \quad (4)$$

ПИД-регулятор описывается известной передаточной функцией:

$$W_{пид}(p) = K + \frac{1}{T_i \cdot p} + T_d \cdot p, \quad (5)$$

На рисунке 12 предоставлена структурная схема регулирования в среде Matlab. График переходного процесса представлен на рисунке 13.

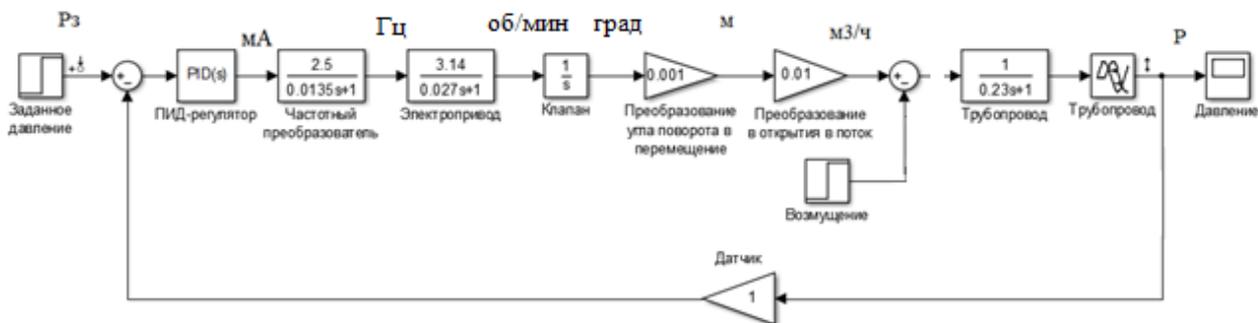


Рисунок 12 – структурная схема регулирования

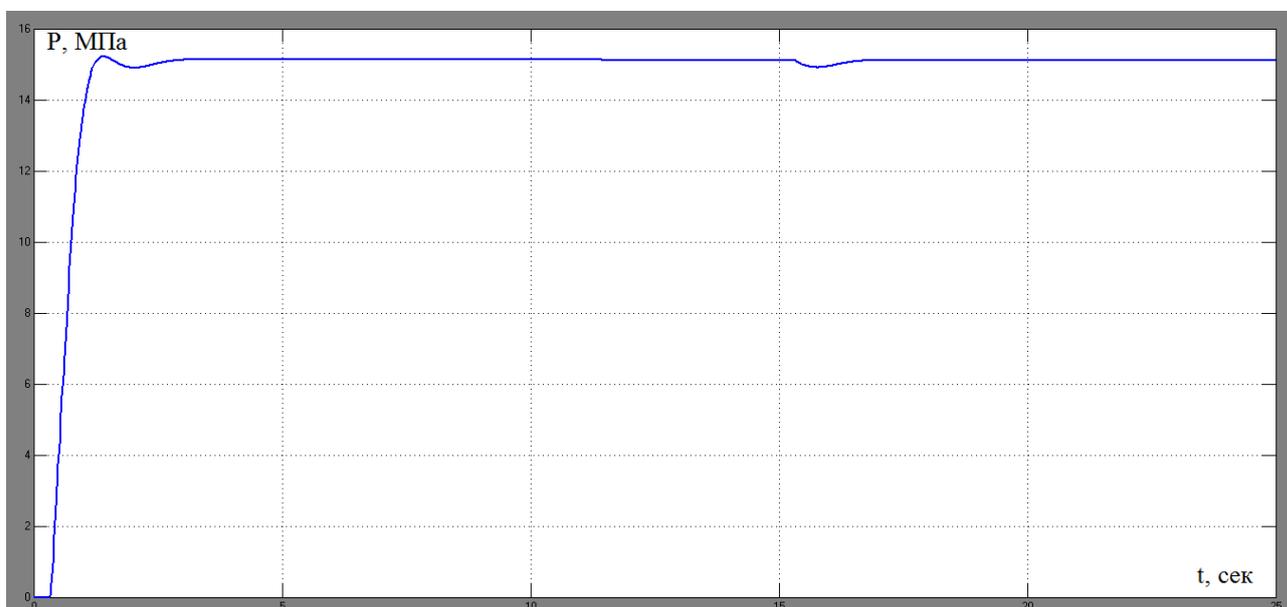


Рисунок 13 – График переходного процесса

В результате моделирования процесса получаем время переходного процесса 3,2 сек. Перерегулирование менее 1%. Статическая ошибка исключена. Также наблюдаем поддержание заданного значения давления при возникновении возмущения, в виде включения контрольной линии для режима поверки метрологических характеристик.

5 Расчетная часть

5. 1 Расчет толщины стенки подземного газопровода

Расчет толщины стенки газопровода ведется по СНиП 2.04.12-86 Расчет на прочность стальных трубопроводов [14].

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 следует определять по формулам, МПа:

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H}, \quad (6)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H}, \quad (7)$$

где $R_1^H = \sigma_{вр}$ – нормативное сопротивление растяжению металла трубы, МПа;

$R_2^H = \sigma_{пр}$ – нормативное сопротивление сжатию металла трубы, МПа;

m – коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность, принимаемый по таблице 12;

k_1, k_2 – коэффициенты надежности по материалу, принимаемые соответственно по таблице 13 и 14;

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по таблице 15.

Категории магистральных трубопроводов следует принимать по таблице 11.

Таблица 11 – Категории магистральных трубопроводов

Назначение трубопровода	Категория трубопровода при прокладке	
	подземной	наземной и надземной
1	2	3
Для транспортирования природного газа:		
а) диаметром менее 1200 мм	IV	III

б) диаметром 1200 мм и более	III	III
в) в северной строительно-климатической зоне	III	III

Согласно таблице 11, рассматриваемый газопровод относится к трубопроводу III категории.

Магистральные трубопроводы и их участки подразделяются на категории, требования к которым в зависимости от условий работы, объема неразрушающего контроля сварных соединений и величины испытательного давления приведены в таблице 12.

Таблица 12 – коэффициент условий работы трубопровода

Категория трубопровода и его участка	Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность m	Количество монтажных сварных соединений, подлежащих контролю физическими методами, % от общего количества	Величина давления при испытании и продолжительность испытания трубопровода
1	2	3	4
V	0,60	Принимается по СНиП III-42-80	
I	0,75		
II	0,75		
III	0,90		
IV	0,90		

Примечание. При испытании трубопровода для линейной его части допускается повышение давления до величины, вызывающей напряжение в металле трубы до предела текучести с учетом минусового допуска на толщину стенки.

Принимаем значение коэффициента $m = 0,75$

Значения остальных коэффициентов k_1 , k_2 и k_n принимаем по таблицам 13, 14 и 15 соответственно.

Таблица 13 – Коэффициенты надежности по материалу

Характеристика труб	Значение коэффициента надежности по материалу k_1
1	2
1. Сварные из малоперлитной и бейнитной стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5% и прошедшие 100%-ный контроль на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами	1,34
2. Сварные из нормализованной, термически упрочненной стали и стали контролируемой прокатки, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву и прошедшие 100%-ный контроль сварных соединений неразрушающими методами. Бесшовные из катаной или ковальной заготовки, прошедшие 100%-ный контроль неразрушающими методами	1,40
3. Сварные из нормализованной и горячекатаной низколегированной стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой и прошедшие 100%-ный контроль сварных соединений неразрушающими методами	1,47
4. Сварные из горячекатаной низколегированной или углеродистой стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой или токами высокой частоты. Остальные бесшовные трубы	1,55

Примечание: Допускается применять коэффициенты 1,34 вместо 1,40; 1,4 вместо 1,47 и 1,47 вместо 1,55 для труб, изготовленных двухслойной сваркой под флюсом или электросваркой токами высокой частоты со стенками толщиной не более 12 мм при использовании специальной технологии производства, позволяющей получить качество труб, соответствующее данному коэффициенту k_1 .

Таблица 14 – Коэффициенты надежности по материалу

Характеристика труб	Значение коэффициента надежности по материалу k_2
1	2
Бесшовные из малоуглеродистых сталей	1,10
Прямошовные и спиральношовные сварные из малоуглеродистой стали и низколегированной стали с отношением $R_2^H/R_1^H \leq 0,8$	1,15
Сварные из высокопрочной стали с отношением $R_2^H/R_1^H > 0,8$	1,20

Таблица 15 – Коэффициент надежности по назначению трубопровода

Условный диаметр трубопровода, мм	Значение коэффициента надежности по назначению трубопровода k_n			
	для газопроводов в зависимости от внутреннего			для нефтепроводов и нефтепродуктопр
	$p \leq 5,4 \text{ МПа}$ $p \leq 55 \text{ кгс/см}^2$	$5,4 < p \leq 7,4 \text{ МПа}$ $55 < p \leq 75 \text{ кгс/см}^2$	$7,4 < p \leq 9,8 \text{ МПа}$ $75 < p \leq 100 \text{ кгс/см}^2$	
1	2	3	4	5
500 и	1,00	1,00	1,00	1,00
600-	1,00	1,00	1,05	1,00
1200	1,05	1,05	1,10	1,05
1400	1,05	1,10	1,15	-

Принимаем $k_1 = 1,55$, $k_2 = 1,10$ и $k_n = 1,0$.

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений R_1^H и R_2^H следует принимать равными соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести, принимаемым по государственным стандартам и техническим условиям на трубы.

$$R_1^H = \sigma_{ep} = 550 \text{ МПа}; \quad (8)$$

$$R_2^H = \sigma_m = 380 \text{ МПа};$$

$$R_1 = \frac{550 \cdot 0,75}{1,55 \cdot 1,0} = 266,129 \text{ МПа}; \quad (9)$$

$$R_2 = \frac{380 \cdot 0,75}{1,10 \cdot 1,0} = 259,090 \text{ МПа}.$$

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , следует определять по формуле, м:

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1 + np)}, \quad (10)$$

Определим минимально необходимую толщину стенки трубопровода по формуле (10):

$$\delta = \frac{1,10 \cdot 5,430 \cdot 0,219}{2 \times (266,129 + 1,10 \cdot 5,430)} = 0,0024 \text{ м} = 2,40 \text{ мм}.$$

Принимаем предварительное значение толщины стенки проектируемого трубопровода по сортаменту $\delta_{ном} = 6 \text{ мм}$.

Внутренний диаметр трубопровода

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2\delta, \quad (11)$$

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2\delta = 219 - 2 \cdot 6 = 207 \text{ мм}.$$

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

$$\delta = \frac{npD_{\text{н}}}{2(R_1\psi_1 + np)}, \quad (12)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по табл. 13* СНиП 2.05.06-85*, $n = 1,10$;

p – рабочее (нормативное) давление, МПа;

$D_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубы, м;

ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{\text{пр.}N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{\text{пр.}N}|}{R_1}, \quad (13)$$

где $\sigma_{\text{пр.}N}$ – продольное осевое сжимающее напряжение, МПа.

Продольные осевые напряжения $\sigma_{\text{пр.}N}$ определяются от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла.

В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков подземных трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта продольные осевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{npD_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{н}}}, \quad (14)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, $\alpha = 0,000012 \text{ град}^{-1} = 1,212 \cdot 10^{-5} \text{ град}^{-1}$;

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), $E = 206 \ 000 \text{ МПа}$ ($2100 \ 000 \text{ кгс/см}^2$);

Δt – расчетный температурный перепад, принимаемый положительным

при нагревании, °C;

n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по табл. 13* СНиП 2.05.06-85*, $n = 1,10$;

μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), $\mu = 0,3$.

Температура фиксации расчетной схемы $t_m = -30^\circ\text{C}$, а температура эксплуатации трубопровода $t_s = +10^\circ\text{C}$. Таким образом, принимаем, что $\Delta t_1 = t_s - t_m = 10 - (-30) = 40^\circ\text{C}$.

Рассчитаем продольное осевое сжимающее напряжение:

$$\sigma_{np.N} = -1,212 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 40 + 0,3 \frac{1,1 \cdot 5,430 \cdot 207}{2 \cdot 6} = -68,95 \text{ МПа.}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|-68,95|}{266,129} \right)^2} - 0,5 \frac{|-68,95|}{266,129} = 1,15$$

Тогда толщина стенки

$$\delta = \frac{1,10 \cdot 5,430 \cdot 0,219}{2 \cdot (266,129 \cdot 1,15 + 1,10 \cdot 5,430)} = 0,00209 \text{ м} = 2,09 \text{ мм.}$$

Толщину стенки труб, определенную по формулам (10) и (12), следует принимать не менее $\frac{1}{140} D_n$, и не менее 4 мм — для труб условным диаметром свыше 200 мм.

$$\delta \geq \frac{D_n}{140}; \quad (15)$$

$$6 \text{ мм} > \frac{219}{140} = 1,56 \text{ мм.}$$

Следовательно, оба условия выполняются.

При этом толщина стенки должна удовлетворять условию, чтобы величина давления p_u , была бы не менее величины рабочего (нормативного) давления.

Каждая труба должна проходить на заводах-изготовителях испытания гидростатическим давлением p_u (МПа), в течение не менее 20 с, величина которого должна быть не ниже давления, вызывающего в стенках труб кольцевое напряжение, равное 95 % нормативного предела текучести.

При величине испытательного давления, на заводе-изготовителе менее требуемой должна быть гарантирована возможность доведения гидравлического испытания при строительстве до давления, вызывающего напряжение, равное 95 % нормативного предела текучести.

Величина p_u на заводе для всех типов труб должна определяться по величине нормативного предела текучести по формуле:

$$p_u = \frac{2 \delta_{\min} R}{D_{\text{вн}}}, \quad (16)$$

где δ_{\min} – минимальная толщина стенки, мм;

R – расчетное значение напряжения, принимаемое равным 95 % R_2^H , МПа;

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубы, мм.

Минимальную толщину стенки труб с наружным диаметром 1020 мм принимаем равной 10 мм.

$$p_u = \frac{2 \cdot 0,006 \cdot 0,95 \cdot 380}{0,207} = 20,92 \text{ МПа.}$$

Таким образом, $p_u = 20,92 \text{ МПа} > p = 5,430 \text{ МПа}$ – условие выполняется.

5. 2 Проверка прочности и устойчивости трубопровода

Проверка прочности подземных трубопроводов ведется согласно СНиП 2.04.12-86 [14].

Проверку на прочность подземных трубопроводов в продольном направлении производим из условия:

$$|\sigma_{\text{пр.}N}| \leq \psi_2 R_1, \quad (17)$$

где $\sigma_{\text{пр.}N}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{np.N} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{np.N} < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (18)$$

где R_1 – расчетное сопротивление растяжению, МПа;

$\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n p D_{вн}}{2 \delta_n}, \quad (19)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по табл. 13* СНиП 2.05.06-85*, $n = 1,10$;

δ_n – номинальная толщина стенки трубы, м.

Продольные осевые напряжения определяются по формуле (17):

$$\sigma_{np.N} = -68,95 \text{ МПа}.$$

Так как продольные осевые напряжения сжимающие ($\sigma_{np.N} < 0$), то коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определим, используя формулу (19).

$$\sigma_{кц} = \frac{1,10 \cdot 5,430 \cdot 207}{2 \cdot 6} = 103,03 \text{ МПа};$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{103,03}{266,129} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{103,03}{266,129} = 0,748.$$

Получили $|-68,95| \text{ МПа} < 0,748 \cdot 266,129 = 199,06 \text{ МПа}$.

Таким образом, условие прочности выполняется.

5. 3. Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций подземного трубопровода

Расчет газопровода на пластические деформации ведется по методике отраженной в СНиП 2.04.12-86 [14].

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов проверку необходимо производить по двум условиям:

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_n} R_n^2, \quad (20)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9k_n} R_n^2, \quad (21)$$

где σ_{np}^H – максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{np}^H > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{np}^H < 0$) - определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_n} R_n^2} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_n} R_n^2}, \quad (22)$$

где $\sigma_{кц}^H$ – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{pD_{вн}}{2\delta_n}, \quad (23)$$

Значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{np}^H = \mu\sigma_{кц}^H - \alpha E\Delta t \pm \frac{ED_n}{2\rho}, \quad (24)$$

где ρ – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, м.

Определим кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления:

$$\sigma_{кц}^н = \frac{5,430 \cdot 207}{2 \cdot 6} = 93,66 \text{ МПа.}$$

Положительное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{нр(+)}^н = 0,3 \cdot 93,66 - 1,212 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 40 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,219}{2 \cdot 200} = 41,018 \text{ МПа.}$$

Отрицательное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий (при замыкании трубопровода в холодное время):

$$\sigma_{нр(-)}^н = 0,3 \cdot 93,66 - 1,212 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 40 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,219}{2 \cdot 200} = -184,542 \text{ МПа.}$$

Принимаем в дальнейшем расчете большее по модулю значение $\sigma_{нр(-)}^н = -184,542 \text{ МПа.}$

Так как принятое значение $\sigma < 0$, то рассчитаем значение коэффициента ψ_3 по формуле (3.16).

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{93,66}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 380} \right)^2} - 0,5 \frac{93,66}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 380} = 0,819.$$

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций (в насыпи) трубопроводов производим проверку по условиям:

$$\psi_3 \frac{m}{0,9k_n} R_n^2 = 0,819 \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 380 = 259,35 \text{ МПа;}$$

$$|-184,54| < 259,35 \text{ МПа;}$$

$$\frac{m}{0,9k_n} R_2^н = \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 380 = 316,67 \text{ МПа.}$$

$$93,66 < 316,67 \text{ МПа}$$

Условия проверки на недопустимые пластические деформации выполняются.

5. 4 Проверка общей устойчивости трубопровода

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы будем производить из условия:

$$S \leq mN_{кр}, \quad (25)$$

где S – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, МН;

$N_{кр}$ – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода, МН.

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S следует определять от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики.

В частности, для прямолинейных участков трубопроводов и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S определяется по формуле:

$$S = 100[(0,5 - \mu)\sigma_{кц} + \alpha E \Delta t]F, \quad (26)$$

где $\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа;

F – площадь поперечного сечения трубы, см².

Площадь поперечного сечения металла трубы

$$F = \frac{\pi}{4}(D_n^2 - D_{вн}^2), \quad (27)$$

$$F = \frac{\pi}{4}(21,9^2 - 20,7^2) = 40,129 \text{ см}^2.$$

Значение кольцевого напряжений от расчетного внутреннего давления принимаем $\sigma_{кц} = 103,03 \text{ МПа}$.

$$S = 100[(0,5 - 0,3) \cdot 103,03 + 1,212 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 40] \cdot 40,12 = 483341,68H = 0,483MH.$$

$N_{кр}$ следует определять согласно правилам строительной механики с учетом принятого конструктивного решения и начального искривления трубопровода в зависимости от глубины его заложения, физико-механических характеристик грунта, наличия балласта, закрепляющих устройств с учетом их податливости.

Для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае пластической связи трубы с грунтом продольное критическое усилие находится по следующей формуле:

$$N_{кр} = 4,09 \sqrt{p_0^2 q_{верт}^4 F^2 E^6 I^3}, \quad (28)$$

где p_0 – сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, Н/м;

$q_{верт}$ – сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины, Н/м;

I – момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке, м⁴.

5. 5 Продольное критическое усилие для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае упругой связи трубы с грунтом

$$N_{кр} = 2 \sqrt{k_0 D_n EI}, \quad (29)$$

где k_0 – коэффициент нормального сопротивления грунта (коэффициент постели грунта при сжатии), МН/м³.

Рассчитаем продольное критическое усилие $N_{кр}$.

1. Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, Н/м

$$p_0 = \pi D_n \tau_{np}, \quad (30)$$

где τ_{np} – предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом, МПа.

Предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом определим, используя следующую формулу:

$$\tau_{np} = p_{zp} \operatorname{tg} \varphi_{zp} + C_{zp}, \quad (31)$$

где p_{zp} – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом, Н/м²;

φ_{zp} – угол внутреннего трения грунта, град.;

C_{zp} – сцепление грунта, Па.

Величину p_{zp} определим по формуле:

$$p_{zp} = \frac{2n_{zp} \gamma_{zp} D_n \left[\left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) + \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{zp}}{2} \right) \right] + q_{mp}}{\pi D_n}, \quad (32)$$

где n_{zp} – коэффициент надежности по нагрузке от давления (веса) грунта, $n_{zp} = 0,80$;

h_0 – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности, $h_0 = 1,0$ м;

γ_{zp} – удельный вес грунта, $\gamma_{zp} = 1600 - 2000$ Н/м³;

q_{mp} – нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом, Н/м, определяемая по формуле:

$$q_{mp} = q_m + q_{из} + q_{np}, \quad (33)$$

где q_m – расчетная нагрузка от массы трубы, Н/м;

$q_{из}$ – расчетная нагрузка от изоляции трубопровода, Н/м;

q_{np} – расчетная нагрузка от веса продукта, Н/м, которая учитывается при расчете газопроводов и при расчете нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, если в процессе их эксплуатации невозможно их опорожнение и замещение продукта воздухом.

а. Нагрузка от веса трубы, Н/м

$$q_m = n_{c.в.} q_m^h = n_{c.в.} \rho_{cm} g F = n_{c.в.} \rho_{cm} g \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_{вн}^2), \quad (34)$$

где $n_{с.в.}$ – коэффициент надежности по нагрузке от действия массы (собственного веса) трубопровода и обустройств, принимаемый по табл. 13* СНиП 2.05.06-85;

q_m^H – нормативное значение нагрузки от собственного веса трубы, Н/м;

$\rho_{ст}$ – плотность стали, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, $g = 9,80665 \text{ м}^2/\text{с}$.

Принимаем значение $n_{с.в.} = 0,95$, так как при расчете трубопроводов на продольную устойчивость и устойчивость положения, а также в других случаях, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы конструкции, должны приниматься те значения коэффициентов надежности по нагрузке, которые указаны в скобках.

$$q_m = 0,95 \cdot 7850 \cdot 9,80665 \cdot 0,00401 = 293,21 \text{ Н} / \text{ м}.$$

в. Нагрузка от веса изоляции трубопровода, *Н/м*

Лента «Полилен» – четырехслойная лента на основе термосветостабилизированного полиэтилена и бутилкаучука, изготовленная методом со-экструзии – предназначена для изоляции при строительстве и ремонте подземных газонефтепродуктопроводов с целью защиты их от коррозии при температурах эксплуатации от -60°С до +50°С.

Размеры ленты должны соответствовать нормам, указанным в таблице 16.

Таблица 16 – Нормативные размеры ленты

Наименование показателей	Норма
1	2
Толщина, мм	0,63±0,05
Ширина полотна в рулоне, мм	450±5
Длина полотна в рулоне, м, не менее	170

Свойства ленты должны соответствовать нормам, указанным в таблице 17.

Таблица 17 – Нормативы свойств ленты

Наименование показателей	Норма
--------------------------	-------

Цвет	Черный
Прочность при разрыве, <i>H/cm</i>	81
Относительное удлинение при разрыве, %	440
Водопоглощение за 24ч, %	0,06
Температура хрупкости, °C, не ниже	-60
Удельное объемное электросопротивление, <i>Ом·м</i> , не менее	$1 \cdot 10^{13}$
Адгезия к праймированной стальной поверхности, <i>H/cm</i> , не менее	26
Адгезия к праймированной стали, после старения в воде в течение 1000 ч при 100°C, <i>H/cm</i> , не менее	15
Адгезия к праймированной стали, после старения на воздухе в течение 1000 ч при 100°C, <i>H/cm</i> , не менее	15

Обертка липкая полиэтилановая Полилен-ОБ предназначена для защиты от механических повреждений изоляционных покрытий наружной поверхности подземных трубопроводов при температурах эксплуатации от -60°C до +50°C.

Размеры обертки должны соответствовать нормам, приведенным в таблице 18. Свойства обертки должны соответствовать нормам, указанным в таблице 19.

Таблица 18 – Нормативные размеры обертки

Наименование показателей	Норма
1	2
Толщина, <i>мм</i>	0,63±0,05
Ширина полотна в рулоне, <i>мм</i>	450±5
Длина полотна в рулоне, <i>м</i> , не менее	170

Таблица 19 – Нормативы свойств обертки

Наименование показателей	Норма
Цвет	Черный
Прочность при разрыве, <i>H/cm</i>	103
Относительное удлинение при разрыве, %	536
Водопоглощение за 24ч, %	0,05
Температура хрупкости, °C, не выше	-60

Для изоляции трубопровода применяются импортные изоляционные липкие ленты. На газопроводах наиболее часто используют ленты типа «Полилен» (2 слоя ленты и 1 слой обертки).

$$q_{уз} = q_{л.п.} + q_{об} = n_{с.в.} q_{уз}^н = n_{с.в.} (q_{л.п.}^н + q_{об}^н), \quad (35)$$

где $q_{л.п.}^н$ – нормативное значение нагрузки от веса ленты, Н/м;

$q_{об}^н$ – нормативное значение нагрузки от веса обертки, Н/м.

$$q_{л.п.}^н = k_{уз} \pi D_n \delta_{л.п.} \rho_{л.п.} g; \quad (36)$$

$$q_{об}^н = k_{уз} \pi D_n \delta_{об} \rho_{об} g, \quad (37)$$

где $\delta_{л.п.}$, $\delta_{об}$ – толщина двух слоев ленты и одного слоя обертки соответственно, м;

$\rho_{л.п.}$, $\rho_{об}$ – плотность ленты и обертки соответственно, кг/м³.

$$q_{л.п.}^н = 2,3 \cdot \pi \cdot 0,219 \cdot 2 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1046 \cdot 9,80665 = 18,173 \text{ Н/м};$$

$$q_{об}^н = 1,09 \cdot \pi \cdot 0,219 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1028 \cdot 9,80665 = 4,79 \text{ Н/м};$$

$$q_{уз} = 0,95 \cdot (18,173 + 4,79) = 21,819 \text{ Н/м}.$$

с. Нагрузка от веса продукта, Н/м

Нормативный вес транспортируемого газа в 1 м трубопровода q_{np} , Н/м, следует определять по формуле:

$$q_{np} = 0,215 \rho_{np} g \frac{p_a D_{вн}^2}{zT}, \quad (38)$$

где ρ_{np} – плотность природного газа при нормальных условиях (273,15 К и 0,1013 МПа), кг/м³;

z – коэффициент сжимаемости газа;

T – абсолютная температура газа, К.

В случае природного газа допускается принимать:

$$q_{np} = 10^{-2} n_{np} P D_{вн}, \quad (39)$$

где n_{np} – коэффициент надежности по нагрузке от массы продукта;

P – рабочее (нормативное) давление, МПа;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, см.

$$q_{np} = 10^{-2} \cdot 0,95 \cdot 5,430 \cdot 207 = 10,67 \text{ H / м};$$

$$q_{mp} = 293,21 + 21,819 + 10,67 = 325,707 \text{ H / м}.$$

Таким образом, определим среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом.

Значение угла внутреннего трения и сцепление грунта принимаем по таблице 20 $\varphi_{gp} = 18 \text{ град}$, $c_{gp} = 20 \text{ кПа}$.

Таблица 20 – Расчетные характеристики уплотненных влажных грунтов Средней полосы России

Грунт	φ_{zp} , градус	$f_{zp} = tg \varphi_{zp}$	c_{zp} , кПа
1	2	3	4
Гравелистый песок	36÷40	0,7÷0,8	0÷2
Песок средней крупности	33÷38	0,65÷0,75	1÷3
Мелкий песок	30÷36	0,6÷0,7	2÷5
Пылеватый песок	28÷34	0,55÷0,65	2÷7
Супеси	21÷25	0,35÷0,45	4÷12
Суглинки	17÷22	0,3÷0,4	6÷20
Глины	15÷18	0,25÷0,35	12÷40
Торф	16÷30	0,3÷0,5	0,5÷4

$$P_{zp} = \frac{2 \cdot 0,80 \cdot 16500 \cdot 0,219 \cdot \left[\left(1,0 + \frac{0,219}{2} \right) + \left(1,0 + \frac{0,219}{2} \right) tg^2 \left(45^\circ - \frac{18}{2} \right) \right] + 325,707}{\pi \cdot 0,219} = 9807,14 \text{ Па.}$$

Предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом

$$\tau_{np} = 9807,14 \cdot tg 18^\circ + 25000 = 28186,53 \text{ Па} = 0,0281 \text{ МПа.}$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины.

$$p_0 = \pi \cdot 0,219 \cdot 0,0281 = 0,0193 \text{ МН / м.}$$

Сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, Н/м

$$q_{верт} = n_{zp} \gamma_{zp} D_n \left(h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi D_n}{8} \right) + q_{mp}, \quad (40)$$

$$q_{верт} = 0,80 \cdot 16500 \cdot 0,219 \cdot \left(1,0 + \frac{0,219}{2} - \frac{\pi \cdot 0,219}{8} \right) + 325,707 = 3284,56 \text{ Н / м} = 0,328 \cdot 10^{-2} \text{ МН / м.}$$

Момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке, м⁴

$$I = \frac{\pi}{64} (D_n^4 - D_{вн}^4), \quad (41)$$

$$I = \frac{\pi}{64} (0,219^4 - 0,207^4) = 0,0000227 \text{ м}^4.$$

$$N_{кр} = 4,09 \sqrt{(0,0193)^2 \cdot (0,328 \cdot 10^{-2})^4 \cdot (0,00401)^2 \cdot (2,06 \cdot 10^5)^6 \cdot (0,0000227)^3} = 3,91 \text{ МН};$$

$$mN_{кр} = 0,75 \cdot 3,91 = 2,9МН .$$

Получили $0,483 < 3,91 МН$ – условие общей устойчивости выполняется со значительным запасом.

5. 6. Гидравлический расчет газопровода.

Гидравлический расчет выполнен для определения геометрических параметров газопровода-отвода при заданной годовой производительности газа. В заданной технологической транспорта газа, т.е. при определенных геометрических параметрах, посредством гидравлического расчета находится возможная пропускная способность газопровода.

Для проведения гидравлического расчета имеются следующие исходные данные:

Таблица 21 – Исходные данные для проведения гидравлического расчета

Показатель. Ед. измерения	Обозначение	Величина
Наружный диаметр, мм	d_n	219
Толщина стенки,мм	δ	6
Длина участка газопровода, км	L	3,45
Давление в начале участка, МПа	P_n	2,97
Давление в конце участка, МПа	P_k	2,0
Температура в начале участка, $^{\circ}K$	T_n	276
Рачетная температура окр. Среды, $^{\circ}K$	T_o	276
Средняя температура газа на участке, $^{\circ}K$	T_{cp}	273
Заданная пропускная способность, млн.м ³ /сут	q	1,25
Глубина заложения оси трубопровода от поверхности грунта	h_o	1,3

Продолжение таблицы 21 – Исходные данные для проведения гидравлического расчета

Показатель. Ед. измерения	Обозначение	Величина
Относительная плотность природного газа по воздуху.	Δ	0,602
Молярная масса природного газа, кг/кмоль	M	17,3937
Эквивалентная шероховатость труб, мм	K	0,03
Коэффициент гидравлической эффективности	E	0,95
Толщина слоя изоляции, мм	$\delta_{из}$	2,2
Коэф. теплопроводности изоляции, Вт/мК	$\lambda_{из}$	0,1
Толщина снежного покрова, м	$\delta_{сн}$	0,5
Коэф. Теплопроводности снежного покрова, Вт/мК	$\lambda_{сн}$	0,35
Коэф. Теплопроводности грунта насыпи, Вт/мК	$\lambda_{гр}$	1,62
Расстояние от начала газопровода до рассматриваемой точки, км	x	3,45
Скорость ветра, м/с	V	4

Определим конечное давление P_k . Из уравнения пропускной способности.

$$q = 3.32 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2.5} \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\lambda \cdot \Delta \cdot T_{cp} \cdot Z_{cp} \cdot L}} \quad (42)$$

P_k получаем

$$P_k = \sqrt{P_n^2 - \frac{q^2 \cdot \lambda \cdot \Delta \cdot T_{cp} \cdot Z_{cp} \cdot L}{3,32^2 \cdot 10^{-12} \cdot d^5}} \quad (43)$$

Рассчитаем среднюю температуру газа на рассматриваемом участке газопровода по формуле:

$$T_{cp} = T_0 + \frac{T_n - T_0}{aL} (1 - e^{-aL}) - Di \frac{P_n^2 + P_k^2}{2aLP_{cp}} \left[1 - \frac{1}{aL} (1 - e^{-aL}) \right], \quad (44)$$

где

$$a = 225,5 \frac{K_{cp} d_n}{q \Delta C_n 10^6} \quad (45)$$

C_p – средняя изобарная теплоемкость газа, кДж/кгК;

Di – среднее на участке значение коэффициента Джоуля-Томсона, К/МПа;

P_{cp} – среднее значение давления газа;

K_{cp} – средний на участке общий коэффициент теплоотдачи газа в диапазоне температур 250-400 К, при давлениях до 15 МПа:

$$C_p = R(E_0 + E_1 P_{np} + E_2 P_{np}^2 + E_3 P_{np}^3), \quad (46)$$

Где

$$R = \frac{8,3143}{M} = 0,478 \quad (47)$$

$T_{np} = T_{cp} / T_{кр}$ – приведенная температура газа;

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(P_n + \frac{P_k^2}{P_n + P_k} \right) = 2,52 \text{ МПа} \quad (48)$$

$P_{кр} = P_{cp} / P_{кр}$ – приведенное давление газа;

$T_{кр}, P_{кр}$ – критические значения давления и температуры

$$P_{cm} = 1,205 \cdot \Delta = 0,725;$$

$$P_{кр} = 0,1773 \cdot (26,831 - p_{cm}) = 4,629 \text{ МПа}$$

$$P_{np} = P_{cp} / P_{кр} = 0,544 \text{ МПа} \quad (49)$$

$$T_{кр} = 155,24 \cdot (0,564 + P_{cr}) = 200,1 \text{ К} \quad (50)$$

$$T_{np} = T_{cp} / T_{кр} = 1,36 \text{ К}$$

$$E_0 = 4,437 - 1,015 T_{np} + 0,591 T_{np}^2 = 4,147; \quad (51)$$

$$E_1 = 3,29 - \frac{11,37}{T_{np}} + \frac{10,9}{T_{np}^2} = 0,82 \quad (52)$$

$$E_2 = 3,23 - \frac{16,27}{T_{np}} + \frac{25,48}{T_{np}^2} - \frac{11,81}{T_{np}^3} = 0,35 \quad (53)$$

$$E_3 = -0,214 + \frac{0,908}{T_{np}} - \frac{0,967}{T_{np}^2} = -0,064$$

Тогда

$$C_p = R(E_0 + E_1 P_{np} + E_2 P_{np}^2 + E_3 P_{np}^3) = 2,24 \text{ кДж/кгК}$$

Среднее значение коэффициента Джоуля-Томсона:

$$D_1 = H_0 + H_1 P_{np} + H_2 P_{np}^2 + H_3 P_{np}^3, \quad (54)$$

где

$$H_0 = 24,96 - 20,3 T_{np} + 4,57 T_{np}^3 = 5,8$$

$$H_1 = 5,66 - \frac{19,92}{T_{np}} + \frac{16,89}{T_{np}^2} = 0,14 \quad (55)$$

$$H_2 = -4,11 + \frac{14,68}{T_{np}} - \frac{13,39}{T_{np}^2} = -0,56 \quad (56)$$

$$H_3 = 0,568 - \frac{2,0}{T_{np}} + \frac{1,79}{T_{np}^2} = 0,068 \quad (57)$$

Тогда

$$D_1 = H_0 + H_1 P_{np} + H_2 P_{np}^2 + H_3 P_{np}^3 = 5,721 \text{ К/Мпа}$$

Коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду для подземных газопроводов:

$$K_{cp} = \left(R_{uz} + \frac{1}{\alpha_{cp}} \right)^{-1}, \quad (58)$$

Где

$$\alpha_{cp} = \frac{\lambda_{cp}}{10^{-3} d_n} \left[0,65 + \left(\frac{10^{-3} d_n}{h_{oz}} \right)^2 \right] \quad (59)$$

$$h_{oz} = h_0 + \lambda_{cp} \left(\frac{1}{\alpha_z} + \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} \right) \quad (60)$$

$\alpha_{гр}$ – коэффициент теплоотдачи от трубопровода в грунт, Вт/м²К;

$h_{оэ}$ – эквивалентная глубина заложения трубопровода, м

$\alpha_{в}$ – коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта в атмосферу, Вт/м²К;

$$\alpha = 6,2 + 4,2 \cdot v = 23 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

$$h_{оэ} = h_0 + \lambda_{эп} \left(\frac{1}{\alpha_2} + \frac{\delta_{см}}{\lambda_{см}} \right) = 3,685 \text{ м} \quad (61)$$

$$\alpha_{эп} = \frac{\lambda_{эп}}{10^{-3} d_n} \left[0,65 + \left(\frac{10^{-3} d_n}{h_{оэ}} \right)^2 \right] = 4,834 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

$R_{из}$ – термическое сопротивление изоляции трубопровода, Вт/м²К

$$R_{из} = \frac{10^{-3} d}{2\lambda_{изн}} \ln \frac{d_{из}}{d_n} \quad (62)$$

$d_{из}$ – наружный диаметр теплоизолированного газопровода:

$$d_{из} = d_n + 2\delta_{из} = 223,4 \text{ м}$$

$$R_{из} = \frac{10^{-3} d}{2\lambda_{изн}} \ln \frac{d_{из}}{d_n} = 0,0218 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

Тогда

$$K_{эп} = \left(R_{из} + \frac{1}{\alpha_{эп}} \right)^{-1} = 4,373 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

Получаем

$$a = 225,5 \frac{K_{эп} d_n}{q \Delta C_n 10^6} = 0,128$$

$$T_{эп} = T_0 + \frac{T_n - T_0}{aL} (1 - e^{-aL}) - Di \frac{P_n^2 + P_{к}^2}{2aLP_{эп}} \left[1 - \frac{1}{aL} (1 - e^{-aL}) \right] = 269,677 \text{ К}$$

Расхождение между заданной и расчетной средней температурой газ на участке менее 5%. Принимаем среднюю температуру газ 269,68 К.

Определим конечное давление в газопроводе по формуле:

$$P_{к} = \sqrt{P_n^2 \frac{q^2 \cdot \lambda \cdot \Delta \cdot T_{эп} \cdot Z_{эп} \cdot L}{3,32^2 \cdot 10^{-12} \cdot d^5}}$$

Где

d – внутренний диаметр трубы, м;

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

λ – коэффициент гидравлического сопротивления участка газопровода.

Внутренний диаметр газопровода

$$d = d_n - 2\delta = 207 \text{ мм}$$

Коэффициент сжимаемости газа

$$Z_{cp} = 1 - \frac{0,0241P_{np}}{\tau} \quad (63)$$

Где τ – функция, учитывающая влияние температуры

$$T_{np} = T_{cp} / T_{кр} = 1,35 \text{ К}$$

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot T_{np} + 0,78 \cdot T_{np}^2 + 0,0107 \cdot T_{np}^3 = 0,177$$

тогда

$$Z_{cp} = 1 - \frac{0,0241P_{np}}{\tau} = 0,926$$

Коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = \frac{\lambda_{np}}{E^2} \quad (64)$$

Где

λ_{np} - коэффициент сопротивления трению;

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2K}{d} \right)^{0,2} \quad (65)$$

Re – число Рейнольдса

$$Re = 17,75 \frac{q}{d} \cdot \frac{\Delta}{\mu} \quad (66)$$

μ – коэффициент динамической вязкости.

$$\mu = \mu_0 (1 + B_1 P_{np} + B_2 P_{np}^2 + B_3 P_{np}^3) \quad (67)$$

$$\mu = (1,81 + 5,95 \cdot T_{np}) \cdot 10^{-6} = 0,000008425;$$

$$B_1 = -0,67 + \frac{2,36}{T_{np}} - \frac{1,93}{T_{np}^2} = 0,02$$

$$B_2 = 0,8 - \frac{2,89}{T_{np}} + \frac{2,65}{T_{np}^2} = 0,12$$

$$B_3 = -0,1 + \frac{0,354}{T_{np}} - \frac{0,314}{T_{np}^2} = -0,011$$

$$\mu = \mu_0 \left(1 + B_1 P_{np} + B_2 P_{np}^2 + B_3 P_{np}^3 \right) = 0,000010287381 \text{Па} \cdot \text{с}$$

$$Re = 17,75 \frac{q}{d} \cdot \frac{\Delta}{\mu} = 6272341,443$$

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2K}{d} \right)^{0,2} = 0,013$$

Тогда

$$\lambda = \frac{\lambda_{np}}{E^2} = 0,0144$$

Получаем

$$P_{\kappa} = \sqrt{P_n^2 \frac{q^2 \cdot \lambda \cdot \Delta \cdot T_{cp} \cdot Z_{cp} \cdot L}{3,32^2 \cdot 10^{-12} \cdot d^5}} = 2,46 \text{МПа}$$

Полученное значение давления газа 2,46 МПа в конечной точке превышает требуемое давление в конце участка 2,0 МПа, следовательно, выполняется условие пропускной способности газопровода для Ø 219 мм

6. Исследование повышения эффективности газораспределительной станции за счет модернизации узла редуцирования

Рассмотрим принцип осуществления безопасного редуцирования на ГРС. Приводимые в большинстве работ функциональные схемы редуцирования газа теоретические, поскольку отображают в большей степени возможный принцип работы, не включая его в общую систему редуцирования.

6. 1. Сравнительный анализ схем редуцирования газа.

При одноступенчатом редуцировании газа (снижении давления с 5 до 1,2 МПа), рекомендуется применять мониторинговую (регулятор-монитор) схему [6] (рисунок 14.). Регулятор-монитор представляет собой аварийный регулятор, который начинает работать вместо рабочего регулятора, если по какой-либо причине последний допускает повышение выходного давления до значения, предварительно заданного для срабатывания монитора [6]. По схеме, приведенной на рисунке 14, рабочий регулятор осуществляет редуцирование газа (снижение давления от входного до заданного), а регулятор-монитор осуществляет контроль работой рабочего регулятора (следит за параметрами выходного давления). При этом регулятор-монитор находится в полностью открытом состоянии. При выходе из строя рабочего регулятора регулятор-монитор либо начинает осуществлять регулируемую функцию, либо полностью закрывается, прекращая подачу газа.

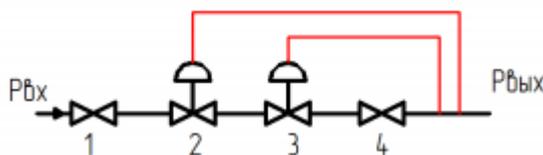


Рисунок 14 – Схема регулятор-монитор для редуцирования газа

$P_{вх}$ — входное давление; $P_{вых}$ — выходное давление; 1, 4 — запорная арматура; 2 — регулятор-монитор; 3 — рабочий (основной) регулятор

Согласно [1], блок редуцирования состоит из двух линий редуцирования: рабочей и резервной. Обе линии имеют одинаковое оборудование. Для мониторинговой схемы: последовательно установленные входной пневмоприводной или электроприводной кран, регулятор-монитор, рабочий регулятор и выходной запорный кран с ручным или приводным управлением. По приведенному описанию получаем следующую схему (рисунок 15)

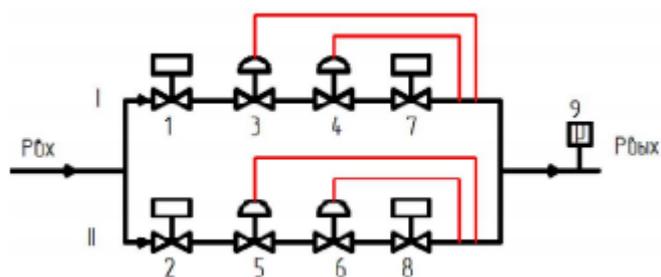


Рисунок 15 – Схема редуцирования газа мониторинговая с пневмоуправляемой арматурой

I — основная линия редуцирования; II — резервная линия редуцирования; 1, 2, 7, 8 — запорная арматура (пневмоприводная); 3, 5 — регулятор-монитор; 4, 6 — рабочий (основной) регулятор; 9 — датчик давления

По данной схеме редуцирование газа осуществляется по следующему алгоритму: в штатных условиях газ проходит по основной линии I, запорная арматура 1, 7 открыта, запорная арматура 2, 8 закрыта, регулятор-монитор 3 открыт и осуществляет контроль выходного давления газа, регулятор 4 осуществляет редуцирование газа. Регулятор 6 и регулятор-монитор 5 находятся в отключенном состоянии (запорная арматура 2, 8 закрыта). В случае выхода из строя регулятора 4 в выходном коллекторе начинает расти давление, при достижении давления настройки регулятора-монитора 3 он начинает осуществлять функцию регулятора давления. При выходе из строя регулятора 4 положение запорной арматуры остается неизменной. В случае выхода из строя регулятора-монитора 3 в момент осуществления им функции регулирования (регулятор 4 неисправен) давление в выходном коллекторе

начинает расти, датчик давления передает изменения давления на систему автоматического управления (САУ) газораспределительной станции00. САУ выдает сигнал на срабатывание пневматических кранов: запорная арматура 1, 7 закрывается, после сигнала о полном закрытии 1, 7 дается сигнал на открытие запорной арматуры 2, 8. АГРС переходит на редуцирование по резервной линии II. Работа резервной линии аналогична работе основной. В случае выхода из строя регулятора 6 и регулятора-монитора 5, САУ выдает сигнал «авария», запорная арматура 2, 8 закрывается, течение газа прекращается. Описанная выше схема имеет ряд недостатков: сложный процесс перехода на резервную линию, требующий высокого уровня автоматизации ГРС; также требуется применение быстродействующей (скорость закрытия не более 3 секунд) пневмоприводной арматуры, которая в среднем в 4 раза дороже ручной (для диаметров Ду50-200). Для пневмоприводной арматуры требуется узел подготовки импульсного газа [6] (при помощи импульсного газа осуществляется работа пневмопривода), что также увеличивает капитальные вложения. Существует и другая мониторинговая схема редуцирования газа без использования пневмоуправляемой арматуры (рисунок 16).

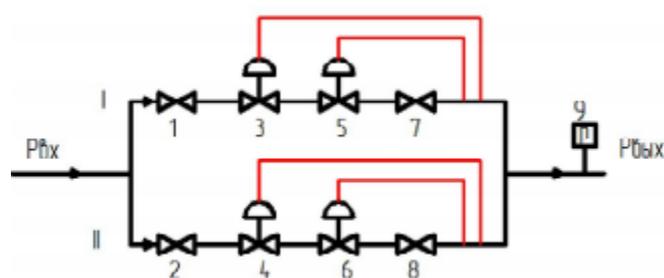


Рисунок 16 – Схема редуцирования газа мониторинговая с запорной арматурой с ручным управлением

I — основная линия редуцирования; II — резервная линия редуцирования; 1, 2, 7, 8 — запорная арматура с ручным управлением; 3 — регулятор-монитор; 5, 6 — рабочий (основной) регулятор; 9 — датчик давления

По сравнению со схемой на рисунке 15 у схемы на рисунке 16 есть существенное преимущество: при использовании однотипного регулирующего оборудования она оказывается значительно дешевле за счет применения запорной арматуры с ручным управлением, также переключение с основной на резервную линию редуцирования происходит без участия автоматики, что тоже снижает стоимость. Для узла редуцирования по схеме на рисунке 16 не требуется узла подготовки импульсного газа, что, в свою очередь, уменьшает капитальные вложения. Но у данной схемы есть и существенный недостаток: в схеме применяются четыре регулятора давления (два регулятора и два регулятора-монитора), а по существу свою непосредственную функцию (функцию редуцирования газа) осуществляют только два регулятора, два других же осуществляют защитную функцию. Тем самым теоретический ресурс работы узла редуцирования снижается вдвое, что приводит к росту эксплуатационных расходов

Рассмотрим схему с резервной линией (рисунок 17).

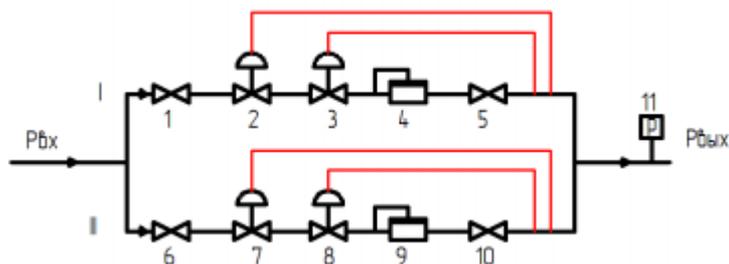


Рисунок 17 – Схема редуцирования газа мониторинговая с КПЗ для ГРС

I — основная линия редуцирования; II — резервная линия редуцирования; 1, 5, 6, 10 — запорная арматура с ручным управлением; 2, 7 — регулятор-монитор; 3, 8 — регулятор; 4, 9 — КПЗ

В номинальном режиме регулирование газа осуществляет регулятор 3. Запорная арматура 1, 5, 6, 10 открыта. КПЗ 4, 9 открыты. Регулятор 8 закрыт. Регуляторы-мониторы 2, 7 открыты. Переход с основной линии I на резервную линию II происходит в автономном режиме после закрытия КПЗ 4 (регулятор 8 настроен на срабатывание по понижению давления, а после закрытия КПЗ 4 давление в выходном коллекторе падает). Принцип работы резервной линии

схож с принципом работы основной. Из анализа технической и патентной литературы, а также находящихся в эксплуатации ГРС данная схема с предложенным описанием ранее не описывалась и не использовалась. Данная схема, но с иным алгоритмом работы была использована на АГРС 15 «Котангли», при этом испытания выявили неработоспособность узла редуцирования, и он был переделан. В алгоритме работы предложенной схемы на АГРС 15 «Котангли» было описано, что регулятор 8 (рисунок 17) должен срабатывать по превышению давления, но при этом после закрытия КПЗ 4 давление в выходном коллекторе падает, т. е. переход в автоматическом режиме по данному алгоритму был невозможен. Однако у данной схемы есть слабые места: КПЗ на давление до 6,3 МПа имеет большие габаритные размеры, также за годы эксплуатации на давление до 6,3 МПа они себя зарекомендовали не с лучшей стороны (были случаи их несрабатывания и, как следствие, аварийные ситуации на ГРС). Но это конструктивные недочеты, которые ряд производителей на сегодняшний день устранили, изменив принцип работы с механического на приводной (например, клапаны НПФ «АТЭК»), но их стоимость в разы возросла, и схема сразу теряет экономическую целесообразность. И при сравнительном экономическом анализе более выгодной становится схема на рисунке 14. Основной же недочет данной схемы — это большой разброс значений давления в зависимости от того, какой регулятор осуществляет редуцирование газа.

6. 2. Предлагаемая схема модернизации узла редуцирования

Как показал анализ, во всех ранее рассмотренных схемах в качестве рабочего регулятора и в качестве регулятора-монитора применялись по своей конструкции и принципу действия одинаковые регуляторы давления, поскольку, чтобы мониторинговая схема работала, необходимы абсолютно одинаковые технические характеристики. Поэтому в ранее предложенную схему (рисунок 17) предлагается поставить разные регуляторы: в качестве рабочего регулятора — регулятор, который при выходе из строя оказывается нормально открытым, а в качестве регулятора-монитора — регулятор, который при выходе из строя оказывается нормально закрытым, тем самым регулятор-монитор выполняет две функции: функцию регулятора и функцию КПЗ. Получаем следующую схему (рисунок 18)

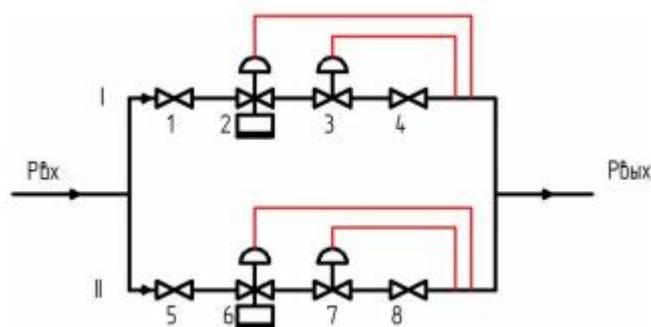


Рисунок 18 – Схема редуцирования газа мониторинговая с регуляторами, нормально открытыми и регуляторами-мониторами нормально закрытыми

I — основная линия редуцирования; II — резервная линия редуцирования; 1, 4, 5, 8 — запорная арматура с ручным управлением; 3, 7 — регулятор давления (при выходе из строя — нормально открытые); 2, 6 — регулятор-монитор (при выходе из строя нормально закрытый)

Ранее в РФ регуляторов с одинаковыми техническими характеристиками нормально открытых и нормально закрытых не было. В 2012 году в РФ были сертифицированы регуляторы давления Aperflux-851 и Reflux-819 производства итальянской фирмы Pietro Fiorentini [10]. Испытание данных регуляторов проводилось под руководством ОАО «Гипрониигаз». Регуляторы Aperflux-851 и Reflux-819 абсолютно идентичны по своим

техническим характеристикам. Единственное их различие: – Aperflux-851 представляет собой тип регулятора fail open (в случае аварии открыт); – Reflux-819 представляет собой тип регулятора fail close (в случае аварии закрыт). Поэтому предлагаем в схеме (см. рис. 4.6.) в качестве рабочего регулятора применять Aperflux-851, а в качестве регулятора-монитора — Reflux-819. Работа узла редуцирования по схеме на рис. 4.6. схожа с работой по схеме на рис. 4.5, отличие лишь в том, что в схеме по рис. 4.6. при выходе из строя регулятора-монитора газопровод отключает сам регулятор-монитор. Благодаря этому из узла редуцирования исключается наиболее ненадежный элемент, при этом самый металлоемкий, что значительно уменьшает габаритные размеры. Для данных регуляторов есть еще одна модификация: в одном корпусе объединяются сразу два регулятора, т. е. возможно объединение регулятора и регулятора-монитора, тем самым габариты узла редуцирования уменьшаются, а стоимость объединенного регулятора меньше стоимости двух регуляторов по отдельности.

В результате анализа выявлена недостаточная эффективность существующих схем редуцирования газа на ГРС, обоснована необходимость разработки теоретических положений и технических решений по повышению их эффективности. В рамках работы затронута тема осуществления безопасного редуцирования на ГРС, которая на данном этапе развития при технологиях производства газового оборудования позволяет использовать надёжные регуляторы давления с функцией снижения и регулирования давления на различных уровнях техники, что является актуальным с точки зрения задействования всего потенциала выпускаемого оборудования.

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

Целью данного раздела является проектирование и создание конкурентоспособных разработок и технологий, отвечающих предъявляемым требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- разработка общей экономической идеи проекта, формирование концепции проекта;
- организация работ по научно-исследовательскому проекту;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований;
- планирование научно-исследовательских работ;
- оценки коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

Целью данной диссертационной работы является разработка системы автоматического управления оборудованием газораспределительной станции. Данная система управления будет являться альтернативой имеющимся в настоящее время системе управления ГРС.

7.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследования являются коммерческие организации, специализирующиеся в нефтегазовой отрасли, в частности – газодобывающие компании. Для данных предприятий разрабатывается автоматизированная системы управления газораспределительной станции.

Приведены основные сегменты рынка по следующим критериям: размер компании–заказчика, направление деятельности. Буквами обозначены компании: «А» – ООО «Элком +», «Б» – ОАО «ТомскНИПИнефть», «В» – ОАО «Роснефть».

Результаты сегментирования представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Карта сегментирования

		Направление деятельности			
		Проектирование строительства	Выполнение проектов строительства	Разработка АСУ ТП	Внедрение SCADA систем
газодобывающие компании	ПАО «Татнефть»	А, Б, В	А, Б	Б, В	В
	АО «Сургутнефтегаз»	А, Б, В	А, Б	В	В
	ПАО «Газпром»	Б, В	А	В	В

Согласно карте сегментирования, можно выбрать следующие сегменты рынка: разработка АСУ ТП и внедрение SCADA–систем для средних и крупных компаний.

7.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Таким образом, для анализа конкурентных технических решений стоит рассмотреть перечисленные выше системы управления и автоматизации.

Следует выделить основные критерии оценки автоматизированных систем управления.

- Повышение производительности труда;
- Удобство эксплуатации;
- Надежность системы;
- Безопасность системы;
- Скорость обработки собранной информации;
- Визуализация данных;
- Потребность в ресурсах памяти;

- Безопасность данных;
- Возможность наращивания системы;
- Интеграция с другими системами и ПО;
- Качество интеллектуального интерфейса;
- Обработка информации в режиме реального времени;

Также необходимо выделить экономические критерии оценки эффективности:

- Срок разработки;
- Стоимость разработки;
- Потребность в обслуживании;
- Потребность в дополнительном обучении персонала;
- Предполагаемый срок эксплуатации;
- Конкурентоспособность разработки;
- Финансирование разработки.

Приведем критерии оценки в сравнительную таблицу 6.

Таблица 23 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда	0,08	5	2	4	0,4	0,16	0,32
2. Удобство эксплуатации	0,06	4	2	4	0,24	0,12	0,24
3. Надежность системы	0,05	2	3	2	0,1	0,15	0,1
4. Безопасность системы	0,05	2	3	2	0,1	0,15	0,1

Продолжение таблицы 23

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
5. Скорость обработки собранной информации	0,12	5	2	4	0,6	0,24	0,48
6. Визуализация данных	0,02	2	2	2	0,04	0,04	0,04
7. Потребность в ресурсах памяти	0,11	5	3	5	0,55	0,33	0,55
8. Безопасность данных	0,03	2	5	3	0,06	0,15	0,09
9. Возможность наращивания системы	0,03	1	2	1	0,03	0,06	0,03
10. Интеграция с другими системами и ПО	0,07	5	3	4	0,35	0,21	0,28
11. Качество интеллектуального интерфейса	0,05	4	0	4	0,2	0	0,2
12. Обработка информации в режиме реального времени	0,02	4	0	5	0,08	0	0,1
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Срок разработки	0,03	2	2	3	0,06	0,06	0,09
2. Потребность в дополнительном обучении персонала	0,03	1	5	3	0,03	0,15	0,09
3. Потребность в обслуживании	0,07	5	5	1	0,35	0,35	0,07
4. Стоимость разработки	0,05	5	3	5	0,25	0,15	0,25
5. Предполагаемый срок эксплуатации	0,09	5	3	3	0,45	0,27	0,27
6. Финансирование разработки	0,04	1	3	5	0,04	0,12	0,2
Итого:	1	60	48	60	3,93	2,71	3,5

На основании представленного выше анализа можно сделать вывод, что исследованная в данной диссертационной работе система управления является наиболее пригодной для эксплуатации. Согласно оценочной карте можно выделить следующие конкурентные преимущества разработки: стоимость разработки ниже, предполагаемы срок эксплуатации выше, ниже потребность в обслуживании системы.

7.1.2 FAST-анализ

FAST-анализ выступает как синоним функционально-стоимостного анализа. Суть этого метода базируется на том, что затраты, связанные с созданием и использованием любого объекта, выполняющего заданные функции, состоят из необходимых для его изготовления и эксплуатации и дополнительных, функционально неоправданных, излишних затрат, которые возникают из-за введения ненужных функций, не имеющих прямого отношения к назначению объекта, или связаны с несовершенством конструкции, технологических процессов, применяемых материалов, методов организации труда и т.д.

В таблице 24 приведены описания главной, основных и вспомогательных функций, выполняемых объектом исследования.

Таблица 24 – Классификация функций, выполняемых объектом исследования

Наименование детали (узла, процесса)	Количество деталей на узел	Выполняемая функция	Ранг функции		
			Главная	Основная	Вспомогательная
Газоперекачивающий агрегат	1	Транспортировка нефтяного газа с месторождений	X		
Система управления	1	Управление оборудованием. Сбор и визуализация данных		X	
Электропривод	5	Регулирование технологических параметров		X	

Продолжение таблицы 24 – Классификация функций, выполняемых объектом исследования

Наименование детали (узла, процесса)	Количество деталей на узел	Выполняемая функция	Ранг функции		
			Главная	Основная	Вспомогательная
Приборы КИПиА	15	Контроль технологических параметров		X	
Система подачи ингибитора	1	Предотвращение гидратообразования			X

Далее необходимо определить значимость выполняемых функций объектом. В таблице 25 приведена матрица смежности функций. В таблице используются обозначения значимости функций: «<» – менее значимая; «=» – одинаковые функции по значимости; «>» – более значимая.

Таблица 25 – Матрица смежности

	Функция 1	Функция 2	Функция 3	Функция 4	Функция 5
Функция 1	=	>	>	>	>
Функция 2	<	=	<	>	<
Функция 3	<	>	=	=	<
Функция 4	<	<	=	=	<
Функция 5	<	>	>	>	=

В таблице 26 проведено преобразование матрицы смежности в матрицу количественных соотношений. Преобразование проводится по принципу: 0,5 при «<»; 1,5 при «>»; 1 при «=».

Таблица 26 – Матрица количественных соотношений функций

	Функция 1	Функция 2	Функция 3	Функция 4	Функция 5	Итого
Функция 1	1	1.5	1.5	1.5	1.5	7
Функция 2	0.5	1	0.5	1.5	0.5	4
Функция 3	0.5	1.5	1	1	0.5	4.5
Функция 4	0.5	0.5	1	1	0.5	3.5
Функция 5	0.5	1.5	1.5	1.5	1	6

Проведем определение относительной значимости функций путем деления балла, полученного по каждой функции, на общую сумму баллов по всем функциям:

функция 1 – $7/25=0,28$;

функция 2 – $4/25=0,16$;

функция 3 – $4,5/25=0,18$;

функция 4 – $3,5/25=0,14$;

функция 5 – $6/25=0,24$.

Следующим этапом анализа предусмотрено определение стоимости функций, выполняемых объектом.

В таблице 27 приведен примерный расчет стоимости каждой функции:

Таблица 27 – Определение стоимости функций, выполняемых объектом исследования

Наименование детали (узла, процесса)	Количество деталей на узел	Выполняемая функция	Стоимость детали, т. руб	Себестоимость детали, т. руб.	Относительная стоимость
Газоперекачивающий агрегат	1	Транспортировка нефтяного газа с месторождений	850	1700	0,29
Система управления	1	Управление оборудованием. Сбор и визуализация данных	1200	1200	0,2
Электропривод	5	Регулирование технологических параметров	170	850	0,14
Приборы КИПиА	15	Контроль технологических параметров	42	630	0,11
Система подачи ингибитора	1	Предотвращение гидратообразования	1500	1500	0,26

Построим функционально-стоимостную диаграмму объекта и проведем ее анализ. На рисунке 19 приведена функционально-стоимостная диаграмма.

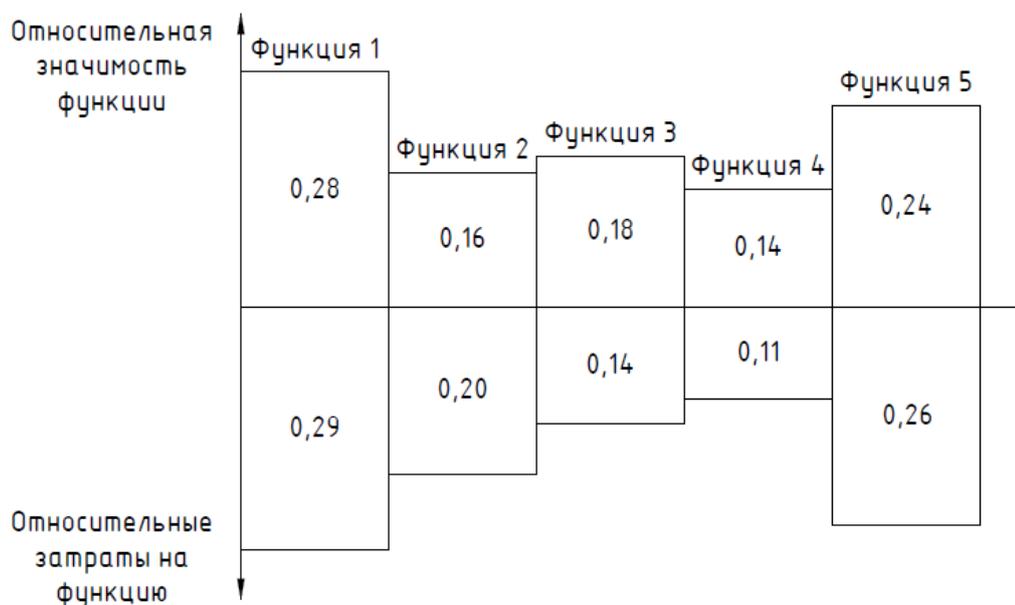


Рисунок 19 – Функционально-стоимостная диаграмма

Построенная функционально-стоимостная диаграмма достаточно сбалансированная и нет явно выраженных рассогласований между важностью функций и затратами на них.

8.2 Планирование управления научно-техническим проектом

8.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В рамках научного исследования составим перечень этапов и работ, который представлен в таблице 28.

Таблица 28 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	Составление и утверждение технического задания	Руководитель проекта
Выбор направления исследования	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	Изучение существующих объектов проектирования	Инженер
	Календарное планирование работ	Руководитель, Инженер
Теоретическое и экспериментальное исследование	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер
	Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	Инженер
	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Инженер

Продолжение таблицы 28 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	Содержание работ	Должность исполнителя
Обобщение и оценка результатов	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Инженер
	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель, Инженер
	Разработка алгоритмов управления	Инженер
	Составление схемы информационных потоков	Инженер
	Разработка базы данных	Инженер
	Разработка диспетчеризации	Инженер
	Разработка ПО	Инженер
	Проектирование интерфейсов	Инженер
	Разработка структурной схемы	Инженер
	Проектирование SCADA-системы	Инженер
Оформление отчета	Составление пояснительной записки	Инженер

7.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ необходимо перевести из рабочих дней в календарные дни. Для этого необходимо рассчитать коэффициент календарности по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48 \quad (68)$$

В таблице 29 приведены расчеты длительности отдельных видов работ.

Таблица 29 – Временные показатели проведения работ

	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях	Длительность работ в календарных днях
	t min	t max	t ож			
Составление и утверждение технического задания	1	2	1,4	2	1,4	2
Подбор и изучение материалов по теме	2	5	3,2	1	3,2	5

Продолжение таблицы 29 – Временные показатели проведения работ

	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях	Длительность работ в календарных днях
	t min	t max	t ож			
Изучение существующих объектов проектирования	2	5	3,2	1	3,2	5
Календарное планирование работ	0,5	1	0,7	2	0,35	1
Проведение теоретических расчетов и обоснований	1	3	1,8	1	1,8	3
Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	2	4	2,8	1	2,8	4
Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Оценка эффективности полученных результатов	0,5	1	0,7	2	0,35	1
Определение целесообразности проведения ОКР	0,5	1	0,7	2	0,35	1
Разработка алгоритмов управления	1	2	1,4	1	1,4	2
Составление схемы информационных потоков	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Разработка базы данных	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Разработка диспетчеризации	1	3	1,8	1	1,8	3
Разработка ПО	1	3	1,8	1	1,8	3
Проектирование интерфейсов	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Разработка структурной схемы	2	4	2,8	1	2,8	4
Проектирование SCADA–системы	2	5	3,2	1	3,2	5
Составление пояснительной записки	1	3	1,8	1	1,8	3

1 - инженер

2 - руководитель

На основе таблицы 13 построим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта. В таблице 30 приведен календарный план-график с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

Таблица 30 – План-график

Вид работ	Исполнители	Продолжительность выполнения работ												
		Февраль			Март			Апрель			Май			Июнь
		3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1		
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	■												
Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	■												
Изучение существующих объектов проектирования	Инженер		■											
Календарное планирование работ	Руководитель		■											
	Инженер		■											
Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер			■										
Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	Инженер			■										
Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Инженер				■									
Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель					■								
	Инженер					■								
Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель					■								
	Инженер					■								
Разработка алгоритмов управления	Инженер						■							
Составление схемы информационных потоков	Инженер							■						
Разработка базы данных	Инженер								■					
Разработка диспетчеризации	Инженер									■				
Разработка ПО	Инженер										■			
Проектирование интерфейсов	Инженер											■		
Разработка структурной схемы	Инженер												■	
Проектирование SCADA-системы	Инженер												■	
Составление пояснительной записки	Инженер												■	

 –руководитель

 – инженер

7.3 Бюджет научного исследования

При планировании бюджета исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты;
- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

7.3.1 Расчёт материальных затрат

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхи}, \quad (69)$$

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

$N_{расхи}$ – 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.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы, принимаются в пределах 15-25 % от стоимости материалов.

Основными затратами в данной исследовательской работе являются затраты на электроэнергию и приобретение канцелярских товаров. Результаты расчётов по затратам на материалы приведены в таблице 31.

Затраты на электроэнергию рассчитываются по формуле:

$$C = C_{\text{эл}} \cdot P \cdot F_{\text{об}} = 5,8 \cdot 0,5 \cdot 960 = 2784, \quad (70)$$

где $C_{\text{эл}}$ – тариф на промышленную электроэнергию (5,8 руб. за 1 кВт·ч);

P – мощность оборудования, кВт;

$F_{\text{об}}$ – время использования оборудования, ч.

Затраты на электроэнергию составили 2784 рубля.

Таблица 31 – Материальные затраты

Наименование	Марка, размер	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Электричество	–	0,5 кВт·ч	5,8	2784
Бумага	SvetoCopy	110	0,90	99
Печать на листе А4	–	110	1,5	165
Ручка	Pilot BPS-GP	1	50	50
Доступ в интернет	–	4 месяца	350	1400
Всего за материалы				4498
Транспортно-заготовительные расходы (5%)				224,9
Итого по статье C_m				4722,9

7.3.2 Специальное оборудование для научных работ

Таблица 32 – Затраты на специальное оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс.руб.	Общая стоимость оборудования, тыс.руб.
1.	Персональный компьютер	1	30 000	34500

При приобретении спецоборудования учтены затраты по его доставке и монтажу в размере 15 % от его цены. Так как стоимость ниже 40 000 руб, амортизационные отчисления не считаются.

7.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (71)$$

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

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (72)$$

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

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле

$$Z_{дн} = (Z_m \cdot M) / F_d, \quad (73)$$

где Z_m – 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_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. Дн. (таблица 33).

Таблица 33 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:		
– выходные дни;	52	104
– праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени:		
– отпуск;	48	24
– невыходы по болезни	–	–
Действительный годовой фонд рабочего времени	251	223

Оклад инженера составляет 20 000 руб/мес.

$$Z_{\text{м}} = 20000 \cdot 1,3 = 26000 \text{ руб / месяц} \quad (74)$$

$$Z_{\text{дн}} = (26000 \cdot 11,2) / 223 = 1305,83 \text{ руб/день.} \quad (75)$$

Основной заработок инженера за время разработки проекта составляет:

$$Z_{\text{осн}} = 1305,83 \cdot 41 = 53539,03 \text{ руб.}$$

Основная заработная плата научного руководителя рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда. Отраслевая система оплаты труда в ТПУ предполагает следующий состав заработной платы:

– оклад – определяется предприятием. В ТПУ оклады распределены в соответствии с занимаемыми должностями, например, ассистент, ст. преподаватель, доцент, профессор.

– стимулирующие выплаты – устанавливаются руководителем подразделений за эффективный труд, выполнение дополнительных обязанностей и т.д.

– иные выплаты: районный коэффициент.

Руководителем данной научно-исследовательской работы является сотрудник с должностью доцент. Оклад доцента составляет 33664 руб.

Также районный коэффициент по Томску равен 1,3.

Основная заработная плата научного руководителя:

$$Z_{\text{м}} = 33664 \cdot 1,3 = 43763,2 \text{ руб / месяц.} \quad (76)$$

Среднедневная заработная плата научного руководителя:

$$Z_{\text{дн}} = (43763,2 \cdot 10,4) / 251 = 1813,3 \text{ руб / день.} \quad (77)$$

Основной заработок руководителя за время разработки проекта составляет:

$$Z_{\text{осн}} = 1813,3 \cdot 5 = 9066,5 \text{ руб} \quad (78)$$

7.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

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.

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (79)$$

где $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы;

$Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

Примем коэффициент дополнительной заработной платы равным 0,15 для научного руководителя и 0,1 для инженера. Результаты расчёта основной и дополнительной заработной платы исполнителей научного исследования представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Заработная плата исполнителей исследовательской работы

Заработная плата, руб.	Руководитель	Инженер
Основная зарплата	9066,5	53539,03
Дополнительная зарплата	1359,98	5353,9
Зарплата исполнителя	10426,48	58892,93
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	69319,41	

7.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды

Размер отчислений во внебюджетные фонды составляет 30% от суммы затрат на оплату труда работников, непосредственно занятых выполнением исследовательской работы.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (80)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Величина отчислений во внебюджетные фонды составляет:

$$C_{\text{внеб}} = 0,3 \cdot 69319,41 = 20795,82 \text{ руб.} \quad (81)$$

7.3.6 Накладные расходы

В эту статью включаются затраты на управление и хозяйственное обслуживание, которые могут быть отнесены непосредственно на конкретную тему. Кроме того, сюда относятся расходы по содержанию, эксплуатации и ремонту оборудования, производственного инструмента и инвентаря, зданий, сооружений и др.

Расчет накладных расходов ведется по следующей формуле:

$$C_{\text{накл}} = k_{\text{накл}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (82)$$

где $k_{\text{накл}}$ – коэффициент накладных расходов.

Накладные расходы в ТПУ составляют 20 % от суммы основной и дополнительной зарплаты работников, участвующих в выполнении темы. Примем $k_{\text{накл}} = 20 \%$.

Накладные расходы составляют:

$$C_{\text{накл}} = 0,2 \cdot 69319,41 = 13863,882 \text{ руб.} \quad (83)$$

7.3.7 Формирование бюджета затрат исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы 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 по каждому варианту исполнения приведен в таблице 35.

Таблица 35– Расчёт бюджета затрат исследовательского проекта

Вид работ	Статьи									
	Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Научные и производственные командировки	Оплата работ, выполняемых сторонними организациями и предприятиями	Прочие прямые расходы	Накладные расходы	Итого плановая себестоимость
1.	4722,9	34500	9066,5	1359,98	20795,82				13863,88	143202,01
2.			53539,03	5353,9						

7.4 Организационная структура проекта

Организационная структура проекта представляет собой временное структурное образование, создаваемое для достижения поставленных целей и задач проекта и включающее в себя всех участников процесса выполнения работ на каждом этапе.

Данной исследовательской работе соответствует функциональная структура организации. То есть организация рабочего процесса выстроена иерархически: у каждого участника проекта есть непосредственный руководитель, сотрудники разделены по областям специализации, каждой группой руководит компетентный специалист (функциональный руководитель).

Организационная структура научного проекта представлена на рисунке 20.



Рисунок 20 – Организационная структура научного проекта

7.5 Матрица ответственности

Степень ответственности каждого члена команды за принятые полномочия регламентируется матрицей ответственности. Матрица ответственности данного проекта представлена в таблице 36.

Таблица 36 – Матрица ответственности

Этапы проекта	Научный руководитель	Консультант раздела «Финансовый менеджмент»	Консультант раздела «Соцответственность»	Консультант по языковому разделу	Студент
Разработка технического задания	О				
Составление и утверждение технического задания	О				
Выбор направления исследований	О				И
Подбор и изучение материалов по теме	С				И
Календарное планирование работ	О				И

Продолжение таблицы 36 – Матрица ответственности

Ознакомление с видами автоматизированных систем управления					И
Ознакомление с проектом Matrix					И
Разработка системы управления оборудованием					И
Разработка базы данных и анализ полученных данных					И
Выполнение оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения		С			И
Выполнение раздела по социальной ответственности			С		И
Выполнение перевода части работы на английский язык				С	И
Обобщение и оценка результатов	С				И
Составление пояснительной записки	С				И
Проверка правильности выполнения ГОСТа пояснительной записки	С				И
Подготовка к защите	О				И

Степень участия в проекте характеризуется следующим образом:

- ответственный (О)– лицо, отвечающее за реализацию этапа проекта и контролирующее его ход;
- исполнитель (И) – лицо (лица), выполняющие работы в рамках этапа проекта. Утверждающее лицо (У) – лицо, осуществляющее утверждение результатов этапа проекта (если этап предусматривает утверждение);
- согласующее лицо (С) – лицо, осуществляющее анализ результатов проекта и участвующее в принятии решения о соответствии результатов этапа требованиям.

7.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования (см. табл. 3.12). 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:

$$I_{финр}^{исп.i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}, \quad (84)$$

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

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

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

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).

Так как разработка имеет одно исполнение, то

$$I_{финр}^p = \frac{\Phi_p}{\Phi_{max}} = \frac{143202,01}{186236} = 0,77; \quad (85)$$

Для аналогов соответственно:

$$I_{финал}^{a1} = \frac{\Phi_{a1}}{\Phi_{max}} = \frac{186236}{186236} = 1,0; \quad I_{финал}^{a2} = \frac{\Phi_{a1}}{\Phi_{max}} = \frac{172000}{186236} = 0.92; \quad (86)$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (87)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчёт интегрального показателя ресурсоэффективности представлен ниже.

Таблица 37 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии \ ПО	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Безопасность системы	0,25	5	3	3
2. Скорость обработки собранной информации	0,2	5	4	3
3. Надежность системы	0,25	5	2	2
4. Интеграция с другими системами и ПО	0,15	5	4	4
5. Обработка информации в режиме реального времени	0,15	5	5	5
ИТОГО	1	5	3,4	3,2

$$I_{тп} = 5 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,15 = 5;$$

$$\text{Аналог 1} = 3 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,2 + 2 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,15 = 3,4;$$

$$\text{Аналог 2} = 3 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,2 + 2 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,15 = 3,2.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{финр}^p$) и аналога ($I_{финаi}^{ai}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_{финр}^p}; I_{финаi}^{ai} = \frac{I_m^{ai}}{I_{финаi}^{ai}}; \quad (88)$$

В результате:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_{финр}^p} = \frac{5}{0,77} = 6,49; I_{фина1}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{фина1}^{a1}} = \frac{3,4}{1,0} = 3,4; I_{фина2}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_{фина2}^{a2}} = \frac{3,2}{0,92} = 3,47.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финаi}^{ai}} \quad (89)$$

Результат вычисления сравнительной эффективности проекта и сравнительная эффективность анализа представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,77	1	0,92
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	5,0	3,4	3,2
3	Интегральный показатель эффективности	6,49	3,4	3,47
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	1,9	1,87

Таким образом, основываясь на определении ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности

исследования, проведя необходимый сравнительный анализ, можно сделать вывод о превосходстве выполненной разработки над аналогами. Как видно, исполнение 1 лучше аналога в 1,9 раз и в 1,87 раз лучше аналога 2.

7.7 Расчет абсолютной экономической эффективности

Таблица 39 – Движение денежных средств

№	Показатель, млн.руб	Номер шага (периода)расчета (t)					
		0	1	2	3	4	5
Операционная деятельность							
1	Выручка без НДС	0,0	1000,0	1250,0	1300,0	1455,0	1650,0
2	Полные текущие издержки, в том числе:	0,0	-869,7	-1045,4	-1078,3	-1187,5	-1323,9
3	прямые материальные затраты	0,0	-210,0	-262,5	-273,0	-305,6	-346,5
4	ФОТ основных рабочих, включая взносы во внебюджетные фонды	0,0	-248,0	-310,0	-322,4	-360,8	-409,2
5	Силовая энергия	0,0	-80,0	-100,0	-104,0	-116,4	-132,0
6	Общепроизводственные расходы	0,0	-147,0	-156,0	-156,0	-160,0	-165,0
7	Общехозяйственные расходы	0,0	-120,0	-125,0	-125,0	-130,0	-135,0
8	Коммерческие расходы	0,0	-30,0	-37,5	-39,0	-43,7	-49,5
9	Прочие расходы	0,0	-34,7	-54,4	-58,9	-71,1	-86,7
10	Денежный поток от производственной (операционной) деятельности (п.1-п.2)	0,0	130,4	204,6	221,7	267,5	326,1
Инвестиционная деятельность							
11	Поступление инвестиций	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Продолжение таблицы 39 – Движение денежных средств

№	Показатель, млн.руб	Номер шага (периода)расчета (t)					
		0	1	2	3	4	5
12	Капиталовложения, обслуживание инвестиций	-500,0	-150,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Сальдо от инвестиционной деятельности (п.11+п.12)	-500,0	-150,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Сальдо суммарного потока (п.10+п.13)	-500,0	-19,7	204,6	221,7	267,5	326,1
15	Сальдо накопленного потока	-500,0	-519,7	-315,0	-93,4	174,1	500,2
16	Коэффициент дисконтирования при ставке дохода 10%	1,00	0,909	0,826	0,751	0,683	0,621
17	Дисконтированное сальдо суммарного потока (стр.14*´стр.16)	-500,0	-17,9	169,1	166,5	182,7	202,5
18	Дисконтированные инвестиции (стр.12*стр.16)	-500,0	-136,4	0,0	0,0	0,0	0,0

8 Социальная ответственность

Введение

В данном разделе выпускной квалификационной работы представлены и рассмотрены основные факторы, оказывающие влияние на работников предприятия, такие как производственная и экологическая безопасность. Также разработан комплекс мероприятий, снижающий негативное воздействие проектируемой деятельности на работников и окружающую среду.

В ВКР рассматривается проектирование автоматизированной системы управления технологическим процессом газораспределительной станции. Автоматизация производства позволяет осуществлять технологические процессы без непосредственного участия обслуживающего персонала. При полной автоматизации роль обслуживающего персонала ограничивается общим наблюдением за работой оборудования, настройкой и наладкой аппаратуры. Задачей оператора АСУ является контроль над параметрами технологического процесса, управление и принятие решений в случае возникновения нештатных ситуаций. При работе с компьютером человек подвергается воздействию ряда опасных и вредных производственных факторов: повышенный уровень шума на рабочем месте, повышенная или пониженная влажность воздуха, отсутствие или недостаток естественного света, недостаточная освещенность рабочей зоны. Работа с компьютером характеризуется значительным умственным напряжением, высокой напряженностью зрительной работы и большой нагрузкой на кисти рук при работе с периферийными устройствами ЭВМ.

8.1. Производственная безопасность

Анализ опасных и вредных производственных факторов

Производственная безопасность включает в себя вопросы, связанные с организацией рабочего места разработчика системы стабилизации в соответствии с нормами промышленной санитарии, техники безопасности, эргономики и пожарной безопасности.

Выпускная квалификационная работа имеет физико-техническую тематику, поэтому будут проанализированы электромагнитное излучение, микроклимат помещения, освещённость рабочей зоны, шум и вибрации.

Так как работа ведётся в закрытом помещении с использованием персонального компьютера, требуется изучение и создание оптимальных условий труда, а также следует учесть организацию пожарной безопасности на предприятии. Так же необходимо учесть то, что никакого контакта с какими-либо вредными веществами (радиоактивные препараты) нет, следовательно, данный производственный фактор не будет рассматриваться.

Для выбора факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные факторы. Классификация». Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлен в таблице 40.

Таблица 40 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разрабо тка	Изготов ление	Эксплуа тация	
1.Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*[59]. Электробезопасность – ГОСТ 12.1.038-82 [7] СанПиН 2.2.4.548 – 96 [1]
2. Превышение уровня шума		+	+	
3.Отсутствие или недостаток естественного света	+	+	+	

4. Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	+	СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [4]
5. Опасность поражения электрическим током	+	+	+	

8.1.1. Отклонения показателей микроклимата

Одним из важных параметров рабочей зоны является окружающая среда. Температура, давление и влажность влияют на условия электробезопасности. Кроме того, состояние микроклимата в помещении, используемом для разработки, оказывает существенное влияние на качество работы и производительность труда, а также на здоровье работников.

По степени физической тяжести работа оператора АСУ относится к категории работ 1а (лёгкие работы), так как основная часть работы происходит с использованием ПЭВМ [16].

Показатели микроклимата разделяются на допустимые значения и оптимальные значения микроклимата. При допустимых значениях работник может ощущать небольшой дискомфорт и понижение работоспособности, при этом ухудшение состояния здоровья возникать не будет. При оптимальных значениях наблюдается высокий уровень работоспособности и обеспечивается нормальное состояние организма работника.

В соответствии с временем года и категорией тяжести работ определены оптимальные величины показателей микроклимата согласно требованиям [16] и приведены в таблице 41, а допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений приведены в таблице 42.

Таблица 41 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Категория 1а	23-25	40-60	0,1
Теплый	Категория 1а	20-22	40-60	0,1

Таблица 42 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах

Период года	Категория работ	Температура воздуха		Относительная влажность воздуха	Скорость движения воздуха	
		Ниже оптимальных не более	Выше оптимальных не более		Ниже оптимальных не более	Выше оптимальных не более
Холодный	Категория 1а	20,0-21,9	24,1-25,0	15-75	0,1	0,1
Теплый	Категория 1а	21,0-22,9	25,1-28,0	15-75	0,1	0,2

В зимнее время в помещении предусмотрена система отопления. Она обеспечивает достаточное, постоянное и равномерное нагревание воздуха. В соответствии с характеристикой помещения определен расход свежего воздуха согласно [16] и приведен в Таблице 43.

Таблица 43 – Расход свежего воздуха

Характеристика помещения	Объемный расход подаваемого в помещение
Объем до 20 м ³ на человека	Не менее 30
20...40 м ³ на человека	Не менее 20

8.1.2. Недостаточная освещённость рабочей зоны; отсутствие или недостаток естественного света

По санитарно-гигиеническим нормам рабочее место должно иметь естественное и искусственное освещение. При работе должен быть отчетливо

виден процесс деятельности, без напряжения зрения и прямого попадания лучей источника света в глаза.

Отсутствие хорошего освещения может привести к профессиональным заболеваниям, а также ухудшению концентрации работников. Работа инженера-программиста в основном проводится за дисплеем персонального компьютера, что вынуждает его работать с контрастным фоном, в случае недостаточной освещённости рабочего места. В результате у работника может ухудшиться зрение, а также возникнуть переутомление. То же самое происходит и при избыточном освещении помещения.

Рабочая зона или рабочее место оператора АСУ освещается таким образом, чтобы можно было отчетливо видеть процесс работы, не напрягая зрения, а также исключается прямое попадание лучей источника света в глаза.

Работа оператора АСУ относится к IV разряду зрительной работы (средней точности). В таблице 44 приведены нормы освещённости помещения для данного разряда [17].

Таблица 44 – Нормирование освещённости для работы за ПК

Разряд зрительной работы	Характеристика	Подразряд	Освещенность (комбинированная система), Лк	Освещенность (общая система), Лк
IV	Средней точности	Б	500	200

Требования к освещению на рабочих местах, оборудованных ПК [17], представлены в таблице 45.

Таблица 45 – Требования к освещению на рабочих местах, оборудованных ПК

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа	300-500 лк
Освещенность на поверхности экрана ПК	не более 300 лк
Яркость бликов на экране ПК	не более 40 кд/м ²
Яркость светящихся поверхностей находящихся в поле зрения	не более 200 кд/м ²
Показатель ослеплённости для источников общего искусственного освещения в производственных помещениях	не более 20

Продолжение таблицы 45 – Требования к освещению на рабочих местах, оборудованных ПК

Показатель дискомфорта в дошкольных и учебных помещениях	не более 15
Соотношения яркости:	
– между рабочими поверхностями	3:1–5:1
– между рабочими поверхностями и поверхностями стен и оборудования	10:1
Коэффициент пульсации:	не более 5%

8.1.3. Повышенный уровень шума

Одним из важных факторов, влияющих на качество выполняемой работы, является шум. Шум ухудшает условия труда, оказывая вредное действие на организм человека. Работающие в условиях длительного шумового воздействия испытывают раздражительность, головные боли, головокружение, снижение памяти, повышенную утомляемость, понижение аппетита, боли в ушах и т. д. Такие нарушения в работе ряда органов и систем организма человека могут вызвать негативные изменения в эмоциональном состоянии человека вплоть до стрессовых. Под воздействием шума снижается концентрация внимания, нарушаются физиологические функции, появляется усталость в связи с повышенными энергетическими затратами и нервно-психическим напряжением, ухудшается речевая коммутация. Все это снижает работоспособность человека и его производительность, качество и безопасность труда. Длительное воздействие интенсивного шума (выше 80 дБ(А)) на слух человека приводит к его частичной или полной потере. При выполнении работ с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственными циклами, рабочие места за пультами в кабинах наблюдения и дистанционного управления без речевой связи по телефону предельно допустимое звуковое давление равно 75 дБА[3].

Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется в соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96 [18]. Согласно данному документу при выполнении основной работы на персональной

электронно-вычислительной машине(ПЭВМ) уровень шума на рабочем месте не должен превышать 60 дБА.

Характеристикой постоянного шума на рабочих местах являются уровни звукового давления в Дб в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31.5, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 Гц. Допустимым уровнем звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте следует принимать данные из таблицы 45 (Допустимые уровни звукового давления).

Таблица 45 – Допустимые уровни звукового давления

Помещения и рабочие места	Уровень звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц					Уровень звука, дБА
	63	125	250	1000	4000	
Помещения управления, рабочие комнаты	79	70	68	55	50	60

Для снижения уровня шума применяют: подавление шума в источниках; звукоизоляция и звукопоглощение; увеличение расстояния от источника шума; рациональный режим труда и отдыха;

8.1.4. Опасность поражения электрическим током

Различные электрические установки, к которым относятся персональные компьютеры и измерительная аппаратура, несут для человека высокую потенциальную опасность электропоражения. Во время использования или при проведении профилактических работ возможно поражение током, при соприкосновении с нетоковедущими частями, оказавшимся под напряжением (в случае нарушения изоляции токоведущих частей ПК), либо при прикосновении с полом, стенами, оказавшимися под напряжением. Также имеется опасность короткого замыкания в высоковольтных блоках ПК (блоке питания и блоке дисплейной развертки).

В зависимости от условий в помещении опасность поражения человека электрическим током увеличивается или уменьшается. Согласно классификации помещений по электробезопасности выпускная

квалификационная работа проводилась в помещении без повышенной опасности, характеризующемся наличием следующих условий:

- напряжение питающей сети 220 В, 50 Гц;
- относительная влажность воздуха 50%;
- средняя температура около 24°C;
- наличие непроводящего полового покрытия [22].

8.2. Экологическая безопасность

В процессе эксплуатации установки газораспределительной станции появляются источники негативного химического воздействия на окружающую среду. По влиянию и длительности воздействия данные источники загрязнения относятся к прямым и постоянно действующим. Предельно допустимые выбросы в атмосферу определяются «Методика по нормированию и определению выбросов вредных веществ в атмосферу». Испарение нефти и нефтепродуктов с поверхностей происходит достаточно легко при любой температуре. При этом выделяются низкомолекулярные углеводороды с примесями, например, алканы и циклоалканы. Алканы сравнительно малоядовиты и поддаются биологическому разложению, в отличие от циклоалканов, которые плохо поддаются биологическому разложению.

На предприятии проводятся мероприятия по уменьшению удельных показателей выбросов, в частности установка фильтров на дыхательные клапаны резервуаров, сепараторов, отстойниках.

8.3. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.3.1 Правовые вопросы обеспечения безопасности

Государственный надзор и контроль в организациях независимо от организационно-правовых форм и форм собственности осуществляют

специально уполномоченные на то государственные органы и инспекции в соответствии с федеральными законами.

Согласно [20] в условиях непрерывного производства нет возможности использовать режим рабочего времени по пяти- или шестидневной рабочей неделе. По этой причине применяются графики сменности, обеспечивающие непрерывное обслуживание производственного процесса, работу персонала сменами постоянной продолжительности, регулярные выходные дни для каждой бригады, постоянный состав бригад и переход из одной смены в другую после дня отдыха по графику. На объекте применяется четырех бригадный график сменности. При этом ежедневно работают три бригады, каждая в своей смене, а одна бригада отдыхает. При составлении графиков сменности учитывается положение ст. 110 ТК[20] о предоставлении работникам еженедельного непрерывного отдыха продолжительностью не менее 42 часов.

Государственный надзор и контроль в организациях независимо от организационно-правовых форм и форм собственности осуществляют специально уполномоченные на то государственные органы и инспекции в соответствии с федеральными законами.

К таким органам относятся:

- Федеральная инспекция труда;
- Государственная экспертиза условий труда Федеральная служба по труду и занятости населения (Минтруда России Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Госгортехнадзор, Госэнергонадзор, Госатомнадзор России)).
- Федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека (Госсанэпиднадзор России) и др.

Так же в стране функционирует Единая государственная система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (РСЧС), положение о которой утверждено Постановлением Правительства Российской Федерации,

в соответствии с которым, система объединяет органы управления, силы и средства.

8.3.2. Эргономические мероприятия обеспечения безопасности

8.3.2.1 Эргономические требования к рабочему месту

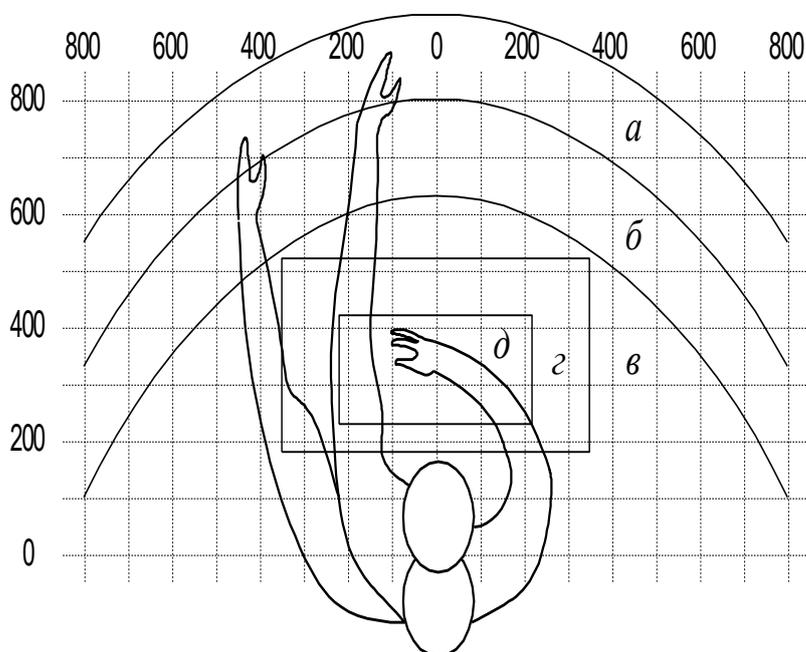


Рисунок 21 – Эргономические требования

Оптимальное размещение предметов труда и документации в зонах досягаемости согласно [25]:

- дисплей размещается в зоне «а» (в центре);
- системный блок размещается в предусмотренной нише стола;
- клавиатура – в зоне «г/д»;
- «мышь» – в зоне «в» справа;
- документация, необходимая при работе – в зоне легкой досягаемости ладони – «б», а в выдвижных ящиках стола – редко используемая литература.

8.3.2.2 Окраска и коэффициенты отражения

В зависимости от ориентации окон рекомендуется следующая окраска стен и пола:

- окна ориентированы на юг – стены зеленовато–голубого или светло–голубого цвета, пол – зеленый;

– окна ориентированы на север – стены светло–оранжевого или оранжево–желтого цвета, пол – красновато–оранжевый;

– окна ориентированы на восток – стены желто–зеленого цвета, пол зеленый или красновато–оранжевый;

– окна ориентированы на запад – стены желто–зеленого или голубовато–зеленого цвета, пол зеленый или красновато–оранжевый.

В помещениях, где находится компьютер, необходимо обеспечить следующие величины коэффициента отражения для потолка 60–70, для стен 40–50, для пола около 30.

8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

8.4.1. Пожарная безопасность

Пожарную безопасность можно обеспечить мерами пожарной профилактики, а также активной пожарной защиты. Пожарная профилактика включает в себя комплекс мероприятий, направленных на предупреждение пожара или уменьшение его последствий. Активная пожарная защита включает меры, обеспечивающие успешное противодействие пожарам или взрывоопасной ситуации.

Возникновение пожара в помещении, где установлено дорогостоящее оборудование, приводит к большим материальным потерям и возникновению чрезвычайной ситуации. Возникновение чрезвычайной ситуации может привести к частичной потере информации, связанной с большими трудностями восстановления всей информации в полном объеме, либо к необратимой утрате важной информации.

Согласно нормам технологического проектирования [8], помещение в котором осуществлялась разработка системы стабилизации, относится к категории В (пожароопасные).

Основные причины возникновения возгораний:

- нарушение правил эксплуатации электрического оборудования, эксплуатация его в неисправном состоянии;

- перегрузка электрических сетей;
- применение неисправных электроприборов, электропроводки и устройств, дающих искрение, замыкание и т. п.;
- курение в неустановленных местах.

Для исключения возникновения пожара необходимо:

- вовремя выявлять и устранять неисправности;
- не использовать открытые обогревательные приборы, приборы кустарного производства в помещении лаборатории;
- определить порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму, а также назначить ответственного за их проведения.

При возникновении пожара необходимо отключить сеть питания, вызвать пожарную команду, произвести эвакуацию и приступить к ликвидации пожара первичными средствами пожаротушения.

Для тушения пожаров в помещении необходимо установить углекислотный огнетушитель типа ОУ-5.

Покидать помещение согласно плану эвакуации.

8.5. Взрывобезопасность

В связи с тем, что установка комплексной подготовки газа, является взрывоопасной, то необходимо рассмотреть взрывобезопасность. Взрывоопасными являются резервуары, отстойники и трубопроводы, перекачивающие газ, места соединений с исполнительными механизмами. В первую очередь необходимо распределительный шкаф автоматики вынести за блок бокс ГРС.

Для предотвращения образования взрывоопасной среды и обеспечение в воздухе производственных помещений содержания взрывоопасных веществ применялось герметичное производственное оборудование, вмонтированы системы рабочей и аварийной вентиляции, установлен отвод, удаление

взрывоопасной среды и веществ, способных привести к ее образованию в соответствии с ГОСТ 12.1.010-76 – Взрывобезопасность [9].

Установлены дополнительно датчики загазованности, для контроля состава воздушной среды.

Заключение

В ходе выполнения работы были рассмотрены газораспределительные станции. Было дано обоснование реконструкции и модернизации газораспределительной станции ЮМЗ. Описаны недостатки существующих систем, после чего было составлено техническое задание для автоматизированной системы управления ГРС. При разработке автоматизированной системы был произведен анализ датчиков и контроллеров на их основе был произведен выбор комплекса аппаратно-технических средств. Для монтажа КИПиА была реализована схема внешних проводок. Разработаны алгоритмы, проверена система на работоспособность. Построен график переходного процесса, который показал устойчивость системы и статическую ошибку равную нулю, при этом при введении возмущающего воздействия, система с ним справляется.

Также для реконструкции были произведены подробные расчеты трубопровода, произведен расчет толщины стенки трубопровода, проверка прочности и устойчивости трубопровода, гидравлический расчет газопровода.

Была предложена модернизация узла редуцирования газа, которая показывает наибольшую эффективность и экономичность.

В разделе финансовой части составлена структура работ по выполнению разработки, детально посчитан бюджет проекта. Оценена конкурентно способность проекта, а также определена ресурсоэффективность, финансовая и экономическая эффективность.

В разделе социальная ответственность были рассмотрены воздействия опасных и вредных факторов при работе в диспетчерской на оператора АСУ ТП. Рассмотрены нормирования показателей микроклимата, шума, освещенности. Дополнительных средств индивидуальной защиты не требуется. Была рассмотрена электробезопасность, указаны потенциальные источники поражения электрическим током. Были описаны эргономические

требования к рабочему месту оператора АСУ ТП. Подробно рассмотрели ЧС – пожаробезопасность и взрывобезопасность. Описаны потенциальные источники возгорания и взрыва, а также меры безопасности.

Список литературы

1. Данилов, А. А. Автоматизированные газораспределительные станции / А. А. Данилов. – СПб: Хим- издат, 2004. – 544 с.
2. Медведева О. Н., Жмуров А. В., Поляков А. С. Обоснование схем редуцирования газа на газораспределительных станциях / О. Н. Медведева, А. В. Жмуров, А. С. Поляков. – Воронеж: Воронежский государственный технический университет, 2014. – 39–44 с.
3. Полетто, А. Надежные регуляторы давления для надежных газораспределительных сетей [Электронный ресурс] / А. Полетто // Ассоциация газовых хозяйств Сибири и Дальнего Востока «Сибдальвостокгаз». Режим доступа: <http://www.sibgazovik.ru/news/field/2011-12-17>.
4. Пат. на изобретение RU 2 285 197 С1. Блок редуцирования газа / Валиев А. Х., Веркевич В. И., Сегеда В. П. – Опубл. 10.10.2006, бюл. № 28.
5. Зубков, С. В. Технология бесперебойной подачи газа потребителю с применением регулятора-монитора прямоточной конструкции РДП [Электронный ресурс] / С. В. Зубков // Ассоциация газовых хозяйств Сибири и Дальнего Востока «Сибдальвостокгаз». – Режим доступа: <http://www.sibgazovik.ru/news/association/2011-08-09>.
6. Промышленное газовое оборудование: справочник. – Саратов: Газовик, 2013. – 1280 с.
7. ВРД 39-1.8-022-2001 Номенклатурный перечень газораспределительных станций.
8. Учебно-методическое пособие для профессиональной переподготовки, повышения квалификации и освоения смежной профессии рабочих по профессии «Трубопроводчик линейный» – Томск, 2015. – 71 с.

9. Регуляторы давления FL. Руководство по монтажу, наладке, эксплуатации и техническому обслуживанию 0014EN-FL-IM. – Ред. 04 от 11.2012. – 57 с.
10. Pietro Fiorentini: официал. сайт [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.fiorentini.com>.
11. True, W. R. Worldwide Gas Processing Continues to Expend, Shift Balance / W. R. True // Oil&Gas J. – 1999. – P. 41–46
12. С.А.Горелов «Машины и оборудование для сооружения газонефтепроводов». Уч.пособие. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000.
13. СТО Газпром 2-2.3-231-2008 «Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром», введенные в действие Распоряжением ОАО «Газпром» от 04.04.08 № 80 с 22.09.08г.
14. СП 33.13330.2012 Расчет на прочность стальных трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 2.04.12-86
15. Медведева, О.Н. Разработка технических решений по борьбе с гидратообразованием в системах газоснабжения / О.Н. Медведева, А.С. Поляков // Математические методы в технике и технологиях: материалы XXV Междунар. НК. – Саратов: СГТУ, 2012. – С. 115-116.
16. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве».
17. СТО Газпром 2-2.1-131-2007. инструкция по применению стальных труб на объектах ОАО «Газпром»
18. СТО «Газпром» 14-2005 «Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром»
19. СНиП 3.01.04 – 87 «Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения»
20. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования»

21. ППБ 01-03 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации»
22. ВППБ 01-04-98 «Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности».
23. ВРД 39-1.10-069-2002 «Положение по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов»
24. СНиП 2.04.08-87* «Газоснабжение»
25. Дубовцев В. А. Безопасность жизнедеятельности. / В. А. Дубовцев. Учеб. пособие для дипломников Киров изд. КирПИ, 1992. – 115 с.
26. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
27. ГОСТ 12.1.005-88 «Нормативные содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны».
28. СН 2.2.4/2.1.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий.
29. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
30. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
31. ГН 2.1.6.695-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.
32. ПУЭ и ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».
33. Осипова Н. А. Техногенные системы и экологический риск. Учебное пособие. Ч.1. / Н. А. Осипова. Томск: Издательство ТПУ, 2004. – 110с.
34. Красных Б. А., Мартынюк В. Ф., Сергиенко Т. С., Сорокин А. А., Феоктистов А. А. Анализ аварий и несчастных случаев на объектах газового надзора. / Б. А. Красных., В. Ф. Мартынюк., Т. С. Сергиенко., А. А.Сорокин., А. А. Феоктистов. М.: ООО «Анализ опасностей». - 2003. – 320 с.

35. Прусенко Б. Е., Мартынюка В. Ф. Анализ аварий и несчастных случаев на трубопроводном транспорте России: учеб. пособие для вузов/ Б. Е. Прусенко, В. Ф. Мартынюка. М.: Анализ опасностей, 2003. - 351 с

36. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пос. для вузов //П. П. Кукин, В.Л. Лапшин, Е. А. Подгорных и др. – М.: Высш. шк. 1999. – 318 с

37. Ильин А.М., Антипов В.Н. Безопасность труда на открытых горных работах. – М.: Недра, 1995. – 265 с.

38. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны ГН 2.2.5.1313-03

39. СТО Газпром 2-1.19-217-2008 Методические указания по организации и проведению производственно-экологического мониторинга линейной части магистральных газопроводов

40. Постановление Правительства РФ от 11.03.1999 N 279 (ред. от 24.05.2000) "Об утверждении Положения о расследовании и учете несчастных случаев на производстве"

41. Приказ Минздравсоцразвития России от 01.06.2009 N 290н (ред. от 12.01.2015) "Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты" (Зарегистрировано в Минюсте России 10.09.2009 N 14742)

Список публикаций студента

1. Nikolaenko S.N., Dyundik A.S. Safety of gas pipelines and the problem of environmental protection // Journal of Economics and Social Sciences. – 2017. – № 9; URL: jess.esrae.ru/58-213 (дата обращения: 02.06.2017).

Приложение А

Abstract

The final qualifying work contains 47 pages, 13 figures, 12 tables, 23 sources, 1 appendix.

Keywords: RECONSTRUCTION, MODERNIZATION, TECHNICAL RE-EQUIPMENT, RESOURCE EFFICIENCY, GAS DISTRIBUTION STATION

The object of the study is the gas distribution station after reconstruction and technical re-equipment

The purpose of this work is to increase the efficiency of gas distribution stations through the reconstruction and technical re-equipment

In the course of the study, the following activities were conducted:

Research of the technical condition of the gas distribution system, checking the technical condition of the equipment, ways to increase the reliability of gas supply to the consumer, achieving high technical and economic performance through automated maintenance of the most rational operating mode of technological equipment, measures to ensure environmental safety of production, ways to reduce labor costs for maintenance and repair.

The research outcomes are as follows:

The description of the project and the justification for the reconstruction and technical re-equipment of the facility have been performed, remarks to the equipment process were made, the estimated part for the laying of the pipeline-branch within the reconstruction framework. Special emphasis was placed on insufficient efficiency of the existing gas reduction schemes for gas distribution stations and the necessity of developing theoretical provisions and technical solutions for improving GDS efficiency. The analysis of technical and economic performance indicators made it possible to develop a plan of measures to ensure environmental safety.

Theoretical and practical significance of the work

Carrying out the reconstruction and technical re-equipment provides safety and reliability of uninterrupted gas supply to the consumer; while the introduction of modern automation systems makes it possible to raise operation reliability of the process equipment due to revealing pre-emergency situations and timely stopping of technological processes thus minimizing potential economic losses.

Application area:

Modernization, reconstruction and technical re-equipment of gas transportation facilities.

Introduction

To ensure safety and reliability of pipeline systems, there is a need for special technical programs for diagnostics, modernization, reconstruction and technical re-equipment of gas transportation facilities.

A large number of GDS (more than 56%) has been in operation for more than 20 years; however, they have not met the requirements for such facilities in terms of industrial safety, labor protection, ecology, process automation, energy efficiency. Such stations require additional measures from operating organizations and supervisory authorities because of the growing likelihood of equipment failures, emergencies and, as a consequence, inadequate fulfillment of contractual obligations to consumers for the uninterrupted supply of gas.

The introduction of modern automation systems makes it possible to improve the reliability of operation of technological equipment by means of identification of pre-emergency situations and the timely shutdown of technological processes with the minimization of economic losses.

Thus, during the GDS reconstruction, the following objectives should be achieved:

- bringing the GDS technical state to the level that fully meets modern requirements for industrial safety;
- increasing the reliability of gas supply to the consumer;
- achievement of high technical and economic performance due to automated maintenance of the most rational technological equipment operating mode;
- ensuring environmental safety of production;
- reduction of labor costs for GDS maintenance and repair.

1. Gas distribution station purpose and general requirements

Gas distribution stations (hereinafter - GDS) are designed to supply gas from main gas pipelines to industrial, public utilities and settlements of large cities, small and medium-sized settlements, and gas compressor stations (for own needs). GDS provides:

- gas purification from mechanical impurities and condensate;
- gas heating;
- reduction to a given pressure and its constant maintenance with a certain accuracy;
- measurement of gas flow with a long-term recording;
- gas odorizing of proportionally to its consumption before delivery to the consumer [1].

2. 1. Classification of gas distribution stations by performance

Depending on the performance, performance, the number of output manifolds, gas distribution stations are conventionally divided into three large groups, namely:

- small;
- medium;
- high capacity.

Low-capacity stations (1,000 - 50,000 m³/h) include several types of automatic gas distribution stations manufactured by different plants; in this case, all technological equipment is located in several metal cabinets.

Medium capacity stations (50,000-160,000 m³/h) include block-complete GRS, with one or two output lines to consumers; in this case, part of the process equipment is located in the block-boxes, and the other part - in the open area (cleaning units, odorizing, heaters). The block-box contains regulating equipment, instrumentation, automation, and block heating.

High productivity stations (from 160,000 to 1,000,000 m³/h and more) are constructed on the basis of individual projects, usually GDS and control distribution units, supplying or distributing gas for large industrial enterprises and districts.

Despite such a variety of types of gas distribution stations, the structural diagram of the gas distribution system with one gas consumer can be reduced to the scheme shown in Figure 1:

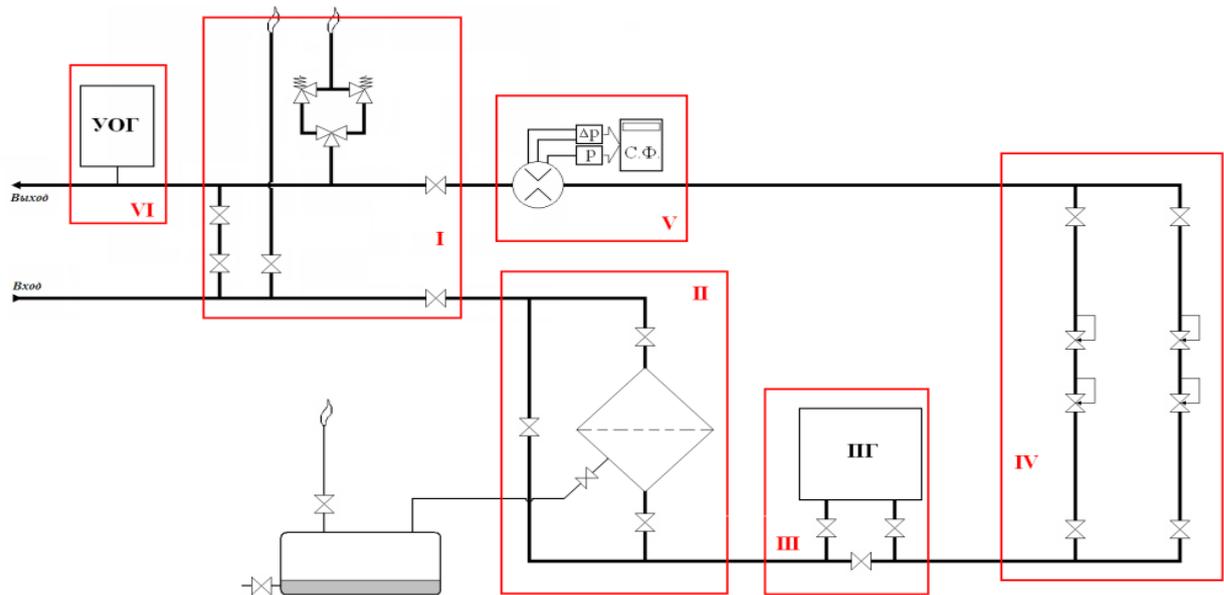


Figure 1: GDS structural diagram

At present, the task of developing a new gas distribution system that meets modern requirements remains urgent. The GDS should be:

- automated and provided with modern equipment and reliable communication and telemechanics;
- reliable, durable in operation and environmentally friendly;
- block or with integrated interchangeable units, manufactured in the factory;
- equipped with devices for automatic removal of condensate in collection tanks.

All GDS equipment should be located indoors with the temperature necessary for normal instrumentation operation.

The development of new scientific and technical documentation for the block GDS construction, installation and operation is carried out by leading enterprises and organizations in Russia which have extensive experience in designing technological equipment for gas distribution systems, among them Gazification (Moscow), Saratovgazpriboravtomatika (Saratov), Uromgaz (Ekaterinburg), SPE Aviagaz-Soyuz + (Kazan) and others.

2. Justification for the reconstruction of the gas distribution system

2.1 Description of the reconstruction project of Yurga GDS.

Gas supply to the consumers in the city of Yurga and the municipal sector is carried out through GDS of Yurga Machine Building Plant and the GDS in the village of Gazovik.

The GDS of Yurga Machine Building Plant includes three GDS types: automatic gas distribution station (AGDS) AGRS-10 - 2 units and Energia-1 AGDS - 1 unit, respectively, with a total design capacity of Q_{max} of 45,000 m³/hour. The years of commissioning were 1981, 1986, 1991, respectively.

Table 2. Analysis of existing AGDS in Yurga

AGDS name	Year of commissioning	Manufacturing plant	Year of manufacture	Statutory service life, years
AGDS-10	1981	Podzemgaz Angren Station (Uzbekistan)	1978	15
AGDS-10	1986	Podzemgaz Angren Station (Uzbekistan)	1978	15
Energia-1 AGDS	1991	OAO GazPromMash, Saratov	1990	15

The statutory service life of two GDS-10 and one Energia-1 GDS is 15 years, therefore, the stations exceed the period guaranteed by the requirements for reliable operation of communications and technological equipment.

The gas distribution station of Yurga Machine Building Plant provides natural gas to Yurmash LLC, Talsky State Farm, and TechnoNIKOL-Siberia Plant LLC.

The period of initial operation of the gas distribution station of Yurga Machine Building Plant stretched for five years or more due to slow development of gas consumers' networks. As a result, the plant equipment did not operate properly and required considerable labor and attention from the operating personnel.

After several years of operation, when Yurga Machine Building Plant GDS reached its design conditions and started to work with overloads, it became necessary to consider which node or station block requires replacement or additional parallel connection of equipment in order to reduce capital costs.

Due to the fact that in recent decades the territorial boundaries of regions, districts, in particular, the city of Yurga, have changed, Yurga Machine Building Plant GDS and the gas distribution station in the village of Gazovik were transferred to the city area.

Due to the location of the Yurga Machine Building Plant GDS and the Tashkent-2 GDS in the city boundary, it is not possible to obtain a positive expert conclusion concerning the project documentation for the overhaul or reconstruction of the gas distribution system.

In addition, the requirements for reliability, safety and environmental protection are constantly changing and increasingly tightening due to GDS operation.

In order to ensure uninterrupted gas supply to consumers, it is necessary to replace the technological equipment of gas distribution stations and modernize them in compliance with the requirements of Gazprom regulatory documents.

It is noteworthy that the GDS reconstruction in Yurga is topical for OOO Gazprom Transgaz Tomsk. Obviously, gas distribution stations reconstruction

and re-equipment makes it possible to meet all requirements and norms declared by state authorities, which finally resulted in a governmental decision to build a gas distribution station outside the city with the projected working capacity of 50,000 Nm³/hour.

In order to significantly reduce the metal capacity of the main gas pipelines and the ability to supply gas to remote settlements, gas pressure is often increased. However, in this case, when the pressure is reduced to the value adopted in the distribution gas pipelines (0.3-1.2 MPa), the degree of pressure difference increases.

In this case, hydrocarbon gases hydrate development causes the greatest difficulties. To prevent hydrate development, the following methods are currently used:

- gas heating;
- reduction of gas pressure in the gas pipeline below the equilibrium pressure of hydrate development;
- use of inhibitors;
- warming up the regulator, etc.

Unfortunately, all of the above-mentioned methods of fighting hydrate development are not so practical and convenient to use; besides they increase the operation cost of the system. In this paper, it is proposed to change the existing scheme for reducing the gas pressure on the GDS (from 8 ÷ 10 MPa to 1.2 MPa), using a pressure regulator with an integrated heat generator. The essence of the proposed solution is as follows: if two reduction stages are used to reduce the pressure, it is suggested using two stages of gas heating, that is, the gas is heated, reduced, re-heated and reduced again. It is proposed to use a regulator with a heat generator in the first stage, and since it is not necessary to heat the gas before it, heat exchangers with associated piping and fittings can be excluded from the circuit.

In this case, gas heating takes place only after the second reduction stage, when pressure regulators are installed, which ensure a reduction error of 1%. The heat generator is heated to a temperature of 40 ÷ 50 degrees Celsius, which is

sufficient to prevent the shutoff and control valves from freezing. The proposed modernization of the scheme makes it possible to save up to a million rubles.

GDS increase in efficiency by upgrading gas reduction unit.

Over the past few years, due to the increasing gasification rates and the active implementation of the programs of gas networks reconstruction and modernization, the concept of uninterrupted gas supply to the consumer is becoming particularly relevant. On the one hand, this is due to significant financial, time and labor costs for the provisional gas launches due to the accident at the head gas regulating station. On the other hand, gas supply systems of industrial enterprises imply uninterrupted gas supply for their technological processes. Here, we consider the principle of safe reduction at the gas distribution station (GDS), which at this stage of development of the gas equipment production technology allows producing reliable pressure regulators with the function of reducing and regulating the pressure at various levels of technology. Functional schemes of gas reduction, for example in [1-3], presented in most works, are mainly theoretical and incomplete, since they reflect, to a greater extent, the possible operating principle, not including it in the overall reduction system.

4. 1. Comparative analysis of gas reduction schemes.

In the case of single-stage gas reduction (pressure reduction from 5 to 1.2 MPa), it is recommended to use a monitor (regulator-monitor) circuit [4] (Fig. 1). The regulator-monitor is an emergency controller that starts to work instead of a working regulator if, for some reason, the latter allows increasing the output pressure to a value predetermined for the monitor's operation [4]. According to the scheme shown in Fig. 1, the working regulator performs gas reduction (pressure reduction from the input to the preset one), and the monitor regulator monitors the operation of the operating regulator (monitors the output pressure parameters). At the same time, the regulator monitor is in the fully open state. If the operating regulator fails,

the regulator monitor either starts to perform a regulating function, or completely closes, stopping the gas supply.

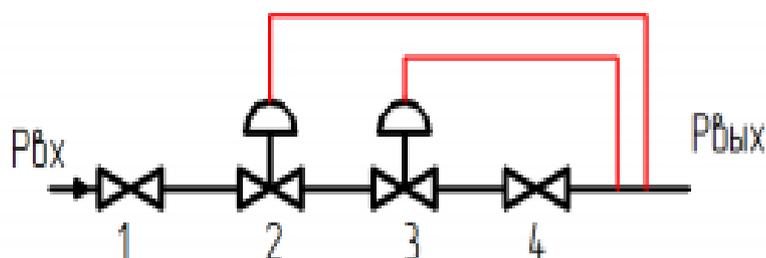


Fig. 4.1. Fig. 1. Diagram regulator-monitor for gas reduction, where P(input) is input pressure; P(output) - output pressure; 1, 4 - stop valves; 2 - regulator-monitor; 3 - working (main) regulator.

According to [5], the reduction unit consists of two reduction lines: working and reserve, both lines having the same equipment. For the monitor circuit, there is a series-mounted input pneumatic or electric drive crane, a regulator monitor, an operating regulator and an output stopcock with manual or drive control. By the above description we obtain the following scheme (Figure 4. 2):

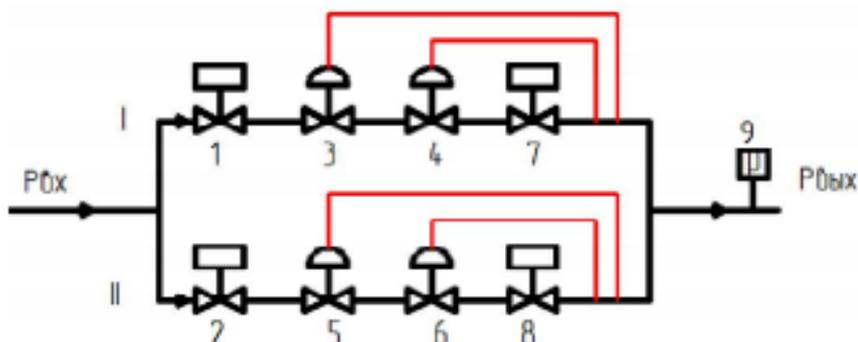


Fig. 4. 2. Gas reduction scheme monitor with pneumatically controlled valves, where I is the main reduction line; II - reserve reduction line; 1, 2, 7, 8 - stop valves (pneumatic drive); 3, 5 - the regulator-monitor; 4, 6 - working (main) regulator; 9 - pressure sensor.

According to this scheme, the gas reduction is carried out according to the following algorithm: in regular conditions, the gas passes through the main line I, while the stop valve 1, 7 is open, the shut-off valves 2, 8 are closed, the regulator-

monitor 3 is open and controls the gas outlet pressure, the regulator 4 carries out the reduction Gas. Regulator 6 and regulator-monitor 5 are in the disconnected state (shut-off valves 2, 8 are closed). In the event of failure of regulator 4, the pressure in the outlet manifold begins to increase, when the pressure of the regulator-monitor 3 is reached, it starts to act as a pressure regulator. If the controller 4 fails, the position of the stop valve remains unchanged. In the event of the failure of the monitor 3, when the control function is in operation (regulator 4 is defective), the pressure in the output manifold begins to increase, and the pressure sensor transmits pressure changes to the automatic control system (ACS) of the automated gas distribution station (AGDS).

The ACS generates a signal for the operation of the pneumatic valves: the shut-off valve 1, 7 is closed, after the signal of complete closing 1, 7, a signal is given to open the shut-off valves 2, 8. The AGDS switches to the reduction along the reserve line II. The operation of the backup line is similar to that of the main line. In the event of a failure of regulator 6 and regulator-monitor 5, the ACS generates an “accident” signal, the shut-off valves 2, 8 are closed, and the gas flow stops. The scheme described above has a number of disadvantages: a complex process of transition to a backup line, requiring a high level of automation of the GDS; besides, it also requires the use of a high-speed (closing speed of not more than 3 seconds) pneumatic actuators, which on average are four times more expensive than manual (for DN50-200 diameters). For pneumatic actuators, the impulse gas preparation unit is required [6] (the pneumatic actuator operates with the help of pulsed gas), which also increases capital investments. There is another monitoring scheme for reducing gas without the use of pneumatically controlled valves (Figure 3):

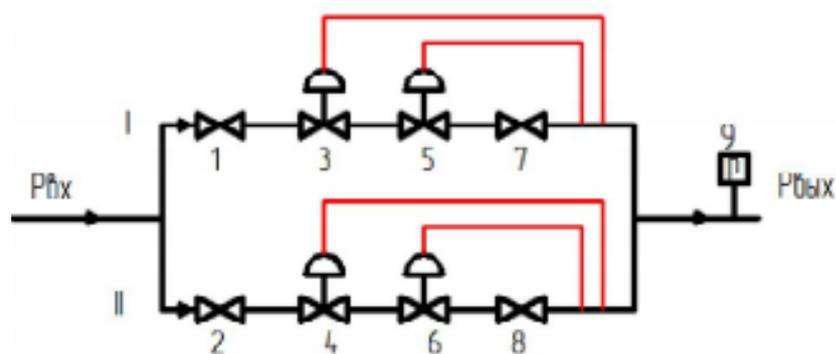


Fig. 3. Gas reduction scheme monitored with manually controlled shut-off valves, where I is the main reduction line; II - reserve reduction line; 1, 2, 7, 8 - manually controlled shut-off valves; 3 - the regulator-monitor; 5, 6 - working (main) regulator; 9 - pressure sensor.

In comparison with the scheme in Fig. 2, the circuit in Fig. 3 shows a significant advantage: when using the same type of regulating equipment, it turns out to be much cheaper due to the use of manually operated stop valves. Besides, switching from the main to the backup reduction line does not involve automation, which also reduces the cost. For the reduction node, according to the scheme in Fig. 3, the impulse gas preparation unit is not required, which, in turn, reduces capital investment. However, this scheme has a significant disadvantage since it uses four pressure regulators (two regulators and two monitor regulators), and essentially only two regulators perform their direct function (gas reduction function), while the other two perform a protective function. Thus, theoretical operating life of the reduction node is halved, which leads to an increase in operating costs.

Consider a circuit with a backup line (Figure 5).

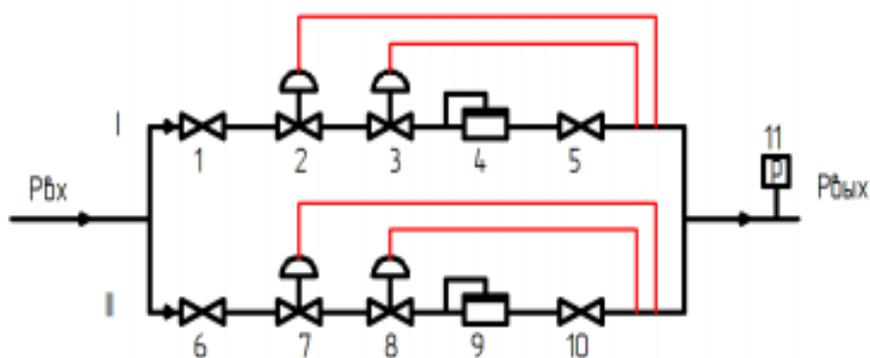


Fig. 5. Reduction scheme for gas monitoring with a bullpen for GDS, where I is the main reduction line; II - reserve reduction line; 1, 5, 6, 10 - manually controlled shut-off valves; 2, 7 - the regulator-monitor; 3, 8 - the regulator; 4, 9 - safety shut-off valve.

In the nominal mode, the gas regulator is regulated by regulator 3, the stop valves 1, 5, 6, 10 are open, the safety shut-off valve 4, 9 is open, the regulator 8 is closed, and monitors 2, 7 are open. The transition from the main line I to the reserve line II occurs in the autonomous mode after the closure of the safety shut-off valve 4 (regulator 8 is set to depressurize, and after the closing of the safety shut-off valve 4, the pressure in the output collector drops). The principle of operation of the backup line is similar to the principle of operation of the main line. From the analysis of technical and patent literature, as well as the GDS in service, this scheme with the proposed description was not previously described and was not used. This scheme, but with a different algorithm of operation, was used on Kotangli 15 AGDS, while the tests revealed the inoperability of the reduction node, and it was redone.

In the algorithm of operation of the proposed scheme on Kotangli 15 AGDS it was described that regulator 8 (figure 5) should operate on exceeding pressure, but after closing of the storage 4 pressure in the output collector drops, i.e. transition in automatic mode by this algorithm was impossible. However, this scheme is likely to have certain weak points: the safety shut-off valve for pressure up to 6.3 MPa has large overall dimensions, and over the years of operation at pressures of up to 6.3 MPa, they proved their technical incapacity (there were incidents connected with their failure and, as a consequence, a number of emergency situations on the GDS). But these are regarded as design flaws, which were eliminated by manufacturers, changing the operating principle from mechanical to drive (for example, valves produced by ATEK Research and Production Company); unfortunately, their cost increased significantly, and the scheme immediately lost its economic feasibility.

The comparative economic analysis shows greater profitability of the scheme presented in Fig. 1. The main disadvantage here is a large spread of pressure values,

depending on which regulator is reducing the gas. The calculations of the circuit operation in Fig. 5 with the pressure regulators approved by the MOPO (manufactured by OOO Gazpriboravtomatika), often used on gas distribution stations [4, 5, 9] showed that the accuracy of the outlet pressure control is $P \pm 13\%$, with an allowable $\pm 5\%$. Hence the conclusion follows that it is inadmissible to apply this scheme to the MOPO regulators. Using FL high-precision regulators manufactured by Tartarini (Italy) with a built-in safety shut-off valve (accuracy of the regulator $\pm 1\%$, accuracy of the operation of the control unit $\pm 2.5\%$ [7]), it is possible to obtain an average value of the outlet pressure $P \pm 9\%$, which is also unacceptable.

The proposed scheme for the modernization of the reduction node

As the analysis showed, in all previously considered schemes, the same pressure regulators were used as the operating regulator and as the monitor regulator in their design and operation principle, since absolutely identical technical characteristics are necessary for the monitor circuit to work. Therefore, we propose to introduce different regulators in the previously proposed scheme (Figure 5): as a working regulator, a regulator which, when damaged, turns out to be normally open, and as a monitor, a regulator which, when damaged, turns out to be normally closed. Thus, the regulator-monitor performs two functions: the function of the regulator and the function of the safety shut-off valve. We obtain the following scheme (Figure 6):

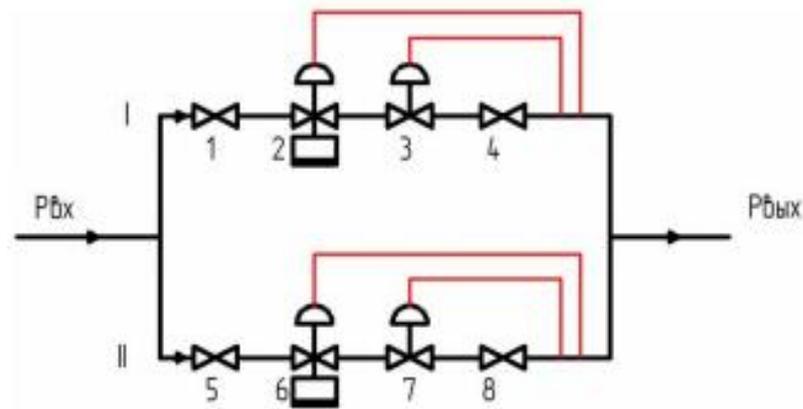


Fig. 6. Gas reduction scheme monitored with regulators normally open and monitors normally closed, where I is the main reduction line; II - reserve reduction line; 1, 4, 5, 8 - shut-off valves with manual control; 3, 7 - pressure regulator (in case of failure - normally open); 2, 6 - the regulator-monitor (at failure normally closed).

Earlier in the RF regulators with the same technical characteristics were normally open and normally closed there. In 2012, the pressure regulators Aperflux-851 and Reflux-819 manufactured by Pietro Fiorentini (Italy) were certified in Russia [8]. The testing of these regulators was conducted under the supervision of OAO Gipronigaz. Regulators Aperflux-851 and Reflux-819 are absolutely identical in their technical characteristics. The only difference is as follows:

- Aperflux-851 is a type of a fail open controller (in the event of an accident, it is open);
- Reflux-819 is a type of a fail close controller (in the event of an accident, it is closed). Therefore, we propose to use Aperflux-851 as the operating regulator in the circuit (see Fig. 6), and Reflux-819 as the regulator-monitor.

The operation of the reduction node according to the scheme in Fig. 6 is similar to that of Fig. 5, the only difference is that in the scheme of Fig. 6 if the regulator-monitor fails, the gas pipeline disconnects the regulator-monitor itself. Due to this, the most unreliable element is excluded from the reduction unit, which is the most metal-consuming element considerably reducing overall dimensions. For these regulators, there is another modification: in one case, two regulators are

combined simultaneously, that is, it is possible to combine the regulator and the monitor, thereby lowering the dimensions of the reducing node, thus making the cost of the combined regulator less than the cost of the two regulators used separately.

Conclusion

The purpose of this work was to analyze the reconstruction of the gas transmission system of the city of Yurga in Kemerovo region which have been successfully transporting natural gas for more than 30 years. In the course of the task implementation, the reconstruction and technical re-equipment was carried out, which was described in the reconstruction project. All deficiencies of the process equipment were revealed and eliminated, the estimated part for the laying of the pipe branch within the reconstruction framework and the gas distribution system equipment was selected and considered, which is the most relevant technical condition of the gas distribution system that allows to meet state-of-the-art requirements for industrial safety, increasing the reliability of gas supply to the consumer, high technical and economic performance indicators.

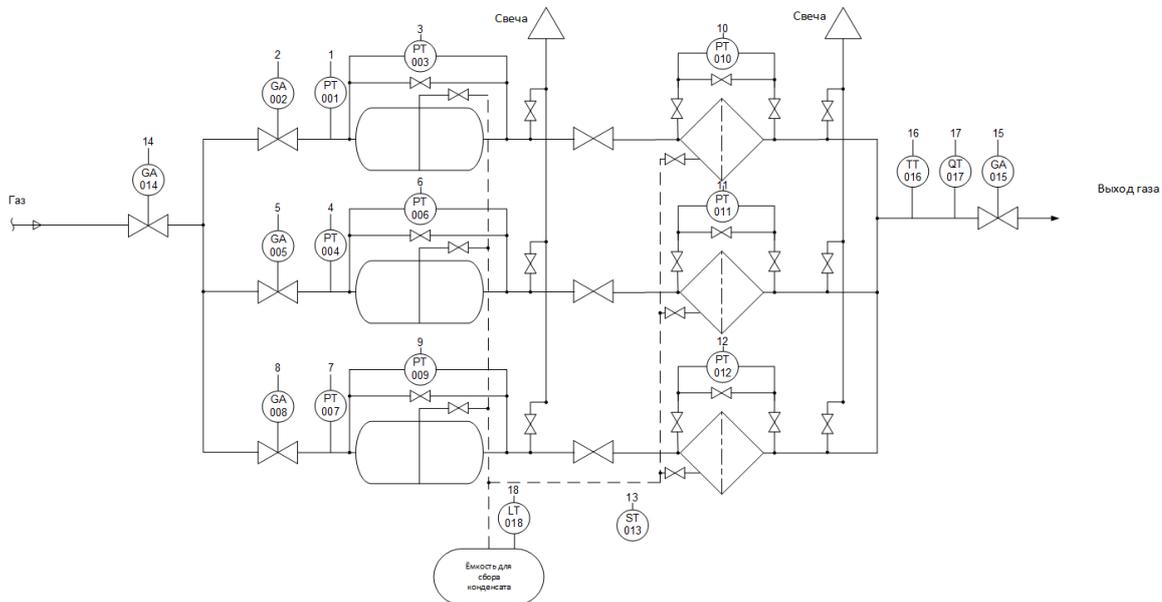
The modernization of gas reduction and heating unit and the replacement of the process equipment ensure the achievement of the goal of investigating the increase in efficiency of gas distribution stations. As a result of the conducted analysis, the insufficient efficiency of the existing gas reduction schemes for GDS was identified, the necessity of developing theoretical provisions and technical solutions to improve their effectiveness was substantiated. As part of the work, the topic of implementing safe reduction on the gas distribution system was discussed, which at this stage gas equipment production development makes it possible to use reliable pressure regulators with the function of reducing and regulating the pressure at various levels of technology, which is relevant from the point of view of utilizing the full potential of the equipment.

References

1. Danilov, A.A. Automated Gas Distribution Stations / A.A. Danilov. - St. Petersburg: Khim-izdat, 2004. - 544 p.
2. FL pressure regulators. Manual for installation, commissioning, operation and maintenance 0014EN-FL-IM. - Ed. 04 of Nov 2012. - 57 p.
3. Industrial gas equipment: reference book. - Saratov: Gas Engine, 2013. – 1280 p.
4. Invention patent RU 2 285 197 C1. Gas Reduction Unit / Valiev A.Kh., Verkevich V.I., Segeda V.P. - Printed Oct 10, 2006, bul. No. 28.
5. Pietro Fiorentini: Official website [Electronic resource]. - Access mode: <http://www.fiorentini.com>.
6. Poletto, A. Reliable pressure regulators for reliable gas distribution networks [Electronic resource] / A. Poletto // Association of gas farms of Siberia and the Far East (Sibdavostokgaz). - Access mode: <http://www.sibgazovik.ru/news/field/2011-12-17>.
7. STO Gazprom 2-3.5-051-2006. Norms of technological design of main gas pipelines. - Moscow: Gazprom, 2006. - 115 p.
8. True, W. R. Worldwide Gas Processing Continues to Expend, Shift Balance / W. R. True//Oil & Gas J. - 1999. - pp. 41-46.
9. Zubkov, S. V. Technology of uninterrupted gas supply to the consumer with the use of a regulator-monitor of a direct-flow BUCC design [Electronic resource] / S. Zubkov // Association of gas farms of Siberia and the Far East Sibdavostokgaz. - Access mode: <http://www.sibgazovik.ru/news/association/2011-08-09>.

Приложение Б

Функциональная схема автоматизации (обязательное)

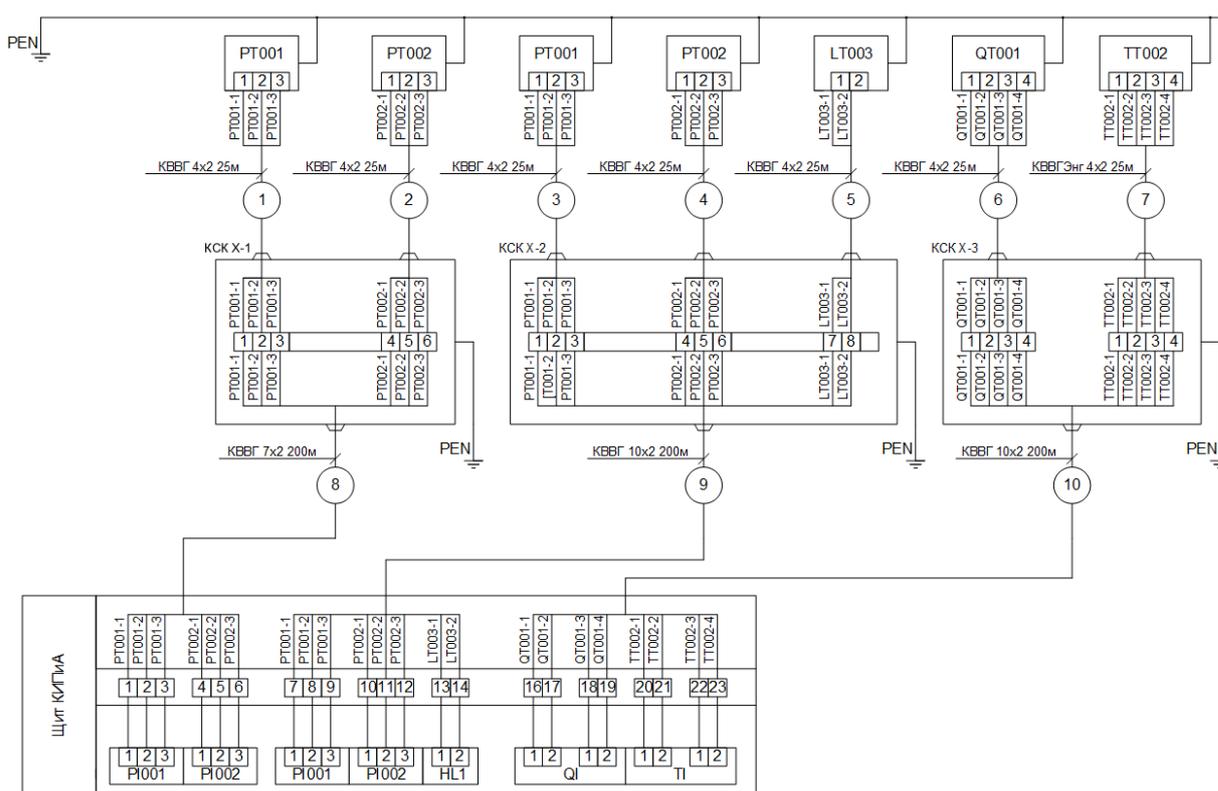


	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Приборы по месту	PC 001	GSA 002	PC 003	PC 004	GSA 005	PC 006	PC 007	GSA 008	PC 009	PC 010	PC 011	PC 012	SI 013	GSA 014	GSA 015	TC 016	QC 017	LA 018
Шкаф управления	PI 001		PI 003	PI 004		PI 006	PI 007		PI 009	PI 010	PI 011	PI 012	SI 013	HL		TI 016	QI 017	HL2
SCADA	Управление																	
	Измерение																	
	Сигнализация																	

Приложение В

Функциональная схема автоматизации (обязательное)

Наименование параметра	Избыточное давление		Дифференциальное давление		Уровень	Качество	Температура
	На входе сепаратора	На выходе сепаратора	Сепаратор	Фильтр	Емкость для сбора конденсата	Выходной трубопровод	
Место отбора импульса	PT001	PT002	PT001	PT002	LT001	QT001	TT002
Позиция	PT001	PT002	PT001	PT002	LT001	QT001	TT002



Приложение Г

Функциональная схема автоматизации (обязательное)

