TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Особенности эксплуатации газораспределительной станции «Урожай-10»

УДК 622.692.23-047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Федотов Д.А.		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И.О.зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

Томск – 2017 г.

Планируемые результаты обучения по программе бакалавриата

21.03.01 Нефтегазовое дело

Код результата	*Результат обучения (выпускник должен быть готов)*	*Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон*
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Р1	Приобретение *профессиональной эрудиции* и *широкого кругозора* в области *гуманитарных и естественных* наук и использование их в профессиональной деятельности	*Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (EAC-4.2a) (ABET-3A)*
Р2	Уметь анализировать *экологические последствия* профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение *безопасных условий труда*	*Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.*
Р3	Уметь *самостоятельно учиться* и непрерывно *повышать квалификацию* в течение всего периода профессиональной деятельности	*Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (ABET-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23*
Р4	Грамотно решать *профессиональные инженерные задачи* с использованием современных *образовательных и информационных технологий*	*Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (EAC-4.2d), (ABET3e)*
в области производственно-технологической деятельности		
Р5	Управлять *технологическими процессами*, эксплуатировать и обслуживать *оборудование нефтегазовых* объектов	*Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)*
Р6	внедрять в практическую деятельность *инновационные подходы* для достижения конкретных результатов	*Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)*
в области организационно-управленческой деятельности		
Р7	Эффективно работать *индивидуально и в коллективе* по *междисциплинарной* тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	*Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (EAC-4.2-h), (ABET-3d)*
Р8	Осуществлять *маркетинговые исследования* и участвовать в создании проектов, повышающих *эффективность использования ресурсов*	*Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)*
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые *данные для экспериментально-исследовательской деятельности* в нефтегазовой отрасли	*Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)*
Р10	*Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать* экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием *современных методов моделирования* и *компьютерных технологий*	*Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (ABET-3b)*
в области проектной деятельности		
Р11	Способность применять знания, современные методы и *программные средства проектирования* для *составления проектной и рабочей и технологической документации* объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	*Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (ABET-3c), (EAC-4.2-e)*

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
И.О. зав. кафедрой

_____ _____ Бурков П.В..

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3А	Федотову Дмитрию Алексеевичу

Тема работы:

«Особенности эксплуатации газораспределительной станции «Урожай-10»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	23.05.2017 г. №3578/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2017 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе *(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.).*	*Объект исследования – Газораспределительная станция* «Урожай-10» Александровского ЛПУМГ, *производительностью 10000 м^3/ч. Режим работы – непрерывный.* *Входное давление – 4,8 МПа, выходное давление – 0,6 МПа.* *Газораспределительная станция является опасным производственным объектом.* *Вид перекачиваемого продукта – природный газ.*

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов *(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).*	Задача исследования: на примере ГРС «Урожай-10» Александровского ЛПУМГ рассмотреть особенности технологического процесса газораспределительной станции с внедренной системой автоматического управления. Рассмотреть основные сведения о газораспределительной станции, особенностях ее эксплуатации. Рассмотреть технологический процесс транспортирования углеводородов на ГРС. Произвести расчет характеристик оборудования, установленного на узле учета газа. Рассчитать и подобрать регулятор давления на линии редуцирования.
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*	-

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк В.Б.
«Социальная ответственность»	Грязнова Е.Н.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Федотов Д.А.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3А	Федотову Дмитрию Алексеевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	бакалавр	**Направление/специальность**	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих*	*В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.*
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*	*Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочникам Единых норм времени (ЕНВ) и др.*
3. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования*	*Ставка налога на прибыль 20 %;* *Страховые вносы 30%;* *Налог на добавленную стоимость 18%*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения*	*Расчет затрат и финансового результата реализации проекта*
2. *Планирование и формирование бюджета научных исследований*	*График выполнения работ*
3. *Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования*	*Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии*
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)***:**	
1. *Организационная структура управления* 2. *Линейный календарный график выполнения работ* 3. *Графики динамики и сравнения показателей*	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Федотов Дмитрий Алексеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3А	Федотову Дмитрию Алексеевичу

Институт	ИПР	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	Бакалавр	**Направление/специальность**	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектом исследования является газораспределительная станция «Урожай-10», расположенная в с. Александровское. Газораспределительная станция должна обеспечивать потребителей газом. Объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности, требующему особых условий эксплуатации. Область применения объекта исследования является газовая промышленность.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты).	**1. Производственная безопасность** 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: – отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне; – превышение уровней шума; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – работа с токсичными и вредными веществами; – необходимые средства защиты от вредных факторов. 1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: – Поражение электрическим током. Электрическая дуга и металлические искры при сварке; – оборудование и трубопроводы, работающие под давлением; – пожаробезопасность;
2.Экологическая безопасность – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	**2.Экологическая безопасность** – анализ воздействия объекта на атмосферу; – анализ воздействия объекта на; – анализ воздействия объекта на; – решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	**3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях** – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера – пожары и взрывы в зданиях, транспорте; – выбор наиболее типичной ЧС: - пожар; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	**4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности** – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Федотов Дмитрий Алексеевич		

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования бакалавриат
Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа
Период выполнения (осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи слушателем выполненной работы:	25.05.2017 г.

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
8.02.2017	*Введение*	*8*
20.02.2017	*Обзор литературы*	*8*
6.03.2017	*Газораспределительная станция «Урожай-10»*	*10*
3.04.2017	*Оборудование и основные узлы газораспределительной станции*	*9*
10.04.2017	*Эксплуатация газораспределительной станции*	*10*
20.04.2017	*Оперативные переключения*	*9*
4.05.2017	*Расчётная часть*	*10*
7.06.2017	*Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение*	*10*
5.06.2017	*Социальная ответственность*	*10*
20.05.2017	*Заключение*	*8*
25.05.2017	*Презентация*	*8*
	Итого	*100*

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

И.О. зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Определения

Автоматизированная система (АС): Комплекс аппаратных и программных средств, предназначенный для управления различными процессами в рамках технологического процесса.

Технологический процесс (ТП): Последовательность технологических операций, необходимых для выполнения определенного вида работ.

Устройство сужающее быстросменное (УСБ): устройство находящиеся в трубе, служит для вычисления объема газа за счет перепада давления.

Надежность: Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания.

Обозначения и сокращения

ГРС – газораспределительная станция;

САУ – система автоматизированного управления;

ЛПУМГ – линейно-производственное управление магистральных газопроводов;

МГ – магистральный газопровод;

ИТР – инженерно-технические работники;

СППК – сбросные пружинные предохранительные клапаны;

ПГ – подогреватель газа;

РД – регулятор давления;

УСБ – устройство сужающее быстросменное;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и аппаратура

СКЗ – станция катодной защиты;

УКВ – ультракороткие волны;

АСОГ – автоматизированная система одоризации газа;

РДМ – регулятора давления мембранный;

ПДК – Предельно допустимая концентрация;

НКПВ – Нижний концентрационный предел воспламенения.

Нормативные ссылки

ГОСТ 30319.0-96. Газ природный. Методы расчёта физических свойств.
ГОСТ 8.586.2 – 2005. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств.

ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.

ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума.

ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность.

ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность.

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

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

ГОСТ Р 51330.19 – 99 Электрооборудование взрывозащищенное.

ГОСТ 17.1.3.05-82 Охрана природы. Гидросфера.

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Классификация и общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.030-81 Межгосударственный стандарт "Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление".

ГОСТ 5264-80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные.

ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих.

ГОСТ 12.1.019-2009 Общие требования защиты.

ГОСТ 12.1.011-78 Смеси взрывоопасные

Реферат

Выпускная квалификационная работа 116 страницы, 16 рисунков, 21 таблиц, 49 источников.

Ключевые слова: газораспределительная станция, автоматизация, система автоматического управления, узел учёта газа, узел редуцирования, регулятор давления мембранный, сужающее устройство, расчет пропускной способности.

Объектом исследования является газораспределительная станция «Урожай-10» Александровского ЛПУМГ.

Цель работы – на примере газораспределительной станции «Урожай-10» Александровского ЛПУМГ рассмотреть особенности технологического процесса на газораспределительной станции с внедренной системой автоматического управления.

В процессе исследования проводились расчет характеристик оборудования, установленного на узле учета газа, расчет и подбор оборудования для узла редуцирования. Приведены сведения по охране труда и окружающей среды, приведено экономическое обоснование целесообразности установки САУ.

В ходе выполнения работы были рассмотрены основные сведения о ГРС, особенностях ее эксплуатации. Было выявлено, что внедрение современного оборудования и САУ повышает качество и безопасность технологического процесса, является экономически обоснованным.

Степень внедрения и область применения: в настоящее время большое количество газораспределительных станций продолжают работать с использованием старого оборудования, но работы в этом направлении ведутся интенсивно и ПАО «Газпром» постоянно вводит в эксплуатацию новые автоматизированные станции, а также проводит работы по реконструкции и перевооружению устаревших станций.

Abstract

Final qualifying work of 116 pages with 16 figures, 21 tables, 49 sources.

Key words: gas distribution station, automation, automatic control system, gas registration unit, reduction unit, membrane pressure regulator, narrowing device, calculation of throughput.

The object of the study is the gas distribution station "Urozhay-10" of the Aleksandrovsky LPMGM.

The purpose of the work is to consider the features of the technological process at the gas distribution station with the implemented automatic control system using the example of the gas distribution station "Urozhay-10" of the Aleksandrovsky LPMGM.

In the process of the study, the characteristics of the equipment installed at the gas metering unit were calculated, and the equipment for the reduction unit was calculated and selected. Information on labor and environmental protection is given, and the economic justification for the expediency of installing the automatic control system is given.

In the course of the work, the main information about the GDS, the features of its operation were considered. It was revealed that the introduction of modern equipment and automated control systems improves the quality and safety of the technological process, is economically justified.

Degree of implementation and scope: currently a large number of gas distribution stations continue to operate using old equipment, but work in this direction is being intensified and PJSC "Gazprom" constantly introduces new automated stations, as well as works on the reconstruction and re-equipment of obsolete stations .

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ 17
1. Обзор литературы 19
2. ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СТАНЦИЯ «УРОЖАЙ-10» 21
2.1 Понятие газораспределительной станции 21
2.2 Служба ГРС 21
2.3 Формы обслуживания ГРС 22
2.4 Технические характеристики и свойства перекачиваемых углеводородов 26
3. ОБОРУДОВАНИЕ И ОСНОВНЫЕ УЗЛЫ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ 31
3.1 Узел переключения 32
3.2 Узел очистки газа 32
3.3 Узел предотвращения гидратообразований 33
3.4 Узел редуцирования 35
3.5 Узел учета газа 36
3.6 Узел одоризации газа 40
3.7 Система автоматического управления газораспределительной станции и КИП 41
3.8 Вспомогательные системы 43
3.9 Территория ГРС 45
4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ 46
4.1 Прием в эксплуатацию 46
4.2 Эксплуатация ГРС 47
4.3 Особые условия эксплуатации 48
4.4 Описание технологического процесса на ГРС 49
4.5 Порядок контроля за герметичностью трубопроводов и оборудования ГРС, порядок обнаружения утечек 52
4.6 Порядок контроля технологического процесса 52
4.7 Техническое обслуживание и диагностика ГРС 53
4.8 Автоматизация технологического процесса 54
5. ОПЕРАТИВНЫЕ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ 55
5.1 Продувка ГРС перед пуском 55
5.2 Пуск ГРС в работу 56

5.3 Перевод ГРС на работу по обводной линии 57
5.4 Переход на резервную линию редуцирования 58
6. РАСЧЁТНАЯ ЧАСТЬ 59
6.1 Расчёт пропускной способности сужающего устройства на линии подачи газа 59
6.1.1 Расчёт геометрических параметров сужающего устройства и измерительного трубопровода в рабочих условиях 60
6.1.2 Расчет физических параметров измеряемой среды 62
6.1.3 Расчёт расхода среды 66
6.2 Расчет параметров регулятора давления 70
6.2.1 Расчёт величины K_V 71
6.2.2 Расчет условного диаметра и скорости потока 72
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ 75
7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проекта 75
7.2 Анализ конкурентных технических решений 76
7.3 Определение возможных альтернатив проекта 77
7.4 Расчет сметной стоимости работ произведем ресурсным методом. 78
7.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования 87
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ 93
8.1 Производственная безопасность. 93
8.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению 95
8.2.1 Отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне 95
8.2.2 Работа с токсичными и вредными веществами 96
8.2.3 Повышенный уровень шума 98
8.2.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны 99
8.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению 100
8.3.1 Поражение электрическим током 100
8.3.2 Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением 102
8.3.3 Пожаровзрывобезопасность 104
8.4 Экологическая безопасность 106

8.4.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу 106
8.4.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу 106
8.4.3 Анализ воздействия объекта на литосферу 107
8.4.4 Анализ воздействия на селитебную зону 107
8.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 108
8.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 109
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 112
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 113

ВВЕДЕНИЕ

Природный газ наряду с другими углеводородами в настоящее время является одним из основных источников энергии. Россия располагает самыми богатыми запасами природного газа в мире. На территории нашей страны сосредоточено по разным оценкам от 25 до 40% всех его запасов.

Природный газ является одним из наиболее востребованных российских товаров как на внешнем, так и на внутреннем рынке. Выручка от продажи природного является одним из основных источников наполнения бюджета нашего государства. Но передача газа потребителю возможна только после определенных манипуляций с ним, а именно – снижения его давления, дополнительной очистки и коммерческого учета, выполняемых для того, чтобы обеспечить надежную работу оборудования потребителей и соблюсти контрактные обязательства по поставкам газа. Все эти операции выполняются на газораспределительной станции.

Целью выполнения данной выпускной квалификационной работы являлось на примере газораспределительной станции «Урожай-10» рассмотреть особенности технологического процесса на газораспределительной станции с внедренной системой автоматического управления.

Поставленные задачи:

1. Рассмотреть основные сведения о газораспределительной станции, особенностях ее эксплуатации.
2. Рассмотреть технологический процесс транспортирования углеводородов на ГРС.
3. Произвести расчет характеристик оборудования, установленного на узле учета газа.

4. Рассчитать и подобрать регулятор давления на линии редуцирования.

Актуальность же работы связана с тем, что в настоящее время еще на достаточно большом количестве газораспределительных станций технологический процесс осуществляется с применением морально устаревшего оборудования. Перевооружение этих станций и внедрение в технологический процесс систем автоматического управления является важной задачей с точки зрения повышения качества технологического процесса, улучшения показателей его безопасности в силу повышения надежности оборудования и исключения влияния человеческого фактора.

1. Обзор литературы

Газотранспортная система является сложным технологическим объектом. По оптимизации систем газоснабжения выполнено значительное количество работ как в нашей стране, так и за рубежом. Обеспечение оптимальности функционирования разрабатываемых объектов и разрешение возникающих противоречий нашло отражение в трудах отечественных и зарубежных ученых: Д. Хедли, Л.А. Мелентьева, В.А. Смирнова, Д.Б. Баясанова, Е.И. Берхмана, А.А. Ионина, А.М. Левина и других.

Транспорт газа невозможен без газораспределительных станций**.** Газораспределительные станции являются конечным звеном в цепи транспорта газа. Они выполняют важную функцию, обеспечивая бесперебойную подачу газа потребителям.

Существует несколько классификаций ГРС. Рассмотрим основные из них:

- **По производительности**

В зависимости от этого показателя станции бывают малые, средние и большие. Их производительность составляет соответственно 1–50 тыс. $м^3$/ч., 50–160 тыс. $м^3$/ч. и свыше 160 тыс. $м^3$/ч.

- **По назначению**

ГРС могут быть предназначены для установки на ответвлении магистрального газопровода, для подготовки газа, добытого на промысле, и пр. Также существуют контрольно-распределительные пункты, которые необходимы для снабжения промышленных и сельскохозяйственных объектов, газорегуляторные пункты и газорегуляторные установки. ГРС на магистральных газопроводах могут понижать давление по одно-, двух- или трехступенчатой схеме.

– **По конструкции**

По данному признаку станции делят на три типа: индивидуального проектирования, блочно-комплектные и автоматические.

Остановимся подробнее на особенностях различных конструкций ГРС:

– **Станции индивидуального проектирования.**

Их разрабатывают специализированные проектные организации. Такие станции располагают вблизи крупных населенных пунктов. Они отличаются улучшенными условиями обслуживания и управления оборудованием.

– **Блочно-комплектные ГРС**

Использование станций такой конструкции позволяет существенно сократить сроки и затраты на строительство. Основой ГРС в этом случае является блок-бокс, который выполнен из трехслойных панелей. Он обладает высокой огнестойкостью и сравнительной легкостью конструкции. Кроме того, панели бокса хорошо защищают оборудование от низких температур (до –45 °С). БК-ГРС могут иметь одну или две выходные линии к потребителям.

– **Автоматические станции.**

Они состоят практически из тех же технологических узлов, что и ГРС предыдущих двух типов. На монтажной площадке они комплектуются дополнительным оборудованием и оградой. Главной особенностью данных станций является работа в автоматическом режиме без присутствия людей. Эти ГРС позволяют снижать давление природного, искусственного или попутного нефтяного газа с высоких значений (55 кгс/см^2) до низких (3–12 кгс/см^2). Также они обеспечивают поддержание данного параметра на постоянном уровне с точностью +/– 10 %.

2. ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СТАНЦИЯ «УРОЖАЙ-10»

2.1 Понятие газораспределительной станции

Газораспределительная станция – совокупность установок и технологического оборудования, предназначенная для снижения давления газа до необходимой величины и подачи его потребителям с постоянным давлением, необходимой степенью очистки и одоризации, измерения расхода газа.

Газораспределительные станции располагаются в конце магистрального газопровода, отвода от него. Газ, находящийся под высоким давлением и транспортируемый по магистральному газопроводу, не может быть подан потребителям в таком виде, так как газовое оборудование, используемое в быту и промышленности, рассчитано на давление, которое гораздо ниже того, при котором газ транспортируется по МГ. Для обеспечения надежной работы оборудования потребителей, подаваемый им газ обязан иметь необходимую степень очистки. Наконец, для обнаружения утечек газ одорируется – ему, посредством добавления в состав определенного количества специальных веществ, придается резкий специфический запах.

2.2 Служба ГРС

В целях обеспечения непрерывности и безопасности рабочего процесса и обслуживания станции эксплуатирующей организацией создается служба ГРС, входящая в состав ЛПУМГ. Общее руководство службой ГРС осуществляется начальником службы ГРС, а во время его отсутствия – специалистом, временно назначенным приказом по ЛПУМГ.

Работники, входящие в службу ГРС обязаны:

- обеспечивать бесперебойность и безопасность работы

газораспределительной станции с поддержанием заданных параметров;

- ликвидировать аварии и инциденты на газораспределительной станции;
- выполнять текущий и капитальный ремонты технологического оборудования;
- оформлять в установленном порядке документацию на выполненные ремонтные работы, в том числе по ликвидированным авариям и инцидентов;
- производить обслуживание средств измерений;
- заливать метанол в коммуникации ГРС для исключения возможности появления гидратообразований;
- участвовать в продувках, испытаниях, наладке и запуске ГРС, вводимых в эксплуатацию;
- ИТР должны постоянно контролировать все проводимые ремонтно-профилактические работы на ГРС;
- регулярно проводить контроль загрязнения окружающей среды во время эксплуатации ГРС совместно с лицом, ответственным по охране окружающей среды;
- разрабатывать планы проведения газоопасных и огневых работ на газораспределительной станции.

Эксплуатирующая организация определяет состав службы исходя из количества станций, их производительности, технического состояния, в котором находится оборудование газораспределительных станций.

Служба ГРС должна быть снабжена специально оборудованным автомобильным транспортом, материалами и оборудованием для выполнения всех указанных выше обязанностей.

2.3 Формы обслуживания ГРС

Для поддержания технологического процесса газораспределительная станция должна обслуживаться персоналом эксплуатирующей организации.

Существует четыре формы обслуживания ГРС: централизованная, периодическая, надомная и вахтенная. Рассмотрим каждую форму обслуживания подробнее.

Централизованная форма обслуживания. При централизованной форме обслуживания технологический процесс на ГРС осуществляется без постоянного присутствия обслуживающего персонала на станции, а ремонтные и плановые профилактические работы осуществляются персоналом ЛЭС или службы ГРС один раз в неделю.

ГРС при такой форме обслуживания должны удовлетворять следующим требованиям:

- производительность станции не должна превышать 15 тыс. нм ^{3}/час;
- ГРС должна быть оборудована системами автоматики, поддерживающими без вмешательства персонала необходимый режим подачи газа;
- оборудование станции системой телемеханики, охранной, пожарной и аварийной сигнализациями с функцией подачи предупредительного сигнала диспетчеру;
- оборудование станции узлом по предупреждению гидратообразования в оборудовании и коммуникациях;
- конденсат и механические примеси должны автоматически удаляться из узла очистки;
- оборудование системой многосуточной регистрации расхода газа (не менее 7 суток);
- оборудование системами регистрации основных параметров газа ($P_{вых}$; $P_{вх}$; $t_{вых}$; $t_{вх}$);
- оборудование станции устройствами подготовки импульсного газа для систем управления, защиты, регулирования;

- станция должна находиться на расстоянии от ЛПУ МГ, обеспечивающим проезд автотранспорта за время менее двух часов (для районов, приравненных к крайнему северу – менее трех часов).

Периодическая форма обслуживания. При периодической форме ГРС обслуживается одним оператором в одну смену. Оператор посещает станцию в соответствии с утвержденным графиком для проведения необходимых работ.

Требования к ГРС при периодическом обслуживании:

- производительность станции не должна превышать 30 тыс. $нм^3/ч$;
- ГРС должна быть оборудована системами автоматики, поддерживающими без вмешательства персонала необходимый режим подачи газа;
- оборудование станции системой телемеханики, охранной, пожарной и аварийной сигнализациями с функцией подачи предупредительного сигнала диспетчеру;
- оборудование станции узлом по предупреждению гидратообразования в оборудовании и коммуникациях;
- конденсат и механические примеси должны автоматически удаляться из узла очистки;
- оборудование системой многосуточной регистрации расхода газа (не менее 7 суток);
- оборудование системами регистрации основных параметров газа ($Р_{вых}$; $Р_{вх}$; $t_{вых}$; $t_{вх}$);
- оборудование станции устройствами подготовки импульсного газа для систем управления, защиты, регулирования;

Перевод ГРС на централизованное или периодическое обслуживание осуществляется в соответствии с настоящим Положением и распоряжением по филиалу.

Надомная форма обслуживания. При надомной форме обслуживания технологический процесс осуществляется при обслуживании станции операторами. Смена персонала происходит в соответствии с утвержденным графиком.

Требования к ГРС при надомной форме обслуживания:

- производительность станции не должна превышать 150 тыс. нм^3/ч;
- оборудование станции системой телемеханики, охранной, пожарной и аварийной сигнализациями с функцией подачи предупредительного сигнала диспетчеру;
- оборудование станции узлом по предупреждению гидратообразования в оборудовании и коммуникациях;
- наличие системы удаления конденсата и механических примесей из узла очистки газа;
- оборудование системами регистрации основных параметров газа ($P_{вых}$; $P_{вх}$; $t_{вых}$; $t_{вх}$, расхода газа);
- оборудование станции устройствами подготовки импульсного газа для систем управления, защиты, регулирования;

Вахтенная форма обслуживания. При вахтенной форме обслуживания дежурство персонала на станции осуществляется круглосуточно. Смена персонала происходит согласно утвержденному графику.

Требования к ГРС при вахтенной форме обслуживания:

- производительность станции превышает 150 тыс. нм^3/ч и/или количество выходных коллекторов больше двух;
- оборудование станции системой телемеханики, охранной, пожарной и аварийной сигнализациями с функцией подачи предупредительного сигнала диспетчеру;
- оборудование станции узлом по предупреждению гидратообразования в оборудовании и коммуникациях;

- оборудование станции устройствами подготовки импульсного газа для систем управления, защиты, регулирования;
- оборудование системами регистрации основных параметров газа ($Р_{вых}$; $Р_{вх}$; $t_{вых}$; $t_{вх}$, расхода газа);

Для выбора формы обслуживания газораспределительной станции необходимо руководствоваться требованиями, описанными выше, но эксплуатирующая организация всё же оставляет за собой право изменять вид обслуживания при учёте местных особенностей и условий, при обеспечении необходимых условий безопасности и надежности при эксплуатации ГРС. Так, форма обслуживания ГРС с производительностью менее 100000 $м^3$/ч, где обеспечивается технология процесса, не требующая постоянного присутствия персонала, устанавливается эксплуатирующей организацией. В летний период надомную форму обслуживания можно заменять периодической для предоставления операторам станций отпуска, а периодическую централизованной при условии, что доставка аварийной бригады на территорию ГРС не займет более двух часов, а в районах, которые приравнены к крайнему северу – трёх часов. При пропускной способности более 500000 $м^3$/час или при подаче газа особо ответственным потребителям, на станции должно устанавливаться дежурство двух операторов в одну смену, однако с учетом уровня автоматизации технологического процесса и надежности станции эксплуатирующая организация оставляет за собой право отступать от этого правила и устанавливать дежурство одного оператора в одну смену.

2.4 Технические характеристики и свойства перекачиваемых углеводородов

Для измерения расхода и одоризации газа перед поставкой потребителю, а также для понижения давления природного газа до заданного и подержания его с определенной точностью используется ГРС «Урожай-10». Обязательным условием должно быть соответствие параметров газа с ОСТ 51.40-93.

Технические характеристики ГРС в зависимости от типа определяются

проектной документацией и указаны в техническом паспорте ГРС. Технические характеристики ГРС должны включают в себя следующее:

- проектное давление газа на входе ГРС, МПа;
- максимальное достигнутое давление газа на входе ГРС в течении года, МПа;
- проектное давление на выходе ГРС, МПа;
- максимальное достигнутое давление газа на выходе ГРС в течении года, МПа;
- проектная производительность максимальная, $м^3$/час;
- максимальная фактическая производительность ГРС, тыс. м/ч;
- способ одоризации газа ручной/автоматический;

Технические характеристики ГРС «Урожай-10» представлены в таблице 1

Таблица 1 – Основные технические характеристики ГРС «Урожай-10»

Параметр, единица измерения	Величина
Давление газа на входе, МПа: - условное; - рабочее;	 5,5 2,0 … 5,5
Давление газа на выходах, МПа: - на выходе; - на дом оператора; - на передавливание одоранта, конденсата	 0,6 0,0025 0,06
Пропускная способность, $нм^3$/ч	300 … 10 000

Точность замера расхода газа, %	±1,5
Точность поддержания давления газа на выходах, %	±10
Температура газа на входе ГРС, °С	не ниже 0
Резервирование, %: - по пропускной способности линии редуцирования; - по узлу очистки газа.	 100 100
Одоризация	Автоматическая, пропорционально расходу газа.
Аварийная сигнализация	Дистанционная
Электропитание, В	~380/220
Установленная эл. мощность не более, кВт	12,35
Объём системы теплоснабжения, литры	740
Установленная тепловая мощность отопительных агрегатов, кВт	100х2=200
Транспортные габаритные размеры не более (L x B x H) - блок-бокса 1; - блок-бокса 2.	 8180 x 3400 x 3100

	7500 х 3400 х 3100
Масса не более, т. - каждого блок-бокса; - общая после монтажа.	 не более 19 не более 38

Свойства перекачиваемых углеводородов:

Природный газ является малотоксичным пожаровзрывоопасным продуктом, по ГОСТ 12.1.007-76 относится к веществам четвертого класса опасности.

Компоненты природного газа не оказывают сильного токсикологического действия на человеческий организм, однако в случаях, когда объемная доля кислорода воздухе рабочей зоны уменьшается до 16 %, приводят к удушью.

Предельно допустимая концентрация природного газа в воздухе рабочей зоны (в пересчете на углерод) составляет 300 мг/м.

Природный газ образует с воздухом взрывоопасные смеси. Концентрационные пределы воспламенения (по метану) в смеси с воздухом в объемных процентах: нижний - 5 верхний - 15 по ГОСТ Р 51330.19-99.

Физико-химические показатели перекачиваемого природного газа приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Физико-химические показатели природного газа

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов
	умеренный

Температура точки росы по воде ($ТТР_в$) при абсолютном давлении 3,92 МПа (40,0 кгс/см^2), °С, не выше: - зимний период - летний период	 -27,2 -23,9
Температура точки росы по углеводородам ($ТТР_{ув}$) при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, °С, не выше: - зимний период - летний период	 -2,0 -2,0
Массовая концентрация сероводорода, г/м^3, не более	0,0046
Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м^3, не более	0,016
Массовая концентрация общей серы, г/м^3, не более	0,030
Теплота сгорания низшая при стандартных условиях, МДж/м^3 (ккал/м^3), не менее	34,65
Молярная доля кислорода, %, не более	0,011
Молярная доля диоксида углерода, %, не более	0,58
Массовая концентрация механических примесей, г/м^3, не более	0,001

3. ОБОРУДОВАНИЕ И ОСНОВНЫЕ УЗЛЫ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ

Состав оборудования на ГРС должен соответствовать проекту и паспортам заводов изготовителей. Арматура и оборудование ГРС должны иметь номера или бирки с номером, соответствующим обозначению в технологической схеме. Все оборудование ГРС, включая выходной кран, должно быть, рассчитано на максимальное разрешенное рабочее давление подводящего газопровода-отвода.

Основные узлы ГРС:

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

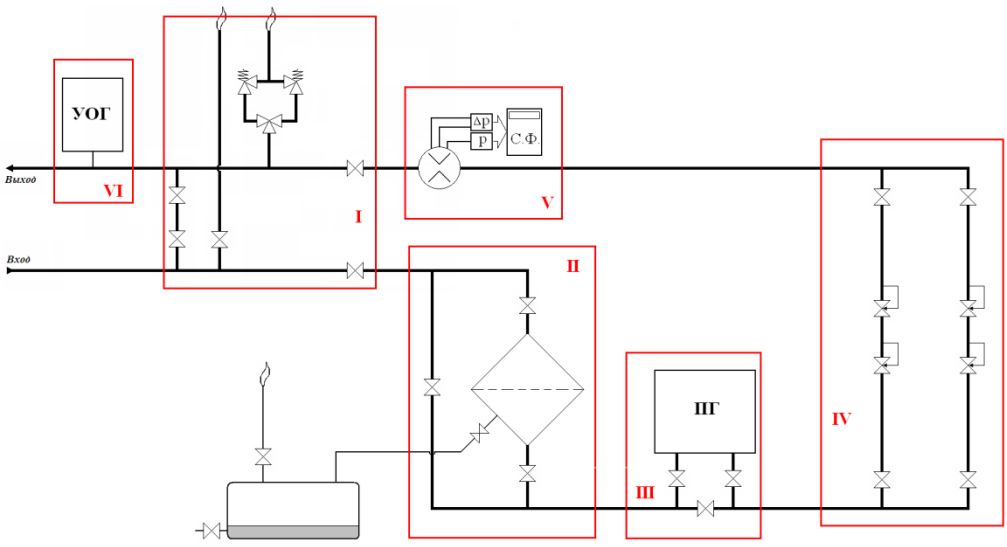

Рисунок 1 – Технологическая схема ГРС

					Особенности эксплуатации газораспределительной станции «Урожай-10»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Федотов Д.А			Оборудование и основные узлы газораспределительной станции	Лит.	Лист 31 / Листов 116
Проверил		Саруев А.Л					
Конс.						НИТПУ, ИПР, ТХНГ, группа 2Б3А	
Н. Контр.							
Утверд.		Б116урков П.В.					

3.1 Узел переключения

Назначение узла переключения – переключение потока газа с автоматического на ручное регулирование по обводной линии.

Переключение осуществляется как в автоматическом режиме при помощи САУ ГРС, так и в ручном при ее отказе. Достигается это открытием запорного крана и крана-регулятора на обводной линии и закрытием входного и выходного кранов ГРС. Регулировка давления в линии подачи газа потребителю осуществляется изменением проходного сечения крана-регулятора.

Для предотвращения повышения давления в линии подачи газа потребителю на ГРС также установлены предохранительные клапаны СППК, которые срабатывают при превышении величины давления на 12% выше рабочего.

3.2 Узел очистки газа

Назначение узла очистки газа на газораспределительной станции – предотвращение попадания жидкостей и механических примесей в технологические трубопроводы, оборудование станции и потребителей.

Для очистки газа на ГРС должны применяться пыле- и влагоулавливающие устройства, обеспечивающие подготовку газа для стабильной работы оборудования ГРС. Узел очистки газа должен быть оснащен устройствами для удаления жидкости и шлама в сборные ёмкости, оборудованные устройствами замера уровня, а также механизированной системой их удаления в транспортные ёмкости, из которых жидкость, по мере накопления, вывозится с территории ГРС. Для обеспечения бесперебойной работы систем защиты, автоматического регулирования и управления, импульсный и командный газ должен быть осушен и дополнительно очищен, если система подготовки импульсного газа заложена в проекте ГРС.

На рисунке 2 представлен фильтр-сепаратор, в котором сепарация жидкости происходит в циклоне с последующей очисткой газа от мелких частиц пыли в фильтре-патроне.

Рисунок 2 – Фильтр-сепаратор газовый

3.3 Узел предотвращения гидратообразований

Узел предотвращения гидратообразований предназначен для предотвращения обмерзания арматуры и образования кристаллогидратов в газопроводных коммуникациях и арматуре.

Для предотвращения гидратообразвания применяют следующие методы:

- подогрев транспортируемого газа при помощи специальных подогревателей;
- местный обогрев корпусов регуляторов давления;
- ввод метанола в коммуникации при образовании гидратных пробок.

Температура газа на выходе должна быть не менее минус 10°С.

На ГРС применяют подогреватели газа двух типов – прямого действия (огневые) и с промежуточным теплоносителем (водяные). Все огневые подогреватели одинаковы по конструкции, отличаются только техническими данными.

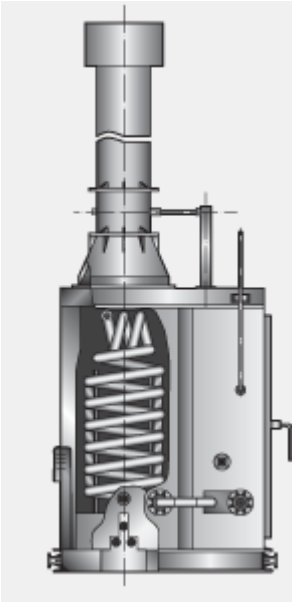

Рисунок 3 – Подогреватель газа огневой

Особенностью водяных подогревателей является наличие промежуточного теплоносителя (вода, диэтиленгликоль либо их смесь в разных пропорциях).

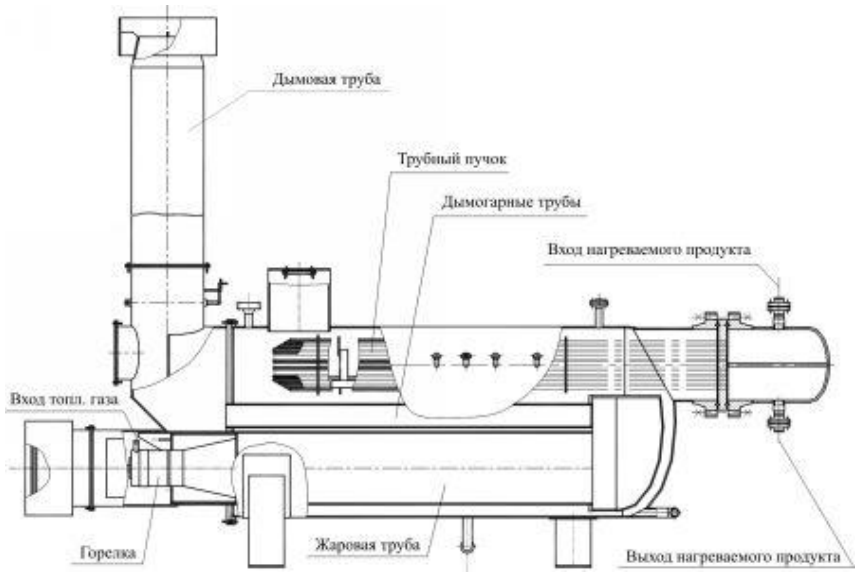

Рисунок 4 – Подогреватель газа водяной

Подогреватель газа ПГ предназначен для подогрева природного газа, не содержащего агрессивных примесей, до заданной температуры. Подогрев газа осуществляется теплоносителем (низкозамерзающей жидкостью) или подготовленной водой от внешнего источника.

По конструкции подогреватели газа представляют собой кожухотрубчатые теплообменники с U-образными трубным пучком. Трубный пучок изготавливается из нержавеющей стали и испытывается как отдельно, так и в сборе с подогревателем газа. Простота конструкции подогревателя газа снижает эксплуатационные затраты и увеличивает ресурс.

3.4 Узел редуцирования

Функция узла редуцирования – снижение и автоматическое поддержание необходимого давления газа, для подачи его потребителю. На ГРС редуцирование газа осуществляют:

- двумя линиями редуцирования одинаковой производительности, оснащенными однотипной запорно-регулирующей арматурой (одна нитка рабочая, а другая - резервная);
- тремя линиями редуцирования, оснащенными однотипной запорно-регулирующей арматурой (производительность каждой 50 %), из которых 2 нитки рабочие и одна резервная (50%);
- с использованием линии постоянного расхода, производительностью 35-40 % (от общего расхода ГРС), оснащенной нерегулируемым дроссельным устройством или краном регулятором.

В начальный период эксплуатации при недостаточной загрузке ГРС допускается оснащать ее линией малого расхода газа.

Переход на работу по резервной линии должен осуществляться автоматически при отклонении (± 10%) от установленного договором выходного рабочего давления.

Схема защиты ГРС дублирующими регуляторами предназначена для защиты потребителей от недопустимого повышения или понижения давления. Рассмотрим двухниточную схему защиты (рисунок 5). В работе 1 нитка, давление регулирует регулятор РД2, он настроен на давление $P_{раб}$. Регулятор РД1 при этом полностью открыт, так как настроен на $P_{раб}$+10%. Газ через 2 нитку не идёт, так как РД4 настроен на $P_{раб}$ - 10% и, следовательно, закрыт.

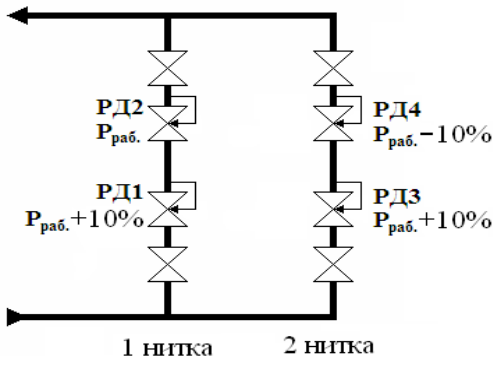

Рисунок 5 – Двухниточная схема защиты ГРС дублирующими регуляторами

Схема работает следующим образом:

1) При понижении по какой-то причине давления в линии потребителя (например, неисправность регулятора РД2) по достижении давления $P_{раб}$ - 10% откроется регулятор РД4 (1 нитка закроется, и газ пойдёт по 2 нитке).

2) При повышении давления по достижении $P_{раб.}$+10% включится в работу регулятор РД1.

3.5 Узел учета газа

Узел учёта газа предназначен для измерения расхода газа, переданного потребителю (его коммерческого учета).

Учёт газа на ГРС можно вести такими методами, как ультразвуковой, метод переменного перепада давления на сужающем устройстве, метод учета газа «по трубе», применяемый в аварийных ситуациях.

Метод учёта «по трубе» является аварийным, когда основное оборудование учёта газа вышло из строя, а учёт, тем не менее, вести надо. Для этого необходимо знать: диаметр выходного газопровода ГРС $D_{вых}$ и скорость потока газа $v_{вых}$: $Q = \pi D_{вых}^2/4 \times v_{вых}$.

Ультразвуковой метод рассмотрим на примере расходомера ультразвукового «ГиперФлоу-УС» (рисунок 6), предназначенного для измерения в рабочих условиях и приведённого к нормальным условиям расхода и количества природного газа и других газовых сред в напорных газопроводах.

По принципу действия расходомер относится к времяимпульсным ультразвуковым расходомерам, работа которых основана на измерении разности времён прохождения зондирующих импульсов ультразвуковых колебаний между чётными и нечётными датчиками пьезоэлектрическими ДПЭ по направлению скорости потока рабочей среды в измерительном газопроводе (первичном преобразователе), и против него (по V-, W-образному или по линейному пути). Возбуждение и приём зондирующих импульсов производится пьезоэлектрическими датчиками, устанавливаемыми на измерительный трубопровод с измеряемым расходом. Попеременная коммутация режимов «приём-передача» пар датчиков обеспечивается блоком электронным.

Достоинства ультразвукового метода:

- высокая точность измерений;
- широкий динамический диапазон измерений;
- отсутствие сопротивления потока рабочей среды.

Недостаток – неприменимость при работе с «грязным» газом.

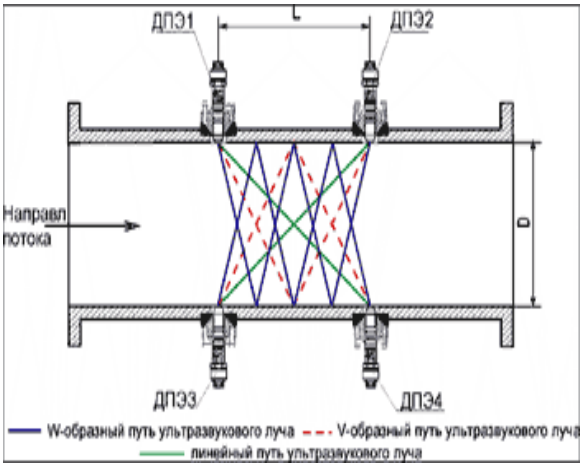

Рисунок 6 – Ультразвуковой расходомер «ГиперФлоу-УС»

Основным методом измерения расхода газа на ГРС является метод переменного перепада давления на сужающем устройстве. Главным преимуществом этого метода является простота первичного преобразователя (диафрагмы), а также возможность поверки и аттестации сужающих устройств

только по данным измерений геометрических размеров трубопровода и диафрагмы.

Принцип метода заключается в следующем. При прохождении потока газа через диафрагму вследствие сужения проходного сечения скорость потока возрастает. Возрастание скорости приводит к возрастанию кинетической энергии, что, согласно закону сохранения энергии, приводит к понижению потенциальной энергии, а, следовательно, и к снижению давления. Таким образом, на диафрагме имеет место перепад давлений, который и фиксируется расходомером.

На газораспределительной станции «Урожай-10» установлены сужающие устройства УСБ. Для отбора давления перекачиваемой среды УСБ снабжены двумя парами импульсных трубок с резьбовыми соединениями. УСБ не нуждаются в постоянном обслуживании, обладают повышенной надежностью, так как не содержат сложных внутренних узлов и движущихся механизмов. Устройства УСБ позволяют обеспечивать высокую точность измерения расхода перекачиваемого продукта, так как не вносят дополнительную погрешность. Это достигается, во-первых, конструкцией УСБ, позволяющей идентично повторно устанавливать и жестко закреплять диафрагму, во-вторых, технологией изготовления, когда все основные узлы центрируются, свариваются, протачиваются за одну установку. Срок службы таких устройств превышает десять лет.

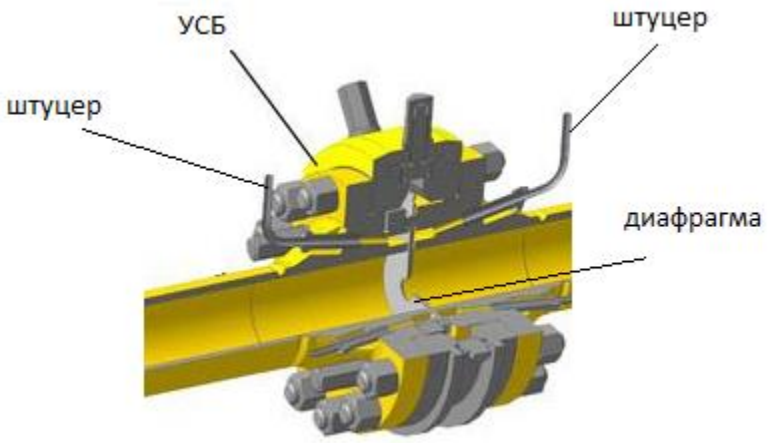

Рисунок 7 – Конструкция УСБ

Измерение же перепада давления до и после диафрагмы сужающих устройств осуществляется линейными вычислителями расхода RocFloBoss – 407. Методика выполнения измерений соответствует ГОСТ 8.586 – 2005.

Линейные вычислители расхода FloBoss – контроллеры, предназначенные для измерений электрических сигналов от первичных преобразователей расхода, температуры, давления и преобразования их в значение физических величин, измерения давления и разности давлений и вычислений расхода и количества жидкостей, газов, пара, а также количества тепловой энергии при учетно-расчетных и технологических операциях.

Конструктивно контроллеры выполнены в корпусе, в котором установлен процессорный модуль, печатные платы с элементами электронной схемы, присоединительные клеммы, клеммы заземления и модули ввода/вывода сигналов. Контроллеры могут комплектоваться встроенными дисплеем и клавиатурой для считывания показаний и его настройки.

Принцип работы контроллера состоит в следующем. Контроллер проводит измерения разности давлений, абсолютного или избыточного давления, измерения и преобразования в значения физических величин сигналов от первичных измерительных преобразователей температуры, давления, перепада давления, расходомеров и расходомеров-счетчиков, поступающих в контроллер через входные каналы (аналоговые, импульсные и др.), проводит вычисления по результатам измерений в соответствии с заданными алгоритмами и формирует выходные сигналы (аналоговые, импульсные и др.), также управляющие сигналы. Данные о расходе газа передаются в САУ ГРС, фиксируются там и отображаются на АРМ оператора.

В случае аварийной остановки газораспределительной станции или проведением плановых ремонтных работ и транспортировке газа по обводной линии, либо в случае отказа оборудования учёта газа измерение количества переданного потребителю газа всё равно должно осуществляться. Для этого применяют метод учёта «по трубе». В этом случае расход вычисляется как

произведение площади проходного сечения выходного газопровода и скорости газа в нем.

Рисунок 8 – Линейный вычислитель расхода FloBoss

3.6 Узел одоризации газа

Для придания характерного запаха газу, подаваемого потребителю, в состав ГРС входит узел одоризации, который осуществляет ввод одоранта в трубопровод ГРС после обводной линии пропорционально расходу газа с автоматической регулировкой при помощи автоматизированной системы одоризации газа (АСОГ), работа которой в свою очередь контролируется САУ ГРС, и дублирующей ручной регулировкой (Ручная капельная одоризационная установка). В качестве одоранта используется смесь природных (этил-, метил-, бутил-, и т.д.) меркаптанов на основе этилмеркаптана (C_2H_5SH) – летучей высококипящей прозрачной жидкости с резким специфическим крайне неприятным запахом, который ощущается даже приконцентрациях порядка миллионных долей процента по объему. Нормой считается добавление 16 г одоранта на 1000 $нм^3$ газа. Узел дозирования одоранта обеспечивает автоматическую дозаправку из наружной емкости хранения одоранта и работает при расходе газа в диапазоне от минимального до максимального.

3.7 Система автоматического управления газораспределительной станции и КИП

Система автоматического управления газораспределительной станцией (САУ ГРС) разработана на базе системы СТН – 3000. Она удовлетворяет всем современным требованиям, предъявляемым к таким системам в ПАО «Газпром». Программное обеспечение отличается высокой надежностью, система способна работать без вмешательства персонала 365 дней в году по 24 часа в сутки. Диапазон рабочих температур составляет от -50°С до +70°С. Система защищена от влаги и пыли, устойчива к разрядам атмосферного электричества, а за счет встроенной системы аварийного бесперебойного электропитания способна функционировать еще 72 часа после отключения от основного источника электроэнергии.

Все технологические процессы, а также контроль и учет всех необходимых параметров работы газораспределительной станции на ГРС «Урожай-10» автоматизированы и осуществляются при помощи САУ ГРС. В операторной установлены:

- Шкаф управления кранами;
- Шкаф КИП;
- Шкаф САУ ГРС;
- Шкаф одоризации;
- Шкаф «FloBoss»;
- Шкаф СТН-3000;

А в топочной – шкаф КИП топочной.

Принцип работы САУ основан на приеме сигналов от датчиков, их обработке и принятии решений о внесении изменений в работу оборудования или сохранении текущего режима их работы. Принимаются сигналы от датчиков давления, контролирующих трубопроводы и сосуды, работающие под давлением, от датчиков температуры, от датчиков уровня, от датчиков загазованности, датчика напора и тяги в котельной, от расходомеров,

контролируется работа СКЗ. Также осуществляется связь с охранной периметральной, пожарной и аварийно-предупредительной сигнализациями.

Таким образом, совместная работа датчиков и автоматики обеспечивает:

- автоматическое управление оборудованием редуцирования газа;
- управление работой подогревателей газа;
- управление системой одоризации газа;
- управление аварийно-предупредительной сигнализацией, сообщающей о нарушениях технологического процесса (ведется контроль давления на входе и выходе ГРС, температуры, одоризации газа, загазованности помещений, энергоснабжения станции, параметров системы отопления, систем связи);
- управление охранной и пожарной сигнализациями;
- контроль загазованности;
- дистанционное управление запорной и регулирующей арматурой;
- защиту потребителей от аварийного повышения давления в выходном трубопроводе путем автоматического переключения на схему редуцирования по обводной линии;
- контроль работы станций катодной защиты.

АРМ оператора снабжено локальным пультом оператора, при помощи которого возможно внесение изменений в технологический процесс, которые в свою очередь должны быть согласованы с диспетчером, и удаленным пультом сигнализации.

Рисунок 9 – САУ ГРС на базе системы СТН – 3000. Упрощенная схема работы

3.8 Вспомогательные системы

Системы связи и телемеханики

Технические средства связи необходимы для обеспечения бесперебойной связи станции с потребителями и линейно-производственным управлением. Запрещается эксплуатация станции без обеспечения связи с диспетчером ЛПУМГ. На ГРС в качестве средств связи используются телефония и УКВ радиостанция. В случае ремонта основной линии связи ГРС с диспетчером, связь организуется по любым другим возможным каналам. Если связь между станцией и потребителем отсутствует, то необходимо осуществление связи через диспетчера.

Система телемеханики обеспечивает передачу информации о работе станции диспетчеру ЛПУМГ для обеспечения контроля, управления, регулирования основных параметров газа (давления, температуры, расхода). На ГРС все эти задачи выполняет система СТН – 3000.

Внесение изменений в схемы телемеханики и связи выполняется специалистами служб связи и телемеханики ЛПУМГ после оформления разрешения в отделе ГРС с внесением записи в журнал проведения профилактических и ремонтных работ.

Отопление и вентиляция

Загазованность и микроклиматические параметры, такие как температура, влажность и скорость ветра, в помещениях станции должны соответствовать требованиям по эксплуатации оборудования, а также санитарным нормам. Для этого на ГРС используются системы отопления и вентиляции.

Отопление помещений водяное. Нагрев осуществляется газовым котлом, расположенным в помещении котельной. Его работа регулируется САУ ГРС.

Вентиляция совмещает в себе вытяжную и естественную системы. Так, вытяжная система включает в себя два вентилятора в технологическом помещении, два – в зале переключений, и по одному в одоризационной, санузле и помещении для отдыха. Контроль загазованности осуществляется при помощи оптических датчиков загазованности.

Работу этих систем также контролирует система автоматического управления станцией.

Защита от коррозии

Для защиты подземных коммуникаций и сооружений газораспределительной станции от коррозии установлены станция катодной защиты, блок совместной защиты и десять контрольно-измерительных пунктов с электродами сравнения. Информация о состоянии проверяемых объектов подается в САУ ГРС и отображается в операторной на экране шкафа СТН – 3000.

Контроль состояния установок катодной защиты осуществляется ежедневно, показания приборов фиксируются в оперативном журнале ГРС.

Инструкция по эксплуатации установки катодной защиты постоянно находится у оператора ГРС.

3.9 Территория ГРС

Территория ГРС ограждена по периметру, ограждение состоит из металлических секций на железных стойках, натянута колючая проволока. В качестве инженерно-технических средств охраны и антитеррористической угрозы используются видеокамеры и периметральная сигнализация.

В обязанности персонала, обслуживающего станцию, входят работы по содержанию территории в необходимом санитарно-гигиеническом и техническом состоянии, которое обеспечивает соблюдение требований пожарной безопасности и охране окружающей среды.

На ограждении станции, в соответствии с требованиями ВРД 39 – 1.10 – 069 – 2002 присутствует табличка, на которой указаны название станции и номер телефона ЛПУ МГ, принадлежность станции к эксплуатирующей организации, лицо, ответственное за эксплуатацию ГРС.

Вход на территорию осуществляется через предусмотренную проектом калитку, а въезд автотранспорта – через ворота. И ворота, и калитка запираются на замки. Для вызова оператора предусмотрен звуковой сигнал.

На территории станции предусмотрены санузел, операторная, механическая мастерская, рампа азота. Установлен молниеотвод для предотвращения попадания атмосферного электричества в оборудования и коммуникации.

4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ

4.1 Прием в эксплуатацию

Уже после завершения постройки ГРС должна быть принята в промышленную эксплуатацию в соответствии с действующими строительными нормами ВСН 012-88 и СНиП 3.01.04-87, с включением представителей ООО «Газнадзор» в состав комиссии по приемке в эксплуатацию законченных строительством и реконструкцией ГРС. Специализированная организация производит пуско-наладочные работы, а также эксплуатационный персонал заказчика с участием специалистов проектных, субподрядных монтажных организаций и при необходимости персонала предприятий завода-изготовителя может осуществлять эти работы. Необходимо перед пуском ГРС удостовериться в том, что в помещения и на территории ГРС нет посторонних предметов. Особенно основательно проконтролировать отсутствие загазованности помещений, кислородных и других газовых баллонов, и горючих материалов. Удостовериться в готовности средств пожаротушения. Начальник службы ГРС производит предпусковой осмотр ГРС.

При осмотре необходимо: проверить состояние оборудования для того чтобы найти неисправности (пропуски в сальниковых уплотнениях, фланцевых и резьбовых соединениях и т.п.), проверить наличие одоранта в одоризационной установке, проверить наличие пломб на пружинных предохранительных клапанах, на арматуре обводной линии, проверить исправность контрольно-измерительных приборов, проверить срабатывание кранов от системы защитной автоматики, проверить положение запорной арматуры (вентилей, задвижек), проверить наличие масла в пылеуловителях (при наличии масляных пылеуловителей), проверить наличие импульсного газа высокого давления для перестановки кранов, проверить наличие метанола в метанольной установке

(при наличии метанольной установки), проверить работу системы подогрева газа, проверить исправность средств связи.

Пуск ГРС не разрешается: без соответствующего оформления приемо-сдаточного акта, при неисправности или не обеспечении заданных режимов работы одной из систем ГРС (редуцирования, защиты, одоризации газа, аварийно-предупредительной сигнализации, телемеханики, приборов учета газа, освещения, молниезащиты), при несоответствии степени очистки и осушки газа для питания пневмоавтоматики систем защиты требованиям ОСТ 51.40-93, при отсутствии связи с диспетчером и потребителем, при отсутствии средств пожаротушения, при отсутствии средств защиты от коррозии, при отсутствии средств телемеханики, без наличия подготовленных операторов, без письменного подтверждения потребителя о готовности к приему газа и без письменного разрешения территориального (местного) органа Госгортехнадзора России.

4.2 Эксплуатация ГРС

Оператор имеет право изменять основной технологический режим (давление газа на выходе ГРС, расходы по выходам, перевод ГРС на работу по обводной линии) только лишь по распоряжению диспетчера ЛПУМГ, которое записывается в журнале распоряжений и телефонограмм. Оператор совершает необходимые переключения при аварийной ситуации с дальнейшим уведомлением диспетчера ЛПУМГ, потребителей газа и с записью в оперативном журнале ГРС о проделанных переключениях с указанием точного времени.

Настройка систем защиты, сигнализации, автоматики, регулировка, предохранительных клапанов производится по планам и графикам работы службы ГРС и соответствующих служб ЛПУ с дальнейшей записью о проделанной работе в оперативном журнале ГРС.

В период выполнения ремонтно-технических работ в узле редуцирования подача газа должна производиться по обводной линии ГРС. После окончания

работ необходимо перейти на основную линию редуцирования. Перед началом ревизии или ремонтно-технического обслуживания регулирующей арматуры необходимо отключить систему защитной автоматики (при ее наличии), отключить задающие устройства и сбросить давление газа через свечу из полости задания регулятора. Перед установкой регулятора на линию редуцирования необходимо провести его ревизию (в соответствии с действующей инструкцией).

На технологическом оборудовании ГРС и промплощадке запрещается установка, монтаж не сертифицированного оборудования или приборов, или в случае импортной поставки, не разрешенных к применению Госгортехнадзором России. Производственные помещения ГРС: зал редуцирования, помещение регистрирующих и контрольных приборов, одоризаторная, операторная должны проверяться на загазованность в соответствии с графиком, утвержденным руководством ЛПУМГ с записью результатов в оперативном журнале.

4.3 Особые условия эксплуатации

В режиме принудительного ограничения расхода газа потребителям запрещается эксплуатация оборудования ГРС в предаварийном состоянии. Минимально-допустимые пределы ограничения расхода газа (давления) должны быть оговорены в трех стороннем техническом соглашении между поставщиком, Организацией и потребителем газа. При неравномерном газопотреблении и пульсации потока газа должны быть приняты меры по устранению вредных воздействий и обеспечена возможность регистрации параметров газа.

Для расширения диапазона измерений расхода газа допускается установка двух и более дифманометров параллельно при условии нахождения в работе одного дифманометра. Нижняя граница измерения расхода определяется расчетом с учетом допускаемой относительной погрешности. Переключение дифманометров производит оператор ГРС при несоответствии расхода газа пределам измерения одного из приборов.

4.4 Описание технологического процесса на ГРС

После отвода с магистрального газопровода и пройдя крановый площадку охранного крана, газ попадает прямиком в узел переключения.

Узел переключения состоит из входного и выходного коллекторов, которые оснащены:

- входным и выходным кранами с дистанционно-управляемыми приводами, предназначенными для перекрытия газа по входу и выходу ГРС;
- свечным краном с дистанционно-управляемым приводом, предназначенным для сброса давления из контура ГРС.

На выходном коллекторе устанавливаются два предохранительных клапана с трехходовым краном, предназначенные для защиты потребителя от недопустимого превышения давления газа по выходу с настройкой на 1,12 Рвых (выходного давления). Схема установки предохранительных клапанов позволяет их опробование и регулировку без снятия.

Отбор импульсного газа для управления кранами осуществляется из входного коллектора. Для очистки и осушки импульсного газа установлены фильтры-осушители.

В составе узла переключения предусмотрена обводная линия(байпас), соединяющая входной и выходной коллектор, предназначенная для кратковременного снабжения газом потребителей минуя ГРС.

Обводная линия состоит из ручного крана и задвижки в качестве дросселирующего устройства для ручного регулирования.

Из узла переключения газ поступает в узел очистки газа, предназначенный для очистки газа от капельной влаги механических примесей.

Узел очистки состоит из двух линий - рабочей и резервной, работающих попеременно (по мере засоренности фильтрующего элемента). Контроль над состоянием фильтрующих элементов осуществляется по перепаду давления

между входом и выходом фильтра-сепаратора. На каждой линии очистки предусмотрены: замер давления, штуцеры для подачи азота и продувочные трубопроводы.

Слив конденсата из ФС осуществляется в промежуточную емкость сбора конденсата, которая оснащена сигнализатором верхнего уровня жидкости.

При заполнении емкости до определенного уровня слив конденсата в наружную емкость сбора конденсата производится автоматически либо вручную при необходимости.

Очищенный газ из узла очистки направляется в узел предотвращения гидратообразований, предназначенный для подогрева газа до необходимой температуры перед редуцированием. В случае, когда нет необходимости нагрева газа или в аварийной ситуации в теплообменнике газ временно пропускают по обводной линии.

Нагрев газа осуществляется в теплообменнике, посредством циркуляции промежуточного теплоносителя, нагреваемого в котельной, который предназначен для подогрева, фильтрации, обеспечения циркуляции, поддержания требуемого избыточного давления, регулирования потока теплоносителя, который поступает на отопление технологического зала и помещений операторной и подогрев газа.

Теплоноситель из отопительного агрегата подается в теплообменник, где осуществляется передача тепла нагреваемому телу (газу), затем охлажденный теплоноситель по обратному трубопроводу поступает на подогрев в котел.

Контур теплоносителя защищен от попадания газа высокого давления с помощью клапанов-отсекателей, и автоматическим переключением на обводную, либо резервную линию.

На обратном трубопроводе теплоносителя, выходящем из теплообменника, устанавливается регулятор температуры, предназначенный для автоматического регулирования циркуляции теплоносителя в контуре

подогрева газа. То есть, регулятор температуры в автоматическом режиме, ограничивает или увеличивает циркуляцию теплоносителя, в зависимости от температуры газа на выходе из узла редуцирования.

В системе циркуляции устанавливаются регулируемые насосы, напор которых может меняться пропорционально интенсивности потока теплоносителя или поддерживаться на постоянном уровне, путем регулирования частоты вращения.

Очищенный и подогретый газ поступает на узел редуцирования, предназначенный для снижения входного давления до заданного и поддержания его с необходимой точностью (5%).

После редуцирования газ направляется в узел измерения расхода газа. Измерение осуществляется при помощи метода переменного перепада давления (сужающее устройство) и ультразвуковым методом (система пьезоэлектрических датчиков) при больших расходах газа, а также различными счетчиками газа (мембранный, ротационный, турбинный) при малых расходах (например, на узле отбора газа на собственные нужды ГРС).

Ввод одоранта в трубопровод ГРС осуществляется после обводной линии пропорционально расходу газа с автоматической (АСОГ) и дублирующей ручной регулировкой (Ручная капельная одоризационная установка).

Отбор газа на собственные нужды осуществляется от выходного газопровода после обводной линии и узла одоризации.

Узел отбора газа на собственные нужды включает в себя узел редуцирования, состоящий из двух регуляторов (рабочий и резервный), обеспечивающие стабильное выходное давление, независимо от изменения входного давления.

Предохранительные запорные клапаны, встроенные в регуляторы, обеспечивают прекращение подачи газа в случаях повышения выходного давления выше установленного значения и в случае падения входного давления

ниже установленного значения. Газ, используемый на собственные и технологические нужды, после редуцирования подлежит приборному учету с автоматической коррекцией по температуре и давлению.

4.5 Порядок контроля за герметичностью трубопроводов и оборудования ГРС, порядок обнаружения утечек

Порядок контроля за герметичностью в процессе эксплуатации включает в себя периодический осмотр ГРС, проверку переносным газоанализатором и обмыливанием.

Контроль содержания воздушной среды в помещениях ГРС проводится с использованием системы автоматической сигнализации, а также при помощи переносного газоанализатора.

Признаки обнаружения утечек газа на поверхности визуально:

- шум и запах газа;
- изменение цвета растительности и земляного покрова;
- появление пузырьков на водной поверхности в обводненных местах;
- потемнение снежного покрова.

При обнаружении утечек газа необходимо немедленно уведомить диспетчера ЛПУМГ, оградить место утечки предупредительными знаками и действовать в соответствии с «Планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах магистрального газопровода Александровское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Томск».

О производстве и результатах очистки полости, испытания газопроводов на прочность и проверки на герметичность должны быть составлены акты по установленной форме.

4.6 Порядок контроля технологического процесса

Контроль технологического процесса осуществляется на всех уровнях управления транспортом газа, должен обеспечивать надежность газоснабжения и включает в себя:

- контроль давления газа;
- контроль температуры и характеристик газа.

Контроль технологического процесса проводится следующими методами:

- непосредственно на местах по стационарным средствам измерения при проведении плановых осмотров.

Информация о состоянии технологического процесса посредством средств телемеханики передается в диспетчерскую службу, где осуществляется контроль и учет параметров режимов работы объектов газотранспортной системы.

4.7 Техническое обслуживание и диагностика ГРС

Обеспечение эксплуатационной надёжности ГРС достигается комплексом организационных и технических мероприятий, направленных на поддержание работоспособного состояния ГРС.

Объем и периодичность выполняемых работ по техническому обслуживанию определены проектной документацией, нормативно-техническими документами заводов-изготовителей к трубам, материалам и оборудованию. Работы по техническому обслуживанию включаются в графики ППР, которые утверждаются главным инженером.

Техническое диагностирование ГРС осуществляют на протяжении всего жизненного цикла до вывода объекта из эксплуатации. В течение первого года эксплуатации вновь построенных газопроводов и ГРС эксплуатирующая организация проводит диагностирования с целью выявления строительных дефектов для последующего их устранения в рамках гарантийных обязательств. Работы по техническому диагностированию ГРС проводят на основании плана проведения диагностирования газопроводов и технологического оборудования ГРС.

Для контроля технического состояния ГРС проводиться комплексная техническая диагностика технологической обвязки ГРС в соответствии с

«Методикой проведения диагностирования трубопроводов и обвязок технологического оборудования ГРС», также проводится визуально-измерительная толщинометриия отводов, тройников, технологических трубопроводов, сосудов работающих под давлением и контейнеров для перевозки одоранта, наружный, внутренние осмотры, гидравлическое испытание СРД.

4.8 Автоматизация технологического процесса

Технологический процесс на станции полностью автоматизирован и требует минимального вмешательства персонала. Задача оператора состоит лишь в своевременной фиксации необходимых параметров работы станции в оперативном журнале, периодическом осмотре оборудования и его технологическом обслуживании, а при необходимости – внесении изменений в технологический процесс при помощи интерфейса АРМ САУ ГРС. САУ самостоятельно регулирует величину снижения давления за счет изменения проходного сечения регуляторов, регулирует работу подогревателей газа, обеспечивает необходимую концентрацию одоранта в газе, подаваемом потребителю, следит за уровнем загазованности помещений, регулирует работу вентиляционной системы, системы отопления, противопожарной системы, охранной сигнализации, фиксирует все необходимые данные, поступающие от датчиков технологического процесса, передает их на АРМ оператора и диспетчеру.

Все это позволяет свести к минимуму отрицательное влияние человеческого фактора на безопасность и качество технологического процесса. Использование САУ в паре с регуляторами давления РДМ уменьшает время регулирования перепада давления, что ведет к увеличению точности его регулирования на протяжении всего времени работы и уменьшению возможности возникновения ситуаций, когда необходимо переключение на обводную линию. Уменьшается возможность возникновения недопустимого уровня загазованности. Увеличивается точность измерения расхода газа.

5. ОПЕРАТИВНЫЕ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ

5.1 Продувка ГРС перед пуском

Перед запуском в работу новой ГРС, а также после ремонта ГРС, связанного со стравливанием газа и разгерметизацией трубопроводов, коммуникации ГРС необходимо продуть во избежание образования взрывоопасной газовоздушной смеси. В качестве примера рассмотрим ГРС, схема которой приведена на рисунке 10. Исходное положение запорной арматуры: Все краны закрыты (рисунок 10а).

Порядок переключений:

1.Открыть краны с 6 по 14. Задатчики на регуляторах РД1 и РД2 закрутить до упора.

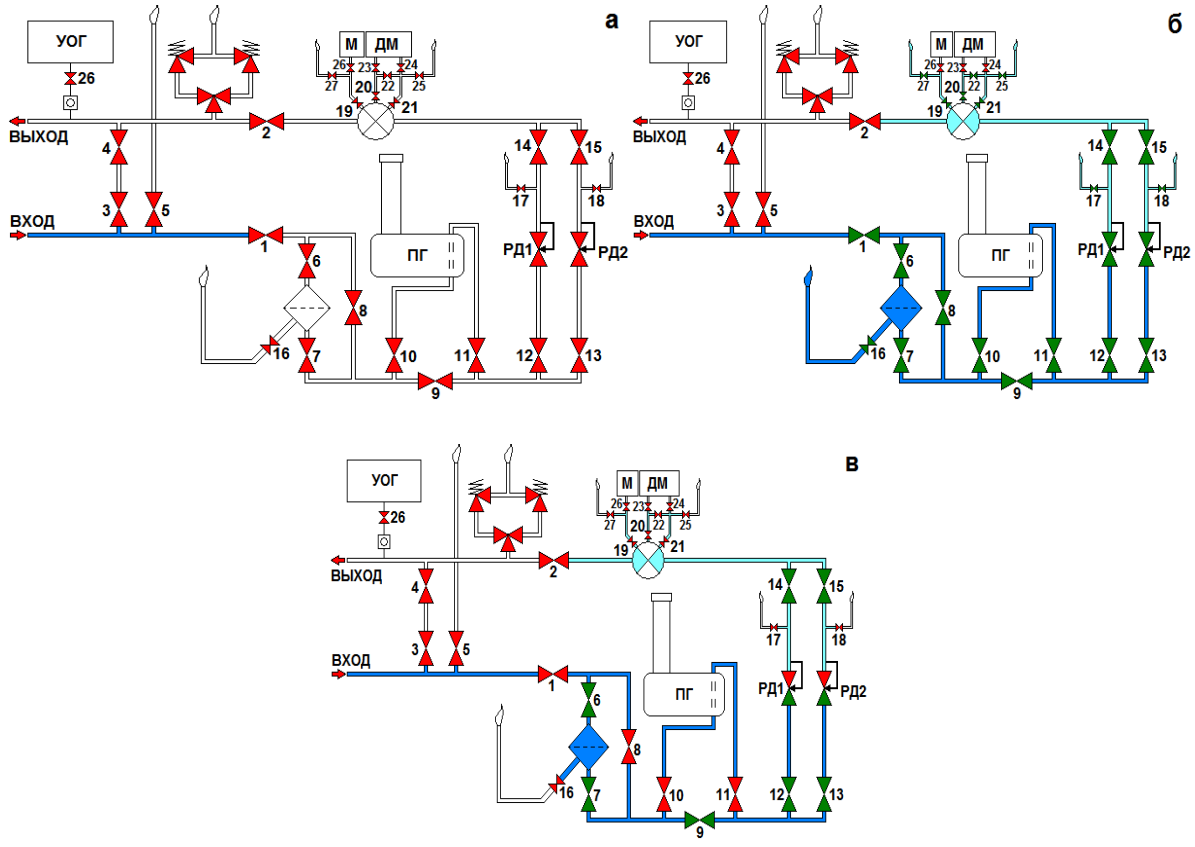

Рисунок 10 – Продувка ГРС перед пуском

					Особенности эксплуатации газора116спределительной станции «Урожай-10»	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
Разраб.		Федотов Д.А			Оперативные переключения	Лит. / Лист 55 / Листов 116
Проверил		Саруев А.Л				
Конс.						НИТПУ, ИПР, ТХНГ, группа 2Б3А
Н. Контр.						
Утверд.		Бурков П.В.				

2.Открыть продувочные линии узла очистки (кран 16), узла редуцирования (краны 17 и 18), узла учёта газа (краны 19, 20, 21, 22, 25, 27).

3. Приоткрыть кран 1 и давлением не выше 1 кгс/см^2 продуть ГРС в течение 15 мин (рисунок 10б).

4.Закрыть кран 1.

5.Закрыть краны 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 25, 27.

6.Закрыть краны 8, 10, 11. Выкрутить задатчики на регуляторах РД1 и РД2.

Продувка произведена, ГРС готова к запуску (рисунок 10в).

5.2 Пуск ГРС в работу

1. Открыть вентиль 26 на одоризаторе. Трёхходовой кран перевести в положение ОТКРЫТ.

2. Открыть кран 3 на обводной линии, затем краном 4 довести давление в линии потребителя до требуемого (например, 6 кгс/см^2) (рисунок 12а).

3. Открыть кран 2 – заполнить ГРС газом с низкой стороны (до регуляторов).

4. Открыть кран 1 – заполнить ГРС газом с высокой стороны (до регуляторов) (рисунок 11б).

5. Выставить задатчиком регулятора РД1 требуемое давление (6 кгс/см^2).

6. Закрыть краны 3 и 4 на обводной линии.

7. Включить в работу приборы учёта газа – открыть краны 19, 20, 21, 23, 24, 26.ГРС запущена в работу (рисунок 11в).

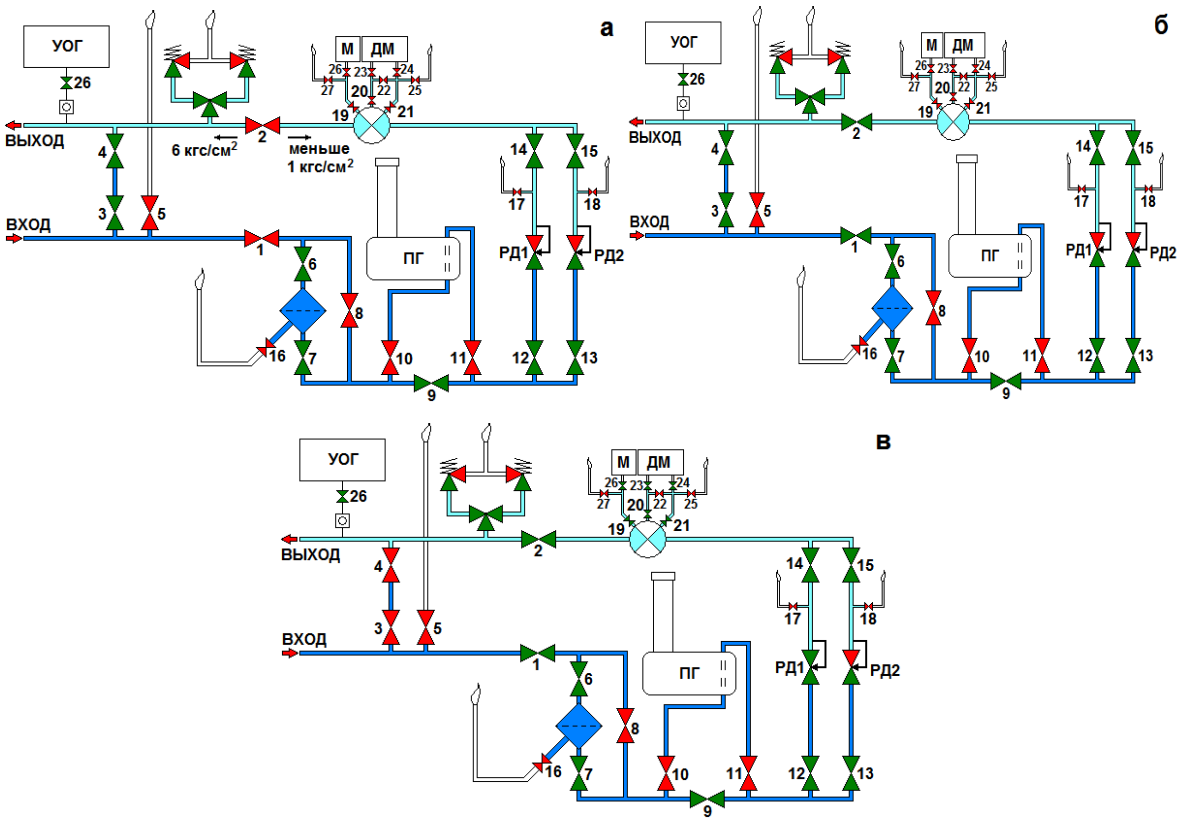

Рисунок 11 – Пуск ГРС в работу

5.3 Перевод ГРС на работу по обводной линии

1. Отключить подогреватель газа (если он был включен).
2. Отключить приборы учёта газа – закрыть краны 23, 24, 26.
3. Открыть кран 3 на обводной линии, затем краном 4 довести давление в линии потребителя до значения на 0.1 – 0.2 кгс/см^2 выше требуемого (т.е. 6.1 – 6.2 кгс/см^2).
4. Закрыть краны 1 и 2 (рисунок 12а).
5. Стравить газ с ГРС – открыть краны 16, 17, 18, 22, 25, 27.

ГРС работает по обводной линии (рисунок 12б).

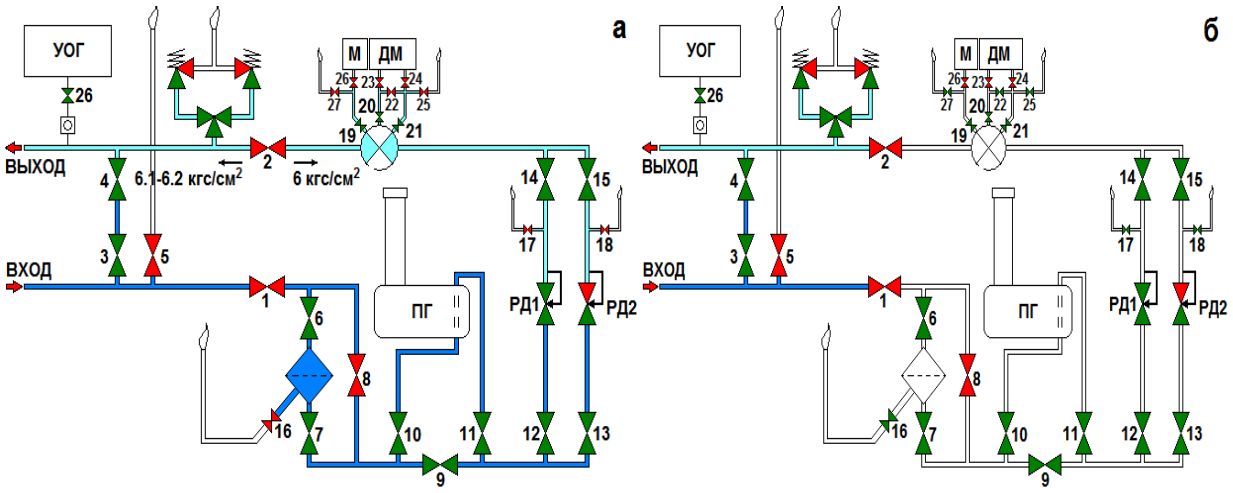

Рисунок 12 – Перевод ГРС на работу через байпас

5.4 Переход на резервную линию редуцирования

В работе регулятор РД1, он настроен на требуемое давление 6 кгс/см^2. Задатчик регулятора РД2 выкручен. Входные и выходные краны на линиях редуцирования открыты, продувочные – закрыты (рисунок 13а).

1.Настроить (закручивая регулировочный винт) регулятор РД2 на требуемое давление по манометру задатчика. Если задатчик не оснащён манометром, контролировать включение линии в работу по звуку.

2.Выкрутить задатчик регулятора РД1.

3.Скорректировать регулятором РД2 требуемое давление.

Резервная линия редуцирования запущена в работу. Рабочая выведена в резерв (рисунок 13б).

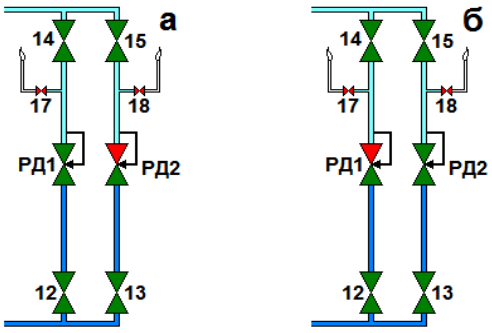

Рисунок 13 – Переход на резервную линию редуцирования

6. РАСЧЁТНАЯ ЧАСТЬ

6.1 Расчёт пропускной способности сужающего устройства на линии подачи газа

Произведем расчет пропускной способности сужающего устройства для определения соответствия выбранного ранее оборудования проектным условиям работы.

Таблица 3 – Исходные данные

Параметр	Обозначение	Единицы измерения	Значение
температура природного газа в трубопроводе	t	°С	6
диаметр отверстия диафрагмы при температуре 20 °С	d_{20}	м	0,084
внутренний диаметр ИТ при температуре 20 °С	D_{20}	м	0,15
начальный радиус входной кромки диафрагмы	$r_н$	м	0,00004
текущее время эксплуатации диафрагмы с момента определения значения начального радиуса входной кромки диафрагмы	$\tau_т$	лет	0,45
избыточное давление	$p_и$	Па	600000
атмосферное давление	$p_а$	Па	101325
плотность природного газа при стандартных условиях	$p_с$	кг/м^3	0,68
объемная доля азота в природном газе	$x_а$	-	0,005
объемная доля углекислого газа в природном газе	$x_у$	-	0,004

температура газа при стандартных условиях	t_c	°C	20
обеспечиваемая точность измерения расхода среды	δ_0	%	0,2

6.1.1 Расчёт геометрических параметров сужающего устройства и измерительного трубопровода в рабочих условиях

Коэффициент, учитывающий изменение диаметра отверстия диафрагмы, вызванное отклонением температуры природного газа от 20 °С:

$$K_{\text{су}} = 1 + \alpha_{t\text{су}} \cdot (t - 20), \quad (6.1.1)$$

$\alpha_{t\text{су}}$ – температурный коэффициент линейного расширения материала СУ;

$$\alpha_{t\text{су}} = 10^{-6}[\alpha_0 + \alpha_1(t/1000) + \alpha_2(t/1000)^2], \quad (6.1.2)$$

где α_0, α_1, α_2 – постоянные коэффициенты, равные 15,6; 8,3 и –6,5 соответственно, согласно ГОСТ 8.586.1

$$\alpha_t = 10^{-6}\left[15{,}6 + 8{,}3 \cdot (6/1000) + (-6{,}5) \cdot (6/1000)^2\right] = 15{,}61 \cdot 10^{-6}$$

Тогда:

$$K_{cy} = 1 + 15{,}61 \cdot 10^{-6}(6 - 20) = 0{,}99978$$

Диаметр отверстия диафрагмы при рабочей температуре:

$$d = d_{20} \cdot K_{\text{су}}, \quad (6.1.3)$$

$$d = 0{,}16 \cdot 0{,}99978 = 0{,}08398м$$

Коэффициент, учитывающий изменение диаметра ИТ, вызванное отклонением температуры природного газа от 20 °С:

$$K_T = 1 + \alpha_{t\text{Т}}(\text{t} - 20), \quad (6.1.4)$$

где

$\alpha_{t\text{Т}}$ - температурный коэффициент линейного расширения материала ИТ.

$$\alpha_{t\text{Т}} = 10^{-6}[\alpha_0 + \alpha_1(t/1000) + \alpha_2(t/1000)^2], \quad (6.1.5)$$

где a_0, a_1, a_2 – постоянные коэффициенты (a_0 = 11,1; a_1 = 7,7; a_2 = -3,4 согласно ГОСТ 8.586.1)

$$\alpha_t = 10^{-6}\left[11{,}1 + 7{,}7 \cdot (6/1000) + (-3{,}4) \cdot (6/1000)^2\right] = 11{,}15 \cdot 10^{-6}$$

Тогда:

$$K_T = 1 + 11{,}15 \cdot 10^{-6}(6 - 20) = 0{,}99984$$

Внутренний диаметр ИТ при рабочей температуре природного газа:

$$D = D_{20} \cdot K_T, \quad (6.1.6)$$

$$D = 0{,}15 \cdot 0{,}99984 = 0{,}14998 м$$

Относительный диаметр отверстия диафрагмы:

$$\beta = \frac{d}{D}, \quad (6.1.7)$$

$$\beta = \frac{0{,}08398}{0{,}14998} = 0{,}5599$$

Коэффициент скорости входа:

$$E = 1/\sqrt{1 - \beta^4} \quad (6.1.8)$$

$$E = \frac{1}{\sqrt{1 - 0{,}5599^4}} = 1{,}05$$

Поправочный коэффициент, учитывающий притупление входной кромки диафрагмы:

$$K_П = 0{,}9826 + (\frac{r_к}{d} + 0{,}0007773)^{0{,}6}, \quad (6.1.9)$$

где $r_к$ – радиус кромки

$$r_к = a - (a - r_н) \cdot e^{(-\frac{\tau_т}{3})}, \quad (6.1.10)$$

где a – параметр, учитывающий тип измеряемой среды, который принимают равным $0{,}195 \cdot 10^{-3}$ для газа по ГОСТ 8.568.1;

$r_н$ - начальный радиус входной кромки диафрагмы;

τ_T - текущее время эксплуатации диафрагмы с момента определения значения начального радиуса входной кромки диафрагмы.

$$r_к = 0{,}195 \cdot 10^{-3} - (0{,}195 \cdot 10^{-3} - 0{,}00004) \cdot 2{,}7^{(-0{,}45/3)} = 61{,}59 \cdot 10^{-6}$$

Тогда:

$$K_n = 0{,}9826 + \left(\frac{61{,}59 \cdot 10^{-6}}{0{,}08398} + 0{,}0007773 \right)^{0{,}6} = 1{,}003$$

6.1.2 Расчет физических параметров измеряемой среды

Абсолютное давление природного газа перед диафрагмой

$$p = p_и + p_a, \qquad (6.1.11)$$

$$p = 600000 + 101325 = 701325 Па$$

Термодинамическая температура природного газа:

$$T = 273{,}15 + t \qquad (6.1.12)$$

$$T = 273{,}15 + 6 = 279{,}15 \text{ К}$$

Фактор сжимаемости природного газа при стандартных условиях

$$z_c = 1 - (0{,}0741 \rho_c - 0{,}006 - 0{,}063 x_a - x_y)^2 \ , \qquad (6.1.13)$$

p_c - плотность природного газа при стандартных условиях;

x_a - содержание азота в природном газе;

x_y - содержание углекислого газа в природном газе.

$$z_c = 1 - (0{,}0741 \cdot 0{,}68 - 0{,}006 - 0{,}063 \cdot 0{,}005 - 0{,}004)^2 = 0{,}9984$$

Фактор сжимаемости природного газа при рабочих условиях:

$$z = \frac{[1+\frac{0,00132}{T_a^{3,25}}]}{\frac{B_1}{B_2}-B_2+\theta_0} \cdot \frac{p_a}{10}, \quad (6.1.14)$$

где параметры p_a и T_a определяются по следующим соотношениям:

$$p_a = 0,6714 \cdot (p/p_{пк}) + 0,0147 \quad (6.1.15)$$

$$T_a = 0,71892 \cdot (T/T_{пк}) + 0,0007 \quad (6.1.16)$$

где $p_{пк}$ и $T_{пк}$ – псевдокритические значения давления и температуры, определяемые по формулам:

$$T_{ПК} = 88,25 \cdot (0,9915 + 1,759 \cdot \rho_c - x_y - 1,681 \cdot x_a) \quad (6.1.17)$$

$$p_{ПК} = 2,9585 \cdot (1,608 - 0,05994 \cdot \rho_c + x_y - 0,392 \cdot x_a) \quad (6.1.18)$$

$$T_{ПК} = 88,25 \cdot (0,9915 + 1,759 \cdot 0,68 - 0,004 - 1,681 \cdot 0,005) = 191,96$$

$$p_{ПК} = 2,9585 \cdot (1,608 - 0,05994 \cdot 0,68 + 0,004 - 0,392 \cdot 0,005) = 4,643$$

тогда:

$$T_a = 0,71892 \cdot (279,15/191,96) + 0,0007 = 1,046$$

$$p_a = 0,6714 \cdot (1,313/4,643) + 0,0147 = 0,2046$$

Корректирующий множитель F в зависимости от интервалов параметров p_a и T_a вычисляем по формуле:

при $0 \le p_a < 1,3$ и $-0,25 \le T_a - 1,09 < 0$

$$F = 75 \cdot 10^{-5} \cdot p_a^{2,3}\left(2 - e^{20 \cdot (T_a - 1,09)}\right) + 1,317 p_a (1,69 - p_a^2) \cdot (T_a - 1,09)^4 \quad (6.1.19)$$

$$F = 75 \cdot 10^{-5} \cdot 0,2046^{2,3}(2 - 2,7^{20 \cdot (-0,044)}) + 1,317 \cdot 0,2046 \cdot (1,69 - 0,2046^2) \cdot (-0,044)^4 =$$
$$= 3,258 \cdot 10^{-5}$$

Расчет вспомогательных величин B_0, B_1,B_2, θ_0, θ_1 производится по формулам:

$$B_2 = [B_0^2 + (B_0^2 + B_1^3)^{0,5}]^{1/3}, \quad (6.1.20)$$

$$B_0 = \theta_0 \cdot (\theta_1 - \theta_0^2) + 0,1 \cdot \theta_1 \cdot p_a \cdot (F - 1), \quad (6.1.21)$$

$$B_1 = 2 \cdot \frac{\theta_1}{3} - \theta_0^2, \quad (6.1.22)$$

$$\theta_0 = [T_a^2(1,77218 - 0,8879 \cdot T_a) + 0,305131] \cdot \theta_1 / T_a^4, \quad (6.1.23)$$

$$\theta_1 = T_a^5 / [T_a^2 \cdot (6,60756 \cdot T_a - 4,42646) + 3,22706] \quad (6.1.24)$$

Получаем:

$$\theta_1 = 1,046^5 / \left[1,046^2 (6,60756 \cdot 1,046 - 4,42646) + 3,22706\right] = 0,2106$$

$$\theta_0 = \left[1,046^2 (1,77218 - 0,8879 \cdot 1,046) + 0,305131\right] \cdot 0,2106 / 1,046^4 = 0,216$$

$$B_1 = 2 \cdot 0,2106 / 3 - 0,216^2 = 0,0937$$

$$B_0 = 0,216(0,2106 - 0,216^2) + 0,1 \cdot 0,2106 \cdot 0,2046 \cdot (3,258 \cdot 10^{-5} - 1) = 0,031$$

$$B_2 = \left[0,031 + (0,031^2 + 0,0937^3)^{0,5}\right]^{1/3} = 0,4184$$

Тогда:

$$z = \frac{\left[1 + \frac{0,00132}{1,046^{3,25}}\right]}{\frac{0,0937}{0,4184} - 0,4184 + 0,216} \cdot \frac{0,2046}{10} = 0,9506$$

Коэффициент сжимаемости природного газа:

$$K = z / z_c \quad (6.1.25)$$

$$K = 0,9506 / 0,9984 = 0,9521$$

Плотность природного газа:

$$\rho = \frac{\rho_c \cdot p \cdot T}{p_c \cdot T_c \cdot K} \quad (6.1.26)$$

$$\rho = 0{,}68 \cdot 1{,}301 \cdot 279{,}15/(0{,}101 \cdot 293{,}15 \cdot 0{,}9521) = 8{,}76 кг/м^3$$

Динамическая вязкость природного газа:

$$\mu = \mu_T \cdot c_\mu, \tag{6.1.27}$$

где c_μ – поправочный множитель.

$$c_\mu = 1 + \frac{p_n^2}{30 \cdot (T_n - 1)} \tag{6.1.28}$$

Приведенные давление $p_П$ и температуру $T_П$ вычисляют по формулам:

$$p_П = p / p_{ПК}\ , \tag{6.1.29}$$

$$T_П = T / T_{ПК} \tag{6.1.30}$$

$$p_П = 1{,}313 / 4{,}643 = 0{,}2828$$

$$T_П = 279{,}15/191{,}96 = 1{,}45$$

тогда:

$$c_\mu = 1 + \frac{0{,}2828^2}{30(1{,}45 - 1)} = 1{,}006$$

Составляющую динамической вязкости природного газа и многих его компонентов, зависящую от температуры, при атмосферном давлении вычисляют по формуле:

$$\mu_T = 3{,}24 \cdot \frac{T^{0,5} + 1{,}37 - 9{,}09 \cdot \rho_c^{0,125}}{\rho_c^{0,5} + 2{,}08 - 1{,}5(x_a + x_y)} \tag{6.1.31}$$

$$\mu_T = 3{,}24 \cdot \frac{279{,}15^{0,5} + 1{,}37 - 9{,}09 \cdot 0{,}68^{0,125}}{0{,}68^{0,5} + 2{,}08 - 1{,}5(0{,}005 + 0{,}004)} = 9{,}007 \cdot 10^{-4}$$

Тогда:

$$\mu = 9{,}007 \cdot 10^{-4} \cdot 1{,}006 = 0{,}907 \cdot 10^{-5}\ Па \cdot с$$

Показатель адиабаты природного газа:

$$\kappa = 1{,}556 \cdot (1 + 0{,}074 x_a) - 3{,}9 \cdot 10^{-4} \cdot T \cdot (1 - 0{,}68 x_a) - 0{,}208 \rho_c + (p/T)^{1{,}43} \cdot \cdot \left[384 \cdot (1 - x_a) \cdot (p/T)^{0{,}8} + 26{,}4 x_a\right] \quad (6.1.32)$$

$$\kappa = 1{,}556 \cdot (1 + 0{,}074 \cdot 0{,}005) - 3{,}9 \cdot 10^{-4} \cdot 279{,}15 \cdot (1 - 0{,}68 \cdot 0{,}005) - 0{,}208 \cdot 0{,}68 + (1{,}313/279{,}15)^{1{,}43} \cdot \left[384 \cdot (1 - 0{,}005) \cdot (1{,}313/279{,}15)^{0{,}8} + 26{,}4 \cdot 0{,}005\right] = 1{,}309$$

Коэффициент расширения:

$$\varepsilon = 1 - (0{,}351 + 0{,}256 \cdot \beta^4 + 0{,}93 \cdot \beta^8)\left[1 - \left(1 - \frac{\Delta p}{p}\right)^{\frac{1}{\kappa}}\right] \quad (6.1.33)$$

$$\varepsilon = 1 - (0{,}351 + 0{,}256 \cdot 0{,}3756^4 + 0{,}93 \cdot 0{,}3756^8)\left[1 - \left(1 - \frac{160000}{1301325}\right)^{\frac{1}{1.309}}\right] = 0{,}966$$

6.1.3 Расчёт расхода среды

Начальное значение числа Рейнольдса принимаем равное $Re_1 = 10^6$

Коэффициент истечения:

$$C = 0{,}5961 + 0{,}0261\beta^2 - 0{,}216\beta^8 + 0{,}000521 \cdot \left(\frac{10^6 \beta}{Re}\right)^{0{,}7} +$$

$$+ (0{,}0188 + 0{,}0063A) \cdot \beta^{3{,}5} \cdot \left(\frac{10^6}{Re}\right)^{0{,}3} + (0.043 + 0.08e^{-10L_1} - 0{,}123e^{-7L_1}) \cdot$$

$$\cdot (1 - 0{,}11A) \cdot \frac{\beta^4}{1 - \beta^4} - 0{,}031 \cdot (M_1 - 0{,}8M_1^{1{,}1}) \cdot \beta^{1{,}3} + M_2 \quad (6.1.34)$$

Параметры A, M_1 и M_2 рассчитываются по формулам:

$$A = \left(\frac{19000\beta}{\mathrm{Re}}\right)^{0{,}8} \quad (6.1.35)$$

$$M_1 = \frac{2L_2'}{1-\beta} \tag{6.1.36}$$

$$M_2 = \begin{cases} 0{,}011(0{,}75-\beta)(2{,}8-\dfrac{D}{0{,}0254}) \text{ при } D < 0{,}07112 \text{ м} \\ 0 \text{ при } D \geq 0{,}07112 \text{ м.} \end{cases} \tag{6.1.37}$$

$$A = \left(\frac{19000 \cdot 0{,}5599}{10^6}\right)^{0{,}8} = 0{,}026$$

Значения L_1 и L'_2 принимают равными 0 - для углового способа отбора давлений:

$$M_2 = 0, т.к. D \geq 0{,}07112 м$$

$$M_1 = 0, т.к. L_2 = 0$$

$$C_1 = 0{,}5961 + 0{,}0261 \cdot 0{,}5599^2 - 0{,}216 \cdot 0{,}5599^8 + 0{,}000521\left(\frac{10^6 \cdot 0{,}5599}{10^6}\right)^{0{,}7} + (0{,}0188 +$$

$$0{,}0063 \cdot 0{,}026) \cdot 0{,}5599^{3{,}5}\left(\frac{10^6}{10^6}\right)^{0{,}3} + (0{,}043 + 0{,}08 \cdot 2{,}7^{-10 \cdot 0} - 0{,}123 \cdot 2{,}7^{-7 \cdot 0})(1 - 0{,}11 \cdot 0{,}026) \cdot$$

$$\frac{0{,}5599^4}{1-0{,}5599^4} - 0{,}031(0 - 0{,}8 \cdot 0^{1{,}1}) \cdot 0{,}5599^{1{,}3} + 0 = 0{,}606$$

Поправочный коэффициент, учитывающий шероховатость внутренней поверхности ИТ:

$$K_{Ш} = 1 + 5{,}22 \cdot \beta^{3{,}5} \cdot (\lambda - \lambda^*) \tag{6.1.38}$$

где λ и λ^* – действительный и условный коэффициенты трения.

Значения λ и λ^* рассчитывают по формуле:

$$\lambda = [1{,}74 - 2\,lg\left(\frac{2A_{Ш}}{D} - \frac{37{,}36\,lg(k_D - k_R \cdot lg(k_D + 3{,}3333k_R))}{Re}\right)]^{-2} \tag{6.1.39}$$

где $A_Ш$, k_D, k_R – величины, значения которых выбирают в соответствии с ГОСТ 8.586.1, и равные $0{,}1\cdot10^{-3}$, 179,81 и $5{,}035\cdot10^{-6}$ соответственно для λ и $0{,}09\cdot10^{-3}$, 169 и $5{,}035\cdot10^{-6}$ соответственно для λ^*. Тогда:

$$\lambda = \left(1{,}74 - 21\cdot\lg\left[\frac{2\cdot0{,}1\cdot10^{3}}{0{,}1499} - \frac{37{,}36\cdot\lg(179{,}81 - 5{,}035\cdot10^{-6}\lg(179{,}81 + 3{,}3333\cdot5{,}035\cdot10^{-6}))}{10^{6}}\right]\right)^{-2} =$$

$$= 0{,}24498\cdot10^{-3}$$

$$\lambda^* = \left(1{,}74 - 21\cdot\lg\left[\frac{2\cdot0{,}09\cdot10^{3}}{0{,}1499} - \frac{37{,}36\cdot\lg(169 - 5{,}035\cdot10^{-6}\lg(169 + 3{,}3333\cdot5{,}035\cdot10^{-6}))}{10^{6}}\right]\right)^{-2} =$$

$$= 0{,}25252\cdot10^{-3}$$

Тогда:

$$K_{Ш} = 1 + 5{,}22\cdot0{,}5599^{3{,}5}\cdot(0{,}24498\cdot10^{-3} - 0{,}25252\cdot10^{-3}) = 0{,}99999$$

Массовый расход природного газа при числе Рейнольдса в первом приближении $Re = 10^6$:

$$q_m = 0{,}25\cdot\pi\cdot d^{\,2}\cdot C\cdot E\cdot K_{Ш}\cdot K_{П}\cdot\varepsilon\cdot\left(2\cdot\Delta p\cdot\rho\right)^{0{,}5} \qquad (6.1.40)$$

$$q_{m1} = 0{,}25\cdot3{,}14\cdot0{,}08398^{2}\cdot0{,}606\cdot1{,}01\cdot0{,}99999\cdot0{,}9983\cdot0{,}9556\cdot$$
$$\cdot\left(2\cdot16000\cdot8{,}76\right)^{0{,}5} = 5{,}412\,кг/с$$

Объемный расход при стандартных условиях:

$$q_c = q_m/\rho_c \qquad (6.1.41)$$

$$q_{c1} = \frac{19{,}4718}{0{,}68} = 7{,}96\ \text{нм}^3/\text{с}.$$

Уточненное значение числа Рейнольдса:

$$Re = \frac{4}{\pi}\cdot\frac{q_c\cdot\rho_c}{D\cdot\mu} \qquad (6.1.42)$$

$$\mathrm{Re}_2 = \frac{4}{3{,}14} \cdot \frac{7{,}96 \cdot 0{,}68}{0{,}14998 \cdot 0{,}97 \cdot 10^{-5}} = 4739661$$

Коэффициент истечения:

при $$A = \left(\frac{19000 \cdot 0{,}5599}{5{,}99 \cdot 10^6} \right)^{0{,}8} = 0{,}0063$$

$$C_2 = 0{,}5961 + 0{,}0261 \cdot 0{,}5599^2 - 0{,}216 \cdot 0{,}5599^8 + 0{,}000521 \left(\frac{10^6 \cdot 0{,}5599}{5{,}99 \cdot 10^6} \right)^{0{,}7} + (0{,}0188 +$$

$$0{,}0063 \cdot 0{,}006) \cdot 0{,}5599^{3{,}5} \left(\frac{10^6}{5{,}99 \cdot 10^6} \right)^{0{,}3} + (0{,}043 + 0{,}08 \cdot 2{,}7^{-10 \cdot 0} - 0{,}123 \cdot 2{,}7^{-7 \cdot 0})(1 - 0{,}11 \cdot 0{,}018) \cdot$$

$$\frac{0{,}5599^4}{1 - 0{,}5599^4} - 0{,}031(0 - 0{,}8 \cdot 0{,}006^{1{,}1}) \cdot 0{,}5599^{1{,}3} + 0 = 0{,}604$$

Массовый расход природного газа при уточненном значении числа Рейнольдса Re_2 :

$$q_{m2} = 0{,}25 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}08398^2 \cdot 0{,}604 \cdot 1{,}01 \cdot 0{,}99999 \cdot 0{,}9983 \cdot 0{,}966 \cdot$$
$$\cdot (2 \cdot 160000 \cdot 8{,}76)^{0{,}5} = 5{,}453 м^3 / с$$

Объемный расход при стандартных условиях:

$$q_{c2} = \frac{5{,}453}{0{,}68} = 8{,}02 \text{нм}^3/\text{с}.$$

Относительное отклонение:

$$\delta = 100 \cdot |q_{m2} - q_{m1}| / q_{m2} \leq \delta_{\text{о}} \qquad (6.1.43)$$

$$\delta = 100 \cdot \frac{|5{,}453 - 5{,}412|}{5{,}453} = 0{,}075\% < 0{,}2\%$$

Объемный расход природного газа при стандартных условиях равен 5,453м^3/с.

6.2 Расчет параметров регулятора давления

Требуется выбрать редукционный клапан для природного газа с нормальным объёмным расходом 10000 нм³/ч. Рабочая температура 10°С, плотность 0,68 кг/м³, входное давление 48 кгс/см^2, выходное давление 6 кгс/см^2.

Таблица 4 – Исходные данные

Параметр	Обозначение	Единицы измерения	Значение
температура природного газа до регулятора	t_1	К	298
температура природного газа после регулятора	t_2	К	280
Нормальный объемный расход	Q_n	м^3/ч	10000
Плотность газа при нормальных условиях	ρ	Кг/м^3	0,426
Входное давление	p_1	МПа	4,7
Выходное давление	p_2	МПа	0,59

K_v - коэффициент пропускной способности, м³/ч;

Q_N - нормальный объёмный расход, м³/ч;

Q_1 - объёмный расход на входе в клапан, м³/ч;

Q_2 - объёмный расход на выходе из клапана, м³/ч;

ρ_N- плотность, кг/м³;

Δp- перепад давления (р1 - р2), кгс/см^2;

p_1 - входное давление, кгс/см^2;

p_2 - выходное давление, кгс/см^2;

t_1 - температура на входе, К;

t_2 - температура на выходе, К;

w_1 - скорость потока перед клапаном, м/с;

w_2 - скорость потока после клапана, м/с;

d_1 - условный диаметр перед клапаном, мм;

d_2 - условный диаметр после клапана, мм.

6.2.1 Расчёт величины K_V.

Для выбора клапана (регулятор давления на линии редуцирования) необходимо в первую очередь рассчитать требуемую величину K_V при параметрах, на которых будет работать клапан.

Коэффициент пропускной способности K_V, м^3/ч – величина, численно равная расходу рабочей среды с плотностью 1000 кг/м^3, протекающей через арматуру при перепаде давлений 0,1 МПа.

Для докритического потока, т.е. когда $\Delta p < 0{,}5 p_1$, используется формула:

$$K_V = \frac{Q_N}{514}\sqrt{\frac{\rho_N(t_1+273)}{\Delta p \cdot p_2}} \qquad (6.2.1)$$

Для сверхкритического потока, т.е. когда $\Delta p > 0{,}5 p_1$ используется формула:

$$K_V = \frac{Q_N}{257 \cdot p_1}\sqrt{\rho_N(t_1+273)}, \qquad (6.2.2)$$

Вычислим величину перепада давления на регуляторе:

$$\Delta p = p_1 - p_2 \quad (6.2.3)$$

$$\Delta p = 48 - 6 = 42 \text{ кгс/см}^2$$

Поток сверхкритический, так как $\Delta p > 0{,}5p_1$, поэтому

$$K_V = \frac{10000}{257 \cdot 48}\sqrt{0{,}68 \cdot (25 + 273)} = 12 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Поскольку при расчете пропускной способности не учитывается ряд факторов, влияющих на работу клапана, для выбора клапана используется коэффициент Kvs, учитывающий коэффициент запаса 1,3:

$$K_{VS} = 1{,}3 \cdot K_V \quad (6.2.4)$$

$$K_{VS} = 1{,}3 \cdot 12 = 15{,}6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

6.2.2 Расчет условного диаметра и скорости потока

Для корректной работы регуляторов РДМ скорость потока среды не должна превышать установленных пределов согласно паспорту изделия.

Для расчёта скорости потока необходимо определить величину рабочего расхода среды по следующей формуле:

$$Q = \frac{Q_N(273+t)}{p \cdot \text{Тн}} \quad (6.2.5)$$

Рассчитаем расход до и после клапана:

$$Q_1 = \frac{10000 \cdot (273 + 25)}{48 \cdot 273} = 227 \text{ м}^3/\text{ч} = 0{,}06 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_2 = \frac{10000 \cdot (273 + 7)}{6 \cdot 273} = 1709 \text{ м}^3/\text{ч} = 0{,}47 \text{ м}^3/\text{с}$$

Требуемый диаметр трубопровода рассчитывается следующим образом:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot w}} \qquad (6.2.6)$$

В нашем примере рекомендуемая скорость потока среды составляет 40 м/с до клапана и после клапана. В этом случае расчётные диаметры трубопроводов до и после клапана составят:

$$d_1 = \sqrt{\frac{4 \cdot 0{,}06}{\pi \cdot 40}} = 0{,}044 \text{ м} = 43 \text{ мм}$$

$$d_2 = \sqrt{\frac{4 \cdot 0{,}47}{\pi \cdot 40}} = 0{,}122 \text{ м} = 122 \text{ мм}$$

Следовательно, рекомендуется использовать условный диаметр Ду50 до клапана и Ду150 после клапана.

Для выбранных условных диаметров скорость потока может быть рассчитана следующим образом:

$$w = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2} \qquad (6.2.7)$$

Получим:

$$w_1 = \frac{4 \cdot 0{,}06}{\pi \cdot 0{,}05^2} = 31 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

$$w_2 = \frac{4 \cdot 0{,}47}{\pi \cdot 0{,}15^2} = 27 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Полученные скорости потока оказались меньше предельно допустимых значений.

Таким образом, в ходе расчета выяснили, что возможна установка регулятора давления РДМ (регулятора давления мембранный) – 50/150 или регулятора давления РДУ-80-01, они подходят по техническим характеристикам. РДМ и РДУ регуляторы высокого давления «после себя», статистические, осевые, мембранные.

Рисунок 14 – Регулятор давления газа (РДМ)

Рисунок 15 – Регулятор давления газа (РДУ)

Регуляторы давления газа применяются в узлах редуцирования газа в объектах магистральных газопроводов и в системах газоснабжения для регулирования давления газа и автоматического поддержания выходного давления в заданных пределах, независимо от изменений входного давления и расхода.

Регуляторы давления газа РДМ отличаются высокой точностью поддержания выходного давления (до 2%), устойчивостью к автоколебаниям, эффективной системой шумопоглощения (уровень шума при максимальном расходе не превышает 80 дБ), работой без сброса газа в атмосферу. По надежности РДМ лучше РДУ, в нем меньше изнашиваются детали, за счет того, что при изготовлении не используются литые детали, что исключает внутренние дефекты материала и, как следствие обеспечивает в меньшей степени безотказную работу регулятора.

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проекта

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Для данного проекта целевым рынком являются предприятия, занимающиеся транспортировкой и передачей потребителю природного газа.

В ВКР был рассмотрен технологический процесс работы газораспределительной станции и влияние системы автоматического управления на его эффективность, качество, безопасность. Поэтому, объектом исследования экономической составляющей исследования являться будет внедрение САУ ГРС.

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга). Сегментируем рынок услуг по разработке систем автоматизированного управления по двум критериям: расположение и отрасль.

В нашем случае покупателем продукции может выступить только ПАО «Газпром» и его дочерние организации, так как вышеупомянутое ПАО является монополистом по трубопроводному транспорту газа в Российской Федерации. В работе рассматривалась Александровская ГРС «Урожай-10», но на территории страны присутствует еще огромное количество не автоматизированных станций, эксплуатирующие организации которых могут быть заинтересованы в модернизации. Проектирование новых станций также целесообразно проводить с

внедрением технологий автоматизации.

7.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, которые в данный момент находятся на рынке, необходимо проводить постоянно, так как рынки находятся в непрерывном движении. Такой анализ поможет внести коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим конкурентам. Важно реально оценить все сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных тех решений с позиции эффективности распределения ресурсов и ресурсосбережения позволяет сделать объективную оценку относительной эффективности научной разработки и назначить курсы для ее будущего увеличения. Проведем анализ с помощью оценочной карты. Анализ представлен в таблице 5. Для этого необходимо рассмотреть три фирмы:

1. Отечественная фирма «Телси Плюс» ($Ф_1$).

2. Иностранная фирма «Energy PRO» ($Ф_2$).

3. Иностранная фирма «ЕВРО-Молния» ($Ф_3$).

Таблица 5 – Анализ конкурентных решений САУ ГРС

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентно-способность		
	Макс-5	$Ф_1$	$Ф_2$	$Ф_3$	$Ф_1$	$Ф_2$	$Ф_3$
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда на объекте	0,2	5	5	5	1	1	1
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,03	4	4	4	0,12	0,12	0,12

3. Помехоустойчивость САУ	0,04	5	4	4	0,2	0,16	0,16
4. Энергоэкономичность САУ	0,15	3	2	3	0,45	0,3	0,45
5. Надежность САУ	0,15	5	4	3	0,75	0,6	0,45
6. Скорость проектной работы	0,04	4	3	2	0,16	0,12	0,08
7. Безопасность САУ	0,04	4	4	4	0,16	0,16	0,16
8. Простота обслуживания САУ	0,04	3	3	4	0,12	0,12	0,16
Экономические критерии оценки эффективности							
9. Конкурентоспособность продукта	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
10. Уровень проникновения на рынок	0,04	2	3	3	0,04	0,12	0,12
11. Цена	0,15	5	3	3	0,75	0,45	0,45
12. Предполагаемый срок эксплуатации	0,03	3	3	3	0,09	0,09	0,09
13. Послепродажное обслуживание	0,04	3	4	4	0,12	0,16	0,16
Итого	**1**	**50**	**46**	**46**	**4,2**	**3,6**	**3,6**

Проанализировав технические решения этих конкурирующих фирм безусловным лидером признается фирма «Телси+» по всем техническим и экономическим харрактеристикам. Технические критерии оценки эффективности фирм «Energy PRO» и «ЕВРО-Молния» отличается не сильно, однако «Телси+» более конкурентоспособен, так как использует оборудование и комплектующие отечественного производства.

7.3 Определение возможных альтернатив проекта

Морфологический подход основан на систематическом исследовании всех теоретически возможных вариантов, вытекающих из закономерностей строения (морфологии) объекта исследования. Синтез охватывает как известные, так и новые, необычные варианты, которые при простом переборе могли быть

упущены. Путем комбинирования вариантов получают большое количество различных решений, ряд которых представляет практический интерес. Морфологическая матрица выбора поставщиков оборудования для САУ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Морфологическая матрица выбора поставщиков оборудования для САУ.

	1	2	3
А. Контроллерная продукция	ЭлеСи	Siemens	Атлантиктрансгазсистема
Б. Исполнительные устройства	ЭлеСи	Siemens	Атлантиктрансгазсистема
В. Средства КИПиА	Метран	Rosemount	Монотомь
Г. АРМ оператора	Газпром автоматика	ЭлеСи	*Schlumberger*
Д. Программное обеспечение	ЭлеСи	Овен	Siemens
Е. Монтаж	Сибэлектромонтаж	Газпром автоматика	*Schlumberger*
Ж. Контроллерные шкафы	Атлантиктрнсгазсистема	Газпром автоматика	ЭлеСи

Наиболее привлекательные варианты выбора поставщиков: А3 Б3 В1 Г2 Д1 Е1 Ж1.

7.4 Расчет сметной стоимости работ произведем ресурсным методом.

Ресурсный метод - калькулирование в текущих (прогнозных) ценах и тарифах ресурсов (элементов затрат), необходимых для реализации проектного решения. При составлении смет используются натуральные измерители расхода материалов и конструкций, затрат времени эксплуатации машин и оборудования, затраты труда рабочих, а цены на указанные ресурсы принимаются текущие (т.е. на момент составления смет). Использование данного метода позволяет определить сметную стоимость объекта на любой момент времени.

Основу сметного расчёта составляют затраты на материальные ресурсы, трудовые затраты на заработную плату и страховые взносы, а также амортизация основных фондов.

При планировании проекта должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения. Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. Необходимые материальные затраты на разработку системы модернизации приведены в таблице 7, а необходимое спецоборудование для проведения работ приведено в таблице 8.

Таблица 7 – Расходные материалы

№ п/п	Наименование затрат	Единица измерений	Расход	Цена за единицу с учетом НДС, руб.	Сумма, руб
1	Электромонтажное оборудование	Шт.	125	123	15375
2	Силовые кабели	м	250	71	17750
3	Метиз	Шт.	300	12	3600
	Всего за материалы				36725
	Транспортно-заготовительные отчисления (3-5%)				1250
	Итого по статье $С_м$				37975

Таблица 8 – Спецоборудование для проведения работ.

Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.

Контроллерное оборудование	9	32 000,00	288 000,00
Исполнительные устройства	31	2 600,00	80 600,00
АРМ оператора	1	290 000,00	290 000,00
Средства КИП и А	57	7800	444 600,00
Программное обеспечение САУ	1	240 000	240 000,00
Контроллерные шкафы	8	390 000,00	3 120 000,00
Сервисное оборудование для настройки САУ	1	130 000,00	1 354,00 (амортизация за 2 недели)
ПО для настройки САУ	1	50 000,00	521,00 (амортизация за 2 недели)
		ИТОГО:	4 463 200,00

Следующей статьей расходов является плата за электроэнергию. Для этого сначала определяется количество потребляемой энергии для всего оборудования. Количество потребляемой электроэнергии оборудованием приведено в таблице 9.

Таблица 9 – Количество потребляемой электроэнергии оборудованием.

Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Потребляемая мощность, кВт/ч	Количество часов	Количество потребляемой

			работы в сутки	энергии за сутки, кВт
Сервисное оборудование для настройки САУ	1	0,3	8	2,4
Средства КИПиА	57	0,05	5	14,25
САУ	1	4,2	5	21
				Итого 35,5

Затем необходимо определить стоимость электроэнергии за рабочий период (при стоимости 2,8 руб. за кВт/час). Расчет стоимости электроэнергии приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Расчет стоимости электроэнергии.

Количество дней	Количество рабочих дней	Количество потребляемой энергии за месяц, кВт	Стоимость электроэнергии за месяц, руб (при 2,8 руб. за кВт/час)
14	10	355	994

К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др. Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в

многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.

Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др. Суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

Основная заработная плата ($З_{осн}$) находится по формуле:

$$З_{осн} = З_{м} \cdot T_{раб}, \quad (7.1)$$

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

$Т_р$ – продолжительность работ, раб.дн.;

$З_м$ – месячный оклад работника, руб.

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{м} = З_{б} \cdot k_{р}, \quad (7.2)$$

где $З_б$ – базовый оклад, руб.;

$k_р$ – районный коэффициент, равный 1,3.

Основная заработная плата работника ООО «Сибэлектромонтаж», компании, выбранной ранее, как наиболее приемлемый вариант для выполнения работ по монтажу оборудования предполагает следующий состав:

1) оклад – определяется предприятием.

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

3) районный коэффициент.

Найдем месячную зарплату для программиста ПО и монтажника оборудования:

$ЗПм.прог = 86\,103{,}20 * 1{,}3 = 111\,934{,}16$ руб.

$ЗПм.монт = 24\,217{,}15 * 1{,}3 = 3\,1482{,}26$ руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Здн = \frac{Зм \cdot М}{Fд} \quad (7.3)$$

где Зм – месячный должностной оклад работника, руб.;

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня М =11,2 месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней М=10,4 месяца, 6-дневная неделя;

*F*д – действительный годовой фонд рабочего времени, раб. Дн

*F*д = 232 дня, тогда

$$Здн.прог = \frac{111934{,}16 \cdot 11{,}2}{232} = 5403{,}72 \text{ руб.}$$

$$Здн.монт = \frac{31482{,}26 \cdot 11{,}2}{232} = 1519{,}83 \text{ руб}$$

Основную заработную плату определим по формуле (х):

$$Зосн.прог = 5403{,}72 \cdot 10 = 54037{,}20 \text{ руб.}$$

$$Зосн.монт = 1519{,}83 \cdot 22 = 33436{,}26 \text{ руб.}$$

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Расчёт заработной платы

Исполнители	Количество человек	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	$З_{осн}$, руб.
Программист ПО	1	675	80	54037,20

Монтажник	3	190	176	100308,78
			Итого: 154345,98	

Отчисления на социальные нужды включают в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{внеб} = k_{внеб} \cdot З_{осн}, \quad (7.4)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.), равный 30%. Отчисления на социальные нужды представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Отчисления на социальные нужды.

	Программист ПО	Монтажники
Зарплата	54037,20	100308,78
Отчисления на соц. нужды	16211,16	30092,63
		Итого: 46303,79

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчет амортизационных отчислений

№ п/п	Наименование основных средств	Количество	Балансовая стоимость единицы, руб.	Норма амортизационных отчислений, %	Время полезного использования в разработке % по 2017 году	Амортизация, руб.

1	Сварочный агрегат	2	129800,00	10,00	60,00	15576,00
2	Персональный компьютер	4	35000,00	25,00	60,00	21000,00
3	Прочее	1	300000,00	25,00	60,00	45000,00
	ИТОГО					81576,00

В процессе расчета бюджета работ, планируемые затраты следует сгруппировать по статьям, представленным в таблице 14.

Таблица 14 – Группировка затрат по статьям.

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Сырье, материалы, комплектующие изделия	37 975,00
Специальное оборудование для проведения работ	4 463 200,00
Стоимость электроэнергии	994,00
Основная заработная плата	154 345,98
Отчисления на социальные нужды	46 303,79
Амортизационные отчисления	81576,00
Итого необходимый бюджет НТИ	4 784 394,77

Общая смета затрат представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Смета затрат на выполнение работ

№ п/п	Статьи затрат	Сумма затрат, руб.
1	Оплата работ, выполняемых соисполнителями	0,00
2	Спецоборудование	4 463 200,00

3	Материалы и комплектующие	37 975,00
4	Оплата труда	154 345,98
5	Отчисления на социальные нужды	46 303,79
6	Амортизация основных средств	81576,00
7	Командировки и служебные разъезды	0,00
8	Прочие расходы, в т.ч.:	1 200,08
8.1	Стоимость электроэнергии	994,00
8.2	Оплата услуг связи	2,39
8.3	Коммунальные услуги	1 197,69
9	Итого собственных затрат	4786794,93

Круговая диаграмма на рисунке 16 отражает все основные затраты на проведение работ.

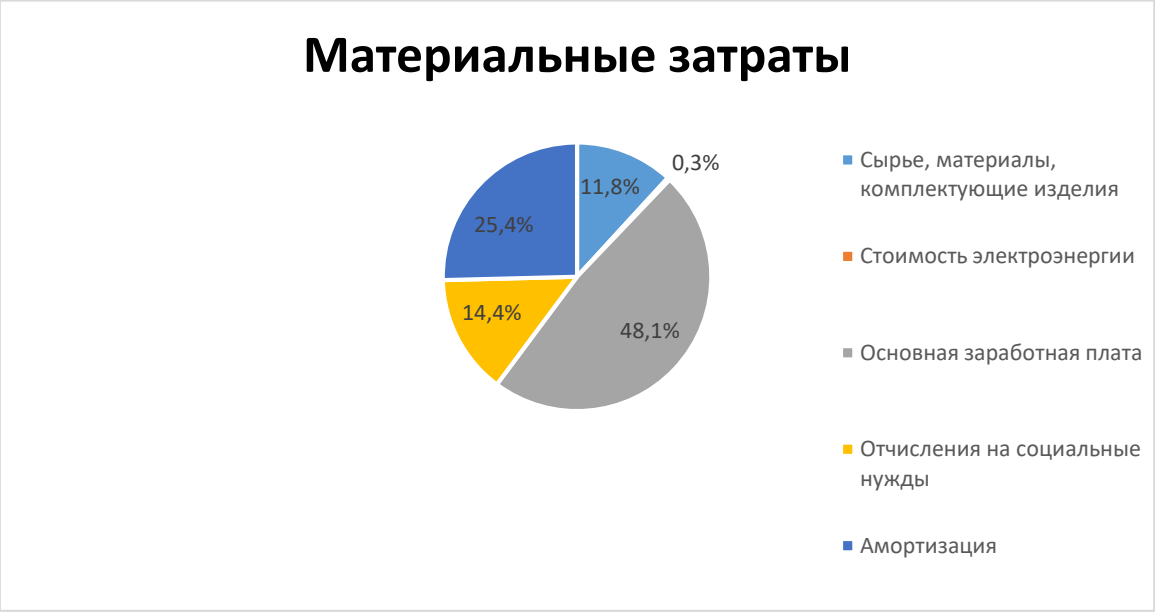

Рисунок 16 – Круговая диаграмма материальных затрат на проведение НТР.

Экономическая эффективность производства измеряется путём сопоставления результатов производства (эффекта) с затратами или применяемыми ресурсами. Расчёты экономической эффективности производства производятся по системе показателей, которые группируются по содержанию показателей, отражающих эффективность использования в производстве элементов затрат и ресурсов на обобщающие и частные показатели. К обобщающим показателям относятся следующие:

- рост производства продукции в стоимостном выражении;
- производство продукции на 1 руб. затрат;
- относительная экономия основных производственных фондов, нормируемых оборотных средств, материальных затрат, фонда оплаты труда;
- общая рентабельность.

Система частных показателей включает показатели:

- эффективности использования труда (выработка, трудоёмкость);
- эффективности использования основных фондов (фондоотдача, фондоёмкость);
- эффективности использования оборотных средств (коэффициент оборачиваемости, период оборота);
- эффективности капитальных вложений (срок окупаемости, коэффициент эффективности капитальных вложений, удельные капитальные вложения);
- эффективности использования материальных ресурсов (материалоёмкость, материалоотдача).

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

Эффективность научного ресурсосберегающего проекта включает в себя социальную эффективность, экономическую и бюджетную эффективность. Показатели общественной эффективности учитывают социально-экономические последствия осуществления инвестиционного проекта как для общества в целом, в том числе непосредственные результаты и затраты проекта, так и затраты, и

результаты в смежных секторах экономики, экологические, социальные и иные внеэкономические эффекты.

Чтобы определить эффективность исследования, необходимо рассчитать интегральный показатель эффективности научного исследования. Для этого определяют две средневзвешенные величины: финансовую эффективность и ресурсоэффективность.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования (таблица 16). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Рассмотрим на примере аналога проектирование АСУ.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\phi}^{p} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}}, \tag{7.5}$$

где I_{ϕ}^{p} - интегральный финансовый показатель разработки;

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения проекта (в т.ч. аналогов).

Таблица 16 – Группировка затрат по статьям аналогов разработки

	Разработка	Аналог	Аналог 2
Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты	37 975,00	42 560,00	40 218,50
Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	4 463 200,00	6 250 300,00	5 823 500,00
Стоимость электроэнергии	994,00	994,00	994,00

Основная заработная плата	154 345,98	131 298,15	243 511,20
Отчисления на социальные нужды	46 303,79	39 389,45	73 053,36
Итого плановая себестоимость	4 702 818,77	6 464 541,60	6 181 277,06

Найдем значения интегрального финансового показателя для всех вариантов исполнения научного исследования:

Для нашей разработки:

$$I_{\text{ф}}^{p} = \frac{\Phi_p}{\Phi_{max}} = \frac{4702818,77}{6464541,60} = 0,73.$$

Для аналогов:

$$I_{\text{ф}}^{a1} = \frac{\Phi_{a1}}{\Phi_{max}} = \frac{6464541,60}{6464541,60} = 1,$$

$$I_{\text{ф}}^{a2} = \frac{\Phi_{a2}}{\Phi_{max}} = \frac{6181277,06}{6464541,60} = 0,96.$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки, то есть наша разработка обладает наименьшей стоимостью по сравнению с аналогами.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования определяют следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \tag{7.6}$$

где I_p– интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i – весовой коэффициент i-го параметра;

b_i^a, b_i^p– бальная оценка i-го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Результаты расчетов представлены таблице 17.

Таблица 17 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

ПО / Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,35	5	5	5
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	4	4
3. Помехоустойчивость	0,15	5	4	4
4. Энергосбережение	0,2	3	3	3
5. Надежность	0,07	5	4	4
6. Материалоемкость	0,08	4	4	4
ИТОГО	1	4,37	4,15	4,15

Интегральный показатель эффективности разработки ($I^{p}_{\text{финр}}$) и аналога ($I^{a}_{\text{финр}}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I^{i}_{\text{исп}} = \frac{I^{i}_{p}}{I^{i}_{\text{ф}}}, \tag{7.7}$$

Для нашей разработки:

$$I_{\text{исп}}^{p} = \frac{4{,}37}{0{,}84} = 5{,}98$$

Для аналогов:

$$I_{\text{исп}}^{a1} = \frac{4{,}15}{1} = 4{,}15$$

$$I_{\text{исп}}^{a2} = \frac{4{,}15}{1} = 4{,}32$$

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

$$Э_{ср} = \frac{I_{финр}^{a}}{I_{финр}^{p}}, \quad (6.8)$$

где $Э_{ср}$– сравнительная эффективность проекта;

$I_{\text{фин}p}^{p}$ – интегральный показатель разработки;

$I_{\text{фин}p}^{a}$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Значения сравнительной эффективности проекта с аналогами приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Сравнительная эффективность разработки с первым аналогом.

№ п/п	Показатели	Аналог 1	Аналог 2	Разработка
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,96	0,73
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,15	4,15	4,37

3	Интегральный показатель эффективности	4,15	4,32	5,98
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,69	0,72	1

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволило определить, что существующий вариант решения поставленной в ВКР технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности является наиболее приемлемым.

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

8.1 Производственная безопасность.

Как известно, газораспределительная станция является опасным производственным объектом, а процесс ее эксплуатации несет в себе ряд опасностей как для жизни и здоровья рабочего персонала, местного населения и третьих лиц, так и для окружающей среды, а также возможность возникновения чрезвычайных ситуаций.

Основными опасными и вредными производственными факторами при эксплуатации газораспределительных станций являются: давление газа в действующих коммуникациях; возможность разрушения трубопровода, его элементов и оборудования, происходящего совместно с разлетом осколков металла и грунта; возможность возгорания продукта при разрушении трубопровода, оборудования; возможность появления в рабочей зоне открытого огня и термическое воздействие пожара; возможность взрыва газовоздушной смеси; повышенный уровень шума; возможность появления вредных веществ (природный газ, одорант) в рабочей зоне.

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

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

Основные факторы и обстоятельства, определяющие категорию повышенной опасности на ГРС при ремонтных работах представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы [13].

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Ремонтные работы: 1) Электромонтажные работы; 2) Слесарные работы 3) Сварочно-монтажные работы.	1.Отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне		СанПиН 2.2.4.548-96 [16] Р 2.2.2006-05 [17] ГОСТ 12.4.011-89 [14]
	2. Работа с токсичными и вредными веществами		ГОСТ 12.1.005-88 [25] ГН 2.2.5.1313 – 03 [29]
	3.Повышенный уровень шума		СНиП II-12-77 [18] ГОСТ 12.1.029-80 [19] ГОСТ 12.1.003-2014 [20]
	4.Недостаточная освещенность рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03[16]
		1. Поражение электрическим током. Электрическая дуга и металлические искры при сварке	ГОСТ 12.1.019-79 [22] ГОСТ 12.1.038-82 [23] ГОСТ 12.4.011-89 [14]
		2. Оборудование и трубопроводы,	ГОСТ 12.2.003-91 [15]

		работающие под давлением	
		3. Пожаробезопасность	ГОСТ 12.1.004-91 [24] ГОСТ 12.1.005-88 [25]

8.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

8.2.1 Отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне

Такие условия, как относительная влажность, интенсивность теплового излучения от нагретых поверхностей, барометрическое давление, скорость движения и температура воздуха также имеют немаловажное значение. Все они влияют как на здоровье и самочувствие человека, так и на его работоспособность. Для создания благоприятных для работы человека условий необходимо добиться оптимального сочетания этих факторов, а неверный их подбор способен причинить вред здоровью.

Для поддержания микроклимата в помещениях на газораспределительной станции используются система отопления, интенсивность работы которой регулируется изменением режима работы водонагревательного котла, и система вентиляции. Так, согласно СанПиН 2.2.4.548 – 96, на рабочем месте должна поддерживаться температура от +21 до +23°С в холодное время года и от +22 до +24 – в теплое. Относительная влажность должна находиться в пределах от 40 до 60%, а скорость движения воздуха не должна превышать 0,2 м/с [16].

При работе в условиях, которые не соответствуют санитарным нормам применяется различная спецодежда и спецобувь, отличающаяся в зависимости от вида работ и времени года.

8.2.2 Работа с токсичными и вредными веществами

Вещества, различные технологические операции с которыми производятся на территории газораспределительной станции, являются вредными, и все они оказывают неблагоприятное воздействие на человеческий организм, хотя и в разной степени. К таким веществам относятся, в первую очередь, природный газ, одорант и метанол.

Природный газ, транспортируемый по магистральному газопроводу, состоит из горючей компоненты (метан, иногда более тяжелые гомологи метана: этан, пропан, бутан; водород; окись углерода;), балластной (азот, углекислый газ, кислород) и вредных примесей (сероводород, синильная кислота). К веществам, неблагоприятно влияющим на здоровье человека можно отнести следующие: углеводороды, углекислый газ, сероводород, синильная кислота [29]. Их предельно допустимые концентрации и классы опасности приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ, появление которых возможно в рабочей зоне ГРС [29]

Вещество	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м^3	Класс опасности
Углекислый газ	9000	IV
Углеводороды $C_1 – C_{10}$	300	IV
Сероводород	10	IV
Метанол	5	III
Сероводород в смеси с УВ	3	III
Меркаптаны	1	II
Синильная кислота	0,3	I

Предельно-допустимая концентрация – это концентрация, которая при ежедневной (кроме выходных дней) работе в течение 8 часов или при другой продолжительности, но не более 41 часов в неделю, в течение всего рабочего

стажа не может вызвать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, обнаруживаемых современными методами исследований как в процессе работы, так и в отдаленные сроки жизни настоящего и последующих поколений.

В качестве одоранта же используют меркаптаны (чаще этилмеркаптан), ПДК и класс опасности которых также приведены в таблице.

Основными источниками выделения вредных веществ являются:

1. Предохранительные устройства. В случае повышения давления в газопроводе выше допустимых пределов срабатывает клапан СППК, и часть газа через свечу сбрасывается в атмосферу до того момента, пока давление в трубе не достигнет проектных значений.
2. Нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и оборудования).
3. Сброс давления в трубопроводе и оборудовании при проведении ремонтных работ. Для снижения давления в ремонтируемом участке, газ, находящийся во внутренних полостях трубопровода и оборудования сбрасывается в атмосферу через свечу.

Вещества, перечисленные в таблице 20, можно классифицировать как яды, взаимодействие с которыми может привести к различным отрицательным последствиям для здоровья, таким как тошнота, недомогание, повышение температуры, затруднение дыхания, раздражение слизистых.

Замеры концентрации загазованности помещения проводит оператор ГРС непосредственно на рабочем месте и в местах установки насосного оборудования с периодичностью не реже 1 час, а также по первому требованию работника.

Мероприятия по снижению загазованности и защиты организма человека:

1. Исключение источников появления вредных веществ (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры).
2. Применение газоанализаторов для контроля загазованности.

3. Вентилирование помещений, в которых возможно появление вредных веществ, для снижения их концентрации в воздухе рабочей зоны.
4. Использование средств индивидуальной защиты (противогазы, респираторы, спецодежда, изолирующие костюмы, рукавицы, перчатки, очки, маски).

8.2.3 Повышенный уровень шума

Рабочий процесс на газораспределительной станции происходит в условиях повышенного шумового фона. Источником шума являются процессы, происходящие с газом в регуляторах давления и сужающих устройствах. Уровень шума выше нормированных значений оказывает неблагоприятное воздействие на организм человека и результат его работы. Длительное воздействие шума снижает остроту слуха, может являться причиной его потери, изменяет кровяное давление, ухудшает зрение, нарушает координацию движений. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 нормированный уровень шума – 80 дБ А [20].

Методы снижения уровня шума в рабочей зоне газораспределительной станции:

1. Расположение оборудования, являющегося источником шума, в отдельных блоках и зданиях, стены которых выполняют из материалов, обеспечивающих необходимую звукоизоляцию.
2. Применение средств дистанционного управления рабочим процессом, которые исключают необходимость длительного присутствия рабочего персонала в зоне воздействия акустического шума. обслуживающего персонала продолжительное время находиться в зоне воздействия.
3. Использование средств индивидуальной защиты. Согласно инструкциям по технике безопасности предприятия применяются вкладыши, представляющие собой мягкие тампоны, пропитанные смесью парафина и воска, жесткие вкладыши из резины, звукоизолирующие наушники, звукоизолирующие шлемы.

8.2.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещенность рабочих мест оказывает значительное влияние на рабочий процесс. Чрезмерное или же недостаточное освещение может привести к негативным последствиям для здоровья персонала, снижает производительность труда вследствие ухудшения условий работы.

Необходимые условия освещенности достигаются путем использования как естественного, так и искусственного освещения. Естественное освещение в производственных помещениях газораспределительной станции обеспечивается наличием необходимого количества окон, но это осуществимо только в дневное время. Для поддержания освещенности в пределах норм темное время суток пользуются искусственным освещением, светильники которого должны быть выполнены во взрывозащищенном исполнении. Во время ремонтных работ используется местное освещение. Для этого применяются переносные светильники на аккумуляторе во взрывозащищенном исполнении.

По санитарным нормам и правилам все помещения должны иметь естественное освещение. В помещении оператора ГРС реализовано двухстороннее естественное боковое освещение через два световых проема. Однако с помощью естественного освещения помещение освещается крайне неравномерно и только в светлое время суток. Применение одного местного освещения на рабочих местах не допускается. Согласно СНиП 23-05-95* «Естественное и искусственное освещение»:

- Минимальная освещенность при работе на компьютере составляет Ет=300 лк.
- Освещенность рабочего стола должна быть не менее 300÷500 лк, что может достигаться установкой местного освещения.
- Местное освещение не должно создавать бликов на экране. Следует ограничивать отраженную блёскость на рабочих поверхностях (экран, стол, клавиатура) за счет правильного выбора и расположения светильников, яркость бликов на экране не должна превышать 40 кд/м2.
- Светильники местного освещения должны иметь не просвечивающий

отражатель [21].

Также должны быть использованы аварийное освещение для продолжения работы при отключении рабочего освещения (используются лампы, для которых применяется автономное питание электроэнергией), эвакуационное освещение для эвакуации людей из помещений при аварийном отключении рабочего освещения, сигнальное освещение для фиксации границ опасных зон, охранное освещение для указания границ охраняемой территории газораспределительной станции.

8.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

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

8.3.1 Поражение электрическим током

Опасность поражения электрическим током присутствует при работе с любым электрооборудованием. На станции к электрической сети подключены насос отопительной системы, контрольно-измерительные приборы, системы охранной, пожарной и аварийной сигнализации, система автоматического управления газораспределительной станции, источники освещения, оборудование защиты от коррозии, бытовое оборудование в обеденном помещении, АРМ оператора.

Причины поражения электрическим током:

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

Меры защиты:

1. Применение защитного зануления, защитного заземления, защитного отключения.

2. Обеспечение изоляции, ограждение и недоступность электрических цепей.
3. Использование предупредительных плакатов и знаков безопасности.
4. Установка молниеотводов.
5. Проведение инструктажей и обучения персонала безопасным методам работы с электроприборами.
6. Использование средств индивидуальной защиты: диэлектрических перчаток и бот, диэлектрических резиновых ковриков, инструментов с изолированными ручками.

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током широко используются плакаты и знаки безопасности.

Мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

Электрическая дуга и металлические искры при сварке.

Для ручной электродуговой сварки существует несколько опасных факторов воздействий на сварщика: поражение электрическим током при прикосновении человека к токовыводящим частям электрической цепи; поражение лучами электрической дуги глаз и открытой поверхности кожи; ожоги от капель брызг металла и шлака при сварке; взрыва в результате проведения сварки вблизи легковоспламеняющихся и взрывоопасных веществ; травмы различного рода механического характера при подготовке трубопровода к сварке и в процессе сварки.

Техника безопасности при проведении сварочных работ ручной электродуговой сваркой.

Для предохранения от брызг расплавленного металла и излучения сварочной дуги, сварщик должен носить положенную спецодежду и спецобувь,

а глаза и лицо закрывать специальной маской или щитком со светофильтром. Электросварщику следует работать на резиновом коврике, пользоваться диэлектрическими перчатками. Рабочие места должны быть снабжены индивидуальными аптечками и индивидуальными средствами пожаротушения. Для тушения электрооборудования должны быть применены углекислотные огнетушители.

8.3.2 Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

Основная опасность при эксплуатации трубопровода и другого оборудования заключается в возможности их разрушения под действием давления рабочей среды (физический взрыв). При физическом взрыве энергия сжатой среды в течение малого промежутка времени реализуется в кинетическую энергию осколков разрушенного сосуда и воздушную ударную волну. При этом осколки могут разлетаться на несколько сотен метров и при соударении с технологическим оборудованием, емкостями вызвать их разрушение, приводя к возможности возникновения взрывов и пожаров и гибели людей.

Оборудование, работающее под давлением, должно быть рассчитано с учетом нагрузок, возникающих во время его эксплуатации, и прогнозируемых отклонений от них. При этом должны учитываться следующие факторы:

- внутреннее/ внешнее давление;
- температура окружающей среды и температура рабочей среды;
- статическое давление в рабочих условиях и условиях испытания от массы содержимого в оборудовании;
- инерционные нагрузки при движении, ветровые и сейсмические воздействия;
- реактивные усилия (противодействия), которые передаются от опор, креплений, трубопроводов и т.д.;
- усталость при переменных нагрузках, коррозию, эрозию и т.д.;
- химические реакции из-за нестабильности перерабатываемых сред и технологического процесса;
- изменения механических свойств материалов в процессе эксплуатации.

При расчете на прочность необходимо учитывать все нагрузки и факторы, которые могут иметь место и вероятность их одновременного возникновения.

Во избежание разрушения трубопровода под действием давления, он должен подвергаться техническому диагностированию, неразрушающему, разрушающему контролю, в том числе до выработки ими назначенного ресурса (срока службы), в соответствии с требованиями, установленными в руководстве (инструкции) по эксплуатации, производственных инструкциях
и иных распорядительных документах, принятых в эксплуатирующей организации.

Также необходима проверка исправности действия манометров и предохранительных клапанов в следующие сроки:

- для трубопроводов с рабочим давлением до 1,4 МПа включительно - не реже одного раза в смену;
- для трубопроводов с рабочим давлением свыше 1,4 до 4,0 МПа включительно - не реже одного раза в сутки;
- для трубопроводов с рабочим давлением свыше 4 МПа, а также для всех трубопроводов, установленных на тепловых электростанциях, – в сроки, установленные инструкцией, утвержденной в установленном порядке техническим руководителем (главным инженером) организации [15].

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

- при выявлении неисправности предохранительного устройства от повышения давления;
- если давление в трубопроводе поднялось выше разрешенного и не снижается, несмотря на меры, принятые персоналом;
- если в основных элементах трубопровода будут обнаружены трещины, выпучины, пропуски в их сварных швах, обрыв анкерного болта или связи;
- при неисправности манометра и невозможности определить давление по другим приборам;

– при неисправности предохранительных блокировочных устройств;
– при неисправности дренажных устройств для непрерывного удаления жидкости;
– при возникновении пожара, непосредственно угрожающего трубопроводу [15].

8.3.3 Пожаровзрывобезопасность

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки.

Основные источники пожара:

1. Предохранительные устройства. В случае повышения давления в газопроводе выше допустимых пределов срабатывает клапан СППК, и часть газа через свечу сбрасывается в атмосферу до того момента, пока давление в трубе не достигнет проектных значений.
2. Нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и оборудования).
3. Сброс давления в трубопроводе и оборудовании при проведении ремонтных работ. Для снижения давления в ремонтируемом участке, газ, находящийся во внутренних полостях трубопровода и оборудования сбрасывается в атмосферу через свечу.

Нижний концентрационный предел воспламенения (НКПВ) - это концентрация горючего вещества в воздухе, ниже которой воспламенение смеси невозможно. Если имеются условия для взрыва, концентрация называется нижним пределом взрываемости.

Верхний концентрационный предел воспламенения - это концентрация горючего вещества в воздухе, выше которой воспламенение смеси невозможно.

Нижний концентрационный предел воспламенения и верхний концентрационный предел воспламенения представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Характеристика взрывопожароопасных веществ, появление которых возможно в воздухе рабочей зоны газораспределительной станции [30].

Наименование	Температура воспламенения, °С	Предел взрываемости, мг/л	
		нижний	верхний
Метан	645	5	15
Этан	530	3,2	12,5
Пропан	510	2,1	9,5
Бутан	490	1,8	8,4
Водород	510	5	75

Методы снижения взрывопожароопасности:

1. Исключение появления источников утечки вредных веществ (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры).
2. Вентилирование помещений, в которых возможно появление взрывопожароопасных веществ, для снижения их концентрации в воздухе рабочей зоны.
3. Применение газоанализаторов для контроля загазованности.
4. Использование электрооборудования во взрывобезопасном исполнении.
5. Использование инструмента в искробезопасном исполнении.
6. Оптимальное расположение зданий и сооружений согласно генеральному плану газораспределительной станции, которое направлено на сокращения ущерба от возможного пожара и/или взрыва.

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

быть установлены планы эвакуации персонала.

8.4 Экологическая безопасность.

8.4.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу

Загрязняющие вещества могут попадать в атмосферу при нарушениях в работе оборудования, износе уплотнений, повышения давления в трубопроводе и оборудовании выше допустимых пределов, вследствие чего часть газа сбрасывается в атмосферу через свечу путем открытия предохранительных клапанов, испарения части одоранта во время его перемещения из емкости, в которой он транспортировался в емкость его хранения. Проводятся и запланированные залповые выбросы вредных веществ в атмосферу (стравливание газа из газопроводов и технологического оборудования на ГРС при освидетельствовании и регламентных плановых ремонтов). Таким образом, в атмосферу могут попасть такие вещества, как легкие газообразные углеводороды (метан, этан, пропан, бутан), относящиеся к четвертому классу опасности, сероводород относящийся ко второму классу опасности, этилмеркаптан, относящийся ко второму классу опасности [25].

Мероприятия по защите атмосферы:

1. Проверка оборудования на прочность и герметичность.
2. Неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования.
3. Своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры.
4. Использование системы контроля загазованности.

8.4.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу

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

Для защиты гидросферы следует соблюдать определенные требования и

прибегать к превентивным мерам:

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

8.4.3 Анализ воздействия объекта на литосферу

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

Мероприятия по уменьшению негативного влияния на литосферу:

1. Все отходы подлежат селективному сбору, временному хранению на специально отведенных площадках в соответствии с проектом нормативов образования и лимитов размещения отходов и передаче на утилизацию специализированным организациям в соответствии с заключенными договорами.
2. Проверка оборудования на прочность и герметичность.
3. Неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования.
4. Своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры.

8.4.4 Анализ воздействия на селитебную зону

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

Для этого применяют следующие меры:

1. Газораспределительная станция располагается на максимально возможном рациональном удалении от населенных пунктов или жилых зон.
2. Вокруг газораспределительной станции организуется санитарно-защитная зона шириной 100м.

3. Территория огораживается по периметру.
4. Устанавливается видеонаблюдение и периметральная охранная сигнализация.
5. Устанавливаются специальные информационные и запрещающие знаки.

8.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Под чрезвычайной ситуацией (ЧС) понимается обстановка в определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушения условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации, происходящие на опасных производственных объектах можно разделить на следующие: природного, экологического и техногенного характера.

На ГРС наиболее возможная чрезвычайная ситуация — это пожар или взрыв. В основе аварий могут лежать как технические причины (износ оборудования, его разрушение, нарушение технологического процесса, отказ электроники и механических средств предотвращения появления опасных факторов, таких как повышение давления), так и человеческий фактор.

Для того, чтобы уменьшить возникновения ЧС и повысить устойчивость объекта проводятся следующие мероприятия:

1. Организация технической диагностики оборудования, коммуникаций, их техническое обслуживание и ремонт.
2. Использование современных приборов контроля и сигнализации.
3. Проведение периодических и внеочередных инструктажей с обслуживающим персоналом, медицинских обследований работников на предмет соответствия их здоровья установленным требованиям.
4. Соблюдение всех правил и требований работы с оборудованием, неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования.

Действия персонала ГРС при ЧС:

- Сообщить оператору ГРС;
- Доложить руководству о чрезвычайной ситуации на газопроводе;
- Локализовать место аварии (закрыть запорную арматуру в аварийной части газопровода);
- Сообщить в местное управление ГО и ЧС;
- При угрозе жизни покинут место ЧС.

Для предотвращения ЧС социального характера территория ГРС оборудуется системами видеонаблюдения, сигнализации, а также огораживается по периметру. Персонал проходит инструктажи по способам противодействия преступникам и правилам поведения в подобных ситуациях. Проводятся периодические учения с задействованием в них охранной службы предприятия, МЧС и полиции.

Минимизация последствий ЧС экологического и стихийного характеров обеспечивается еще на стадии проектирования газораспределительной станции. Место расположения и планировка объекта определяются в зависимости от тектонической активности, формы рельефа, свойств грунта, наличия поблизости разного рода растительности и близости к населенным пунктам. Для защиты от попадания молнии на территории объекта устанавливается молниеотвод, а для предотвращения распространения огня на территорию ГРС вокруг нее по всему периметру вспахивается полоса земли, удаляется сухая растительность и выкашивается трава.

8.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В соответствии с нормативными документами, к работе на газораспределительной станции допускаются только лица, достигшие 18-летнего возраста, которые прошли медицинский осмотр и не имеют противопоказаний, обученные безопасным методам ведения работы, прошедшие инструктаж на рабочем месте и получившие допуск к самостоятельной работе.

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в нефтяной и химической промышленности [37].

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями. Какие сферы деятельности и специальности связаны с вредными условиями труда, указывается в Постановлении Правительства [38].

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливается на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия. Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше),
- оплачиваемый отпуск, являющемся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней),
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения,
- бесплатное лечение и оздоровление,
- выдача расходных материалов – спецодежды, обеззараживающих средств [38].

Работодатель имеет право самостоятельно определять вид и размер компенсации за вредные условия труда, основываясь на Трудовом кодексе. Также он может инициировать повышение суммы. Все компенсации выплачиваются из страховых взносов работодателей по тарифам, установленными страховыми организациями. В ряде регионов установлен специальный тариф за неблагоприятные природные условия. Компенсация дополнительного отпуска за вредные условия труда для работника предусмотрена только за те дни, которые дает работодатель сверх минимального

значения (более 7) [37]. Все разновидности компенсаций не облагаются налогами. В то же время, если на данном уровне технологического развития имеется возможность устранить вредные производственные факторы, то выплата денежной компенсации уже таковой не считается. Поэтому, если выплата продолжается, то она подлежит налогообложению налог на доходы физических лиц на общих основаниях. Также из компенсационных выплат не удерживаются страховые взносы. Кроме компенсаций, существует такое понятие как доплата за вредные условия труда, которая также может устанавливаться работодателем. Судебная практика указывает, что к такому роду доплат относится и так называемая компенсация морального ущерба сотрудникам, работающим в опасных условиях [38].

Для наиболее безопасного и эффективного ведения работ рабочее место должно быть правильно организовано. Это касается как расположения предметов на рабочем столе, так и расстановки оборудования на всей территории газораспределительной станции. Должен быть обеспечен наиболее удобный и быстрый доступ к оборудованию.

При проектировании зданий и сооружений учитываются особенности ландшафта, тип грунта, проходящие инженерные коммуникации, местные климатические условия, геофизические показатели и другие факторы. Это необходимо для того, чтобы обеспечить благоприятные условия для естественного освещения, проветривания помещений, минимизации последствий снежных заносов, избежать скопления газа в котловинах при его утечке.

Необходимо обеспечить рациональное размещение зданий и сооружений ГРС: расположить административно-хозяйственные здания со стороны наибольшего движения автотранспорта; бытовые помещения – ближе к проходным; здания и сооружения с производствами повышенной пожарной опасности, в том числе котельную – с подветренной стороны по отношению к остальным зданиям.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- Рассмотрены основные сведения о газораспределительной станции, особенностях ее эксплуатации.
- Рассмотрен технологический процесс транспортирования углеводородов на ГРС.
- Произведен расчет характеристик оборудования, установленного на узле учета газа.
- Рассчитан и подобран регулятор давления на линии редуцирования.

А также хотелось бы добавить, что развитие науки и технологический прогресс не стоят на месте, технологии постоянно совершенствуются. Это касается всего. Так и методы учёта газа должны развиваться и совершенствоваться.

В заключение хотелось бы еще раз вернуться к одной из главных целей создания системы учёта как базы для коммерческих расчетов между поставщиком газа и конечными потребителями. Естественно, что в финансовых отношениях между продавцом и покупателем дисбаланса быть не должно.

Поэтому наиболее рациональным подходом является определение разумных и прогнозируемых пределов дисбаланса, учтенного в цене на газ. Внедрение системы учёта с автоматизированной системой сбора и обработки информации, структурированной базой данных и алгоритмами моделирования баланса подачи, распределения и потребления газа в сети позволят достоверно прогнозировать дисбаланс и сужать границы его неопределенности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бобровский С. А., Яковлев Е. И. Газовые сети и газохранилища. М., Недра, 1980, 413 с.

2. «Газовая промышленность» №1, январь 2005 г.

3. «Газовая промышленность» №1, январь 2008 г.

4. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. Учебник для ВУЗов: — Уфа.: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001 - 544 с.: илл.

5. Кязимов К. Г. Основы газового хозяйства: Учебник. — М.: Высш. школа. 1981. —320 с., ил.

6. Н.В. Крепша, Ю.Ф. Свиридов. Безопасность жизнедеятельности: Метод указания. Томск.- Изд. ТПУ, 2002.-35 с.

7. «Территория нефтегаз» №3, март 2005 г.

8. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы.- М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1985

9. ГОСТ 30319.0-96. Газ природный. Методы расчёта физических свойств.

10. ГОСТ 8.586.2 – 2005. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств.

11. ВРД 39-1.10-005-2000. Положение по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов.

12. Документация на газораспределительную станцию «Урожай-10»

13. ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.

14. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

15. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

16. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

17. Р 2.2.2006-05 Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

18. СНиП II -12-77 Строительные нормы и правила. Защита от шума.

19. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума.

20. ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности.

21. СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение.

22. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность.

23. ГОСТ 12.1.038-82 Электробезопасность.

24. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность.

25. ГОСТ 12.1.005-88 Межгосударственный стандарт. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

26. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03" Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий"(утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 6 апреля 2003 г.)

27. ГОСТ 12.03.033-84 ССБТ. Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации.

28. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

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

30. ГОСТ Р 51330.19 – 99 Электрооборудование взрывозащищенное.

31. ГОСТ 17.1.3.05-82 Охрана природы. Гидросфера.

32. ГОСТ 17.1.3.10-83 Охрана природы (ССОП). Гидросфера.

33. "Лесной кодекс Российской Федерации" от 04.12.2006 N 200-ФЗ (ред. от 03.07.2016) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2017).

34. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Классификация и общие требования безопасности.

35. Приказ Министра МЧС России от 08.07.2004 №329 Об утверждении критериев информации о чрезвычайных ситуациях.

36. РД-13.220.00-КТН-211-12 «Правила пожарной безопасности на объектах организации систем «Транснефть».

37. ФЗ РФ №426 «О специальной оценке условий труда».

38. Постановление Правительства №188 от 29.03.2002.

39. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.

40. ГОСТ 12.1.030-81 Межгосударственный стандарт "Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление".

41. РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.

42. ГОСТ 22.0.05-97 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации.

43. ГОСТ 5264-80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные.

44. ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих.

45. ГОСТ 12.0.002-2014 ССБТ. Термины и определения

46. ГОСТ 12.1.019-2009 Общие требования защиты.

47. ГОСТ 12.1.011-78 Смеси взрывоопасные.

48. СТО Газпром 2-1.19-058-2006 Инструкция по расчету и нормированию выбросов ГРС (АГРС, ГРП), ГИС.

49. Тетельмин В.В., Язев В.А. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе.