

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



Институт электронного обучения
 Направление подготовки 220700 Автоматизация технологических процессов и
 производств
 Кафедра интегрированных компьютерных систем управления

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Тема работы
Модернизация технологического процесса газораспределительной станции Барабинского линейно производственного управления

УДК 622.691.5.001.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8201	Соловий С.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер ГРС ООО «Газпром трансгаз Томск», г. Томск	Ростовцев Евгений Сергеевич			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и
 ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Петухов Олег Николаевич	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭБЖ	Извеков Владимир Николаевич	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Лиепиньш Андрей Вилнисович	к.т.н.		

Томск – 2016 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Институт электронного обучения
Направление подготовки 220700 Автоматизация технологических процессов и
производств
Кафедра интегрированных компьютерных систем управления

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой ИКСУ

(Подпись) _____ (Дата) Лиепиньш А.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломной работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3–8201	Соловий С. А.

Тема работы:

Модернизация технологического процесса газораспределительной станции Барабинского линейно производственного управления	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

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.).

БК ГРС предназначена для снижения высокого давления природного, попутного газа до заданного низкого давления и поддержания его с необходимой точностью, а также для очистки, подогрева, измерения расхода газа и его одоризации перед подачей потребителю. Режим работы – непрерывный.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1 Описание технологического процесса 2 Выбор архитектуры АС 3 Разработка структурной схемы АС 4 Функциональная схема автоматизации 5 Разработка схемы информационных потоков АС 6 Выбор средств реализации АС 7 Разработка схемы соединения внешних проводок 8 Выбор (обоснование) алгоритмов управления АС 9 Разработка экранных форм АС
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1 Функциональная схема технологического процесса, выполненная в Visio 2 Перечень входных/выходных сигналов ТП 3 Схема соединения внешних проводок, выполненная в Visio 4 Функциональная схема автоматизации (ГОСТ 21.408–13 и ANSI/ISA–S 5.1–84) 5 Структурная схема САР локального технологического объекта. Результаты моделирования (исследования) САР в MatLab 6 Алгоритм сбора данных измерений. Блок схема алгоритма 7 Дерево экранных форм 8 SCADA–формы экранов мониторинга и управления диспетчерского пункта 9 Обобщенная структура управления АС 10 Схема информационных потоков 11 Трехуровневая структура АС
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Петухов Олег Николаевич
Социальная ответственность	Извеков Владимир Николаевич

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер ГРС ООО «Газпром трансгаз Томск», г. Томск	Ростовцев Евгений Сергеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З–8201	Соловий С. А.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-8201	Соловий Станислав Андреевич

Институт	Институт электронного обучения	Кафедра	Интегрированных компьютерных систем управления
Уровень образования	специалист	Направление/специальность	Автоматизация технологических процессов и производств (в нефтегазовой отрасли)

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Финансовые ресурсы 1 249 793,5 руб.; Человеческие ресурсы 2 чел.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Расчет трудоемкости этапов.	1. Планирование этапов работ; 2. Определение трудоемкости выполнения работ; 3. Построение диаграммы Ганта; 4. Расчет материальных затрат; 5. Расчет затрат на специальное оборудование; 6. Основная и дополнительная заработная плата; 7. Отчисления во внебюджетные фонды; 8. Накладные расходы; 9. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта; 10. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.
-----------------------------	--

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2016
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Петухов Олег Николаевич	к.т.н.		01.03.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8201	Соловий Станислав Андреевич		01.03.2016

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-8201	Соловий Станислав Андреевич

Институт	Институт электронного обучения	Кафедра	Интегрированных компьютерных систем управления
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	Автоматизация технологических процессов и производств (в нефтегазовой отрасли)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Рабочим местом оператора газораспределительной станции является АРМ оператора (ПЭВМ).

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;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты;
- (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).

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);
- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).

1. Физические факторы:

- высокое давление транспортируемого природного газа;
- повышенная (пониженная) температура воздуха;
- пониженная или повышенная влажность воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень шума;
- повышенный уровень ослепленности;
- повышенный уровень статического электричества;
- движущиеся машины и механизмы в зоне работ;
- предметы и инструмент, которые могут упасть с конструкций и оборудования и вызвать травмы;
- освещение – естественное (отсутствие или недостаточность), искусственное (недостаточная освещенность, прямая или отраженная блескость, пульсация освещенности);
- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.

2. Химические факторы:

- токсические (одорант, сероводород, сернистый газ, метанол);
- малотоксические (природный газ, газоконденсат, окись углерода).

3. Психофизиологические:

- напряжение зрения;
- напряжение внимания;
- физические нагрузки;
- эмоциональные нагрузки;
- длительные статические нагрузки;
- монотонность труда;
- большой объем информации обрабатываемой в единицу времени;
- нервно-психические: перенапряжение от звуковых приборов сигнализации (влияние на органы слуха).

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.	• изменение климата — накопление углекислого газа в атмосфере Земли (парниковый эффект); • загрязнение воздушного бассейна другими вредными и ядовитыми веществами; • загрязнение водного бассейна Земли; • опасность аварий в ядерных реакторах, проблема обезвреживания и утилизации ядерных отходов; • изменение ландшафта Земли.
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.	Наиболее типичной ЧС на объекте является пожар. Оценка пожарной безопасности. Разработка мероприятий по устранению и предупреждению пожаров.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Конструкция рабочего места, расположение и конструкция органов управления.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2016
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Извеков Владимир Николаевич	к.т.н.		01.03.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8201	Соловий Станислав Андреевич		01.03.2016

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

Институт электронного обучения
 Направление подготовки 220700 Автоматизация технологических процессов и производств
 Кафедра интегрированных компьютерных систем управления
 Уровень образования – дипломированный специалист
 Период выполнения – осенний/весенний семестр 2015/2016 учебного года

Форма представления работы:

дипломная работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

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

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Инженер ГРС ООО «Газпром трансгаз Томск», г. Томск	Ростовцев Е. С.	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
ИКСУ	Лиепиньш А. В.	К.Т.Н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 160 страницы машинописного текста, 29 таблиц, 27 рисунков, 1 список использованных источников из 18 наименований, 9 приложений.

Объектом исследования является *газораспределительная станция*.

Цель работы – разработка автоматизированной системы управления ГРС с использованием ПЛК, на основе выбранной SCADA-системы.

В данном отчете описан производственный процесс на газораспределительной станции *Барабинского ЛПУМГ*, а также выявлены производственные проблемы и даны рекомендации для совершенствования системы контроля и управления этого процесса.

Ключевые слова.

Автоматизация, сигнализация, технологический процесс, производство, ГРС, БК ГРС, АГРС, ЛПУ МГ, МГ, система автоматического управления, высокое (входное) давление, низкое (выходное) давление, редуцирование, одоризация, технологическая схема, кран с пневмоприводом, КИПиА, ТСА, ЭКМ, ПГА, ГРПН, АРМ оператора.

Глоссарий

АС - Автоматизированная система это - комплекс аппаратных и программных средств, предназначенный для управления различными процессами в рамках технологического процесса. Термин автоматизированная, в отличие от термина автоматическая подчеркивает сохранение за человеком-оператором отдельных функций, либо наиболее общего, целеполагающего характера, либо не поддающихся автоматизации

Видеокадр – это область экрана, которая служит для отображения мнемосхем, трендов, табличных форм, окон управления, журналов и т.п.

Мнемосхема – это изображение технологической схемы в упрощенном виде на экране АРМ

Мнемознак – это изображение объекта управления или технологического параметра (или их совокупности) на экране АРМ.

Интерфейс оператора – это совокупность аппаратно-программных компонентов АСУ ТП, обеспечивающих взаимодействие пользователя с системой

«Профиль» - подмножество и/или наборы базовых стандартов информационных технологий и общепринятых в международной практике фирменных решений (Windows, Unix, Mac OS), нужных для реализации требуемых наборов функций АС. Для определения места и роли каждого базового стандарта в профиле требуется концептуальная модель. Такая модель, называемая OSE/RM (Open System Environment/Reference Model), предложена в ГОСТ Р ИСО МЭК ТО 10000-3-99

Техническое задание на АС - Утвержденный документ, определяющий цели, требования и основные исходные данные, нужные для разработки автоматизированной системы

Технологический процесс – порядок технологических операций, необходимых для выполнения определенных работ. Технологический процесс состоит из рабочих операций, которые в свою очередь складываются из рабочих движений (приемов)

Архитектура автоматизированной системы – это порядок значимых решений по организации системы программного обеспечения, набор структурных элементов и их интерфейсов, при помощи которых компонуется АС

Под **SCADA** понимают инструментальную программу для создания программного обеспечения систем управления технологическими процессами в реальном времени и сбора данных

ФЮРА это – код организации разработчика проекта (ТПУ); 425280 это – код классификационной характеристики проектной продукции по ГОСТ 3.1201-85 (в соответствии с шестизначный классификационной характеристикой ОКП этот код означает проектирование распределенного автоматизированного управления технологическим объектом)

ОРС-сервер – это информационный комплекс, предназначенный для автоматизированного сбора технологических данных с объектов и предоставления этих данных системам диспетчеризации по протоколам штампа ОРС

Стандарт – образец, эталон, модель, принимаемые за исходные для сопоставления с ними др. подобных объектов.

Стандарт в Российской Федерации – документ, устанавливающий комплекс норм, правил, требований к объекту стандартизации, в котором в целях добровольного многократного использования устанавливаются характеристики продукции, правила осуществления и характеристики процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнения работ или оказания услуг

Объект регулирования – обобщающий термин кибернетики и теории автоматического регулирования, обозначающий устройство или динамический процесс, управление поведением которого является целью создания системы автоматического управления

Программируемый логический контроллер (ПЛК) или программируемый контроллер – специализированное компьютеризированное устройство, используемое

для автоматизации технологических процессов и производств. В отличие от компьютеров общего назначения, ПЛК имеют развитые устройства ввода-вывода сигналов регуляторов и исполнительных механизмов, приспособлены для длительной работы без капитального обслуживания, а также для работы в неблагоприятных условиях окружающей среды. ПЛК являются устройствами реального времени.

Автоматизированное рабочее место – программно-технический комплекс, предназначенный для автоматизации деятельности конкретного вида. При разработке АРМ для управления техническим оборудованием как правило используют SCADA-системы

Корпоративная информационная система – это масштабируемая система, предназначенная для комплексной автоматизации всех видов хозяйственной деятельности на больших и средних предприятиях, в том числе корпораций, состоящих из группы компаний, требующих единого управления.

Автоматизированная система управления технологическим процессом – набор программных и технических средств, предназначенный для автоматизации управления технологическим оборудованием на предприятиях. Под АСУ ТП обычно понимается общее решение, обеспечивающее автоматизацию основных технологических операций на производстве в целом или каком-то его участке, выпускающем относительно законченный продукт

Пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) регулятор – устройство, используемое в системах автоматического регулирования для поддержания установленного значения измеряемой величины. ПИД-регулятор измеряет отклонение стабилизируемой переменной от заданного значения (уставки) и выдаёт управляющий сигнал, являющийся суммой трёх слагаемых, первое из которых пропорционально этому отклонению, второе пропорционально интегралу отклонения и третье пропорционально производной отклонения.

Modbus — это коммуникационный протокол, основанный на архитектуре «клиент-сервер»

Обозначения и сокращения

OSI(OpenSystemsInterconnection): эталонная модель взаимодействия открытых информационных систем;

PLC (Programmable Logic Controllers): программируемые логические контроллеры (ПЛК);

HMI (Human Machine Interface): человеко—машинный интерфейс;

OSE/RM (Open System Environment Reference Model): базовая модель среды открытых систем;

API (Application Program Interface): интерфейс прикладных программ;

EEI (External Environment Interface): интерфейс внешнего окружения;

OPC (Object Protocol Control): OLE для управления процессами;

OLE (Object Linking and Embedding): протокол, определяющий взаимоотношение объектов различных прикладных программ при их компоновке в единый объект/документ;

SNMP (Simple Network Management Protocol): протокол управления сетями связи на основе архитектуры TCP/IP;

ODBC (Open DataBase Connectivity): программный интерфейс доступа к базам данных (открытая связь с базами данных);

ANSI/ISA (American National Standards Institute/ Instrument Society of America): американский национальный институт стандартов/Американское общество приборостроителей;

DIN (Deutsches Institut für Normung): немецкий институт по стандартизации;

IP (International Protection): степень защиты;

LAD (Ladder Diagram): язык релейной (лестничной) логики;

ППЗУ: программируемое постоянное запоминающее устройство;

КМР: клапан малогабаритный регулирующий;

АЦП: аналого–цифровой преобразователь;

ЦАП: цифро–аналоговый преобразователь;

МККТТ: международный консультативный комитет по телефонии и телеграфии;

ДНС: дожимная насосная станция;

РП: резервуарный парк

ПНС: подпорная насосная станция;

УУН: узел учета нефти;

РВС: резервуар вертикальный стальной;

КИПиА: контрольно–измерительные приборы и автоматика;

САР: система автоматического регулирования;

ПАЗ: противоаварийная автоматическая защита;

УСО: устройство сопряжения (связи) с объектом, устройство ввода/вывода.

Оглавление

15

6.2. Планирование научно-исследовательских работ	101
6.2.1. Структура работ в рамках научного исследования	101
6.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ	102
6.2.3. Разработка графика проведения научного исследования . .	103
6.2.4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	120
7. Безопасность и экологичность проекта	123
7.1. Производственная безопасность	123
7.1.1. Опасные и вредные производственные факторы	123
7.1.2. Основные мероприятия по обеспечению безопасного ведения техпроцесса и защиты организма персонала	125
7.1.3. Меры и средства обеспечения пожаробезопасности	129
7.1.4. Методы и средства обеспечения электробезопасности . . .	132
7.1.5. Защита от статического электричества	133
7.1.6. Молниезащита	133
7.1.7. Электромагнитные излучения	134
7.1.8. Безопасность в чрезвычайных ситуациях на ГРС	135
7.2. Производственная санитария	136
7.3. Микроклимат производственных помещений	137
7.4. Шум	137
7.5. Освещение	138
7.6. Экологическая безопасность проекта	140
7.6.1. Выбросы в атмосферу и охрана окружающей среды	141
7.6.2. Определение выбросов загрязняющих веществ	144
7.6.3. Мероприятия по снижению выбросов вредных веществ в атмосферу	146
Заключение	152
Список использованных источников	153
Приложение	155

Введение

Усиление конкуренции в нефтегазовой отрасли обуславливает необходимость увеличения эффективности работы корпорации и её структурных подразделений. Это достигается, в частности, за счет более четкого и детального управления процессом добычи, подготовки и транспортировки нефти и газа. Компаниям чрезвычайно сложно добиться выполнения этих задач без глубокого усовершенствования автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП).

Использование АСУТП в управлении технологического процесса обеспечивает безопасность производства, высокую надёжность, полный контроль всех параметров процесса транспортировки нефти и газа. Снижается нагрузка на технологический персонал, облегчается выявление и устранение неисправностей и неполадок технологического оборудования и так далее. В конечном итоге, эффект от использования АСУТП приводит к повышению технико-экономических показателей при значительном снижении трудоемкости.

Задачей данной выпускной квалификационной работы является создание такой АСУТП, которая будет наглядно отображать потенциал автоматизации на сегодняшний момент, полностью удовлетворять тех. требованиям и будет отображать один из вероятных методов решения проблем автоматизации на объектах нефтегазовой отрасли.

В данной выпускной квалификационной работе будет рассмотрена проблемная область в сфере автоматизации технологического процесса на газораспределительной станций Барабинского ЛПУМГ¹, а также представлен путь решения этой проблемы для увеличения эффективности работы персонала ГРС и всего технологического процесса.

Подобный техпроцесс необходимо автоматизировать, так как газ – это взрывоопасное, легковоспламеняющееся вещество, а вести постоянный контроль над ним, гораздо удобнее с одного места, где собирается вся информация о производстве и отображается в удобном для оператора виде.

Таким образом, АСУТП является наиболее важным фактором в повышении эффективности производства, улучшению условий и

¹ Барабинское Линейное Производственное Управление Магистральных Газопроводов – структурное подразделение ООО «Газпром трансгаз Томск».

безопасности труда рабочего персонала. Поэтому в данной ВКР будет представлена автоматизированная газораспределительная станция, отвечающая всем требованиям качественного управления.

1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС НА ГРС БАРАБИНСКОГО ЛПУМГ

1.1. Характеристика предприятия

27.06.1977 года приказом Мингазпромторга СССР было создано производственное объединение «Томсктрансгаз», которое в первом квартале 2008 года переименовано в ООО «Газпром трансгаз Томск».

ООО «Газпром трансгаз Томск» – дочерняя компания ОАО «Газпром»², расположена в городе Томске. Сегодня территория, на которой работает старейшее газотранспортное предприятие сибирского региона – раскидывается от Нижневартовска до Хабаровска. Два магистральных газопровода «Нижневартовск-Парабель- Кузбасс» и «СРТО-Омск-Новосибирск-Кузбасс» обеспечивают газом более чем 400 крупных потребителей в Томской, Новосибирской, Кемеровской, Омской регионах и Алтайском крае, Республике Алтай. В их числе промышленные гиганты региона – Нижневартовская ГРЭС, «Томскэнерго», Западно-Сибирский и Кузнецкий металлургические комбинаты, Кемеровский «АЗОТ», ТНХК, СХК. В 2007 году, в год 30-летнего юбилея компании, к зоне её ответственности присоединился и Дальний Восток: решением «Газпрома» в составе «Газпром трансгаз Томск» были созданы линейно-производственные управления в городах Иркутске и Хабаровске, Уссурийске, Комсомольске-на-Амуре, Петропавловске-Камчатском, Южно-Сахалинске.

ООО «Газпром трансгаз Томск» - 100% дочернее общество ОАО «Газпром», обеспечивающее поставки газа потребителям в 13 регионах Сибири и Дальнего Востока. Общий объем транспортируемого предприятием газа – более 17 млрд. м³ каждый год.

² ОАО «Газпром» — глобальная энергетическая компания. Основные направления ее деятельности – геологоразведка, добыча, транспортировка, хранение, переработка и реализация газа и других углеводородов, а также производство и сбыт электрической и тепловой энергии. Крупнейшая компания в России (по данным журнала «Эксперт»), крупнейшая газовая компания мира, владеет самой протяжённой газотранспортной системой (более 160 000 км). Является мировым лидером отрасли.

Общество эксплуатирует 8 компрессорных и 1 насосно-компрессорная станция; 129 ГРС; более 9000 км газопроводов и 1600 км нефтепроводов.

В составе ООО «Газпром трансгаз Томск» 22 филиала. В этом числе и Барабинское ЛПУ МГ. В компании работают более 6700 человек.

Барабинский филиал был создан в 1991 году.

Основные направления деятельности предприятия – транспортировка природного газа и эксплуатация объектов магистральных газопроводов.

Основная задача Барабинского филиала – это бесперебойная транспортировка природного газа по магистральному газопроводу на участке от города Татарск до города Кургат. Этот участок является промежуточным звеном газотранспортной системы и находится между двумя мегаполисами – Новосибирском и Омском.

Магистральный газопровод Омск-Новосибирск, проложенный под землей, выполнен в одноконтурном исполнении, что в свою очередь, накладывает особую ответственность на Барабинское ЛПУМГ, так как практически любые огневые работы на газопроводе будут связаны с остановкой транспорта газа.

Протяженность магистрального газопровода, который располагается в границах зоны ответственности филиала, составляющий 320 км. В подчинении Барабинского ЛПУ находится компрессорная станция (КС-3 «Кожурлинская»), 6 газо-распределительных станций, магистральный газопровод, включая 22 крановых узла, 2 узла запуска и приема очистных устройств, 320 км вдоль трассовых линий электропередач и других сооружений.

На производстве на данный момент работает около треста человек. Средний возраст в данном филиале составляет 35 лет. Главное достижение этого структурного подразделения – сильные, компетентные кадры, в результате того, что по сложившейся традиции огромное значение уделяется качественной технической подготовке, неординарному подходу к обучению и наставничеству. Это дает только положительные результаты в профессиональном и личном росте персонала.

Основным стратегическим направлением остается надежная и своевременная, бесперебойная поставка природного газа потребителям.

В зону, контролируемую Барабинским ЛПУ МГ, входят также Татарский, Чановский, Убинский, Кургатский районы Новосибирской области. Во всех этих районах безусловно есть газораспределительные

станции (далее – ГРС). К примеру, в городе Чаны потребителями природного газа от ГРС «Урожай-1» являются молочный комбинат и коммунальная котельная, которая обслуживает жилой сектор. Кроме того, Чановские сети газоснабжения признаны лучшими на территории от Омска до Новосибирска.

В г. Каргате подключены к газовой ветке школа, больница и часть населения. В селе Убинское газом снабжаются котельная и частный сектор.

В Барабинске на сегодняшний день функционируют две ГРС. Первая из них, которая носит название АГРС «Энергия-3», была построена для собственных нужд предприятия. Сейчас ее используют и для снабжения частного жилья в северной части города, а также, подключены котельные Барабинска. Вторая именуется БК ГРС-10с – построена за счет бюджетных средств администрации города Куйбышева. Её потребителями являются два больших предприятия в этом городе – это Барабинская ТЭЦ, молокозавод ООО «Бараба», и улицы частного сектора.

Модернизацию системы управления технологического процесса последней ГРС я и попытаюсь разработать в данной ВКР.

1.2. Общая характеристика производственного объекта

ГРС является сложным и ответственным энергетическим (технологическим) объектом повышенной опасности. К технологическому оборудованию и средствам автоматизации ГРС предъявляются повышенные требования по надежности и безопасности энергоснабжения потребителей газом, промышленной безопасности как взрывопожароопасному промышленному объекту.

Базовым технологическим процессом Барабинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Томск» является транспортировка газа по магистральному газопроводу от Омска до Новосибирска и подача его на газораспределительные станции, которые подают газ потребителю.

Газораспределительная станция (ГРС) является основным объектом в системе магистральных газопроводов, функцией которой является понижение давления газа в трубопроводе для потребителя.

Современные ГРС – сложные, высокоавтоматизированные и энергоемкие объекты, но в Барабинском ЛПУ МГ есть еще и ГРС, которые ждут своей реконструкции уже много лет. Хотя ГРС и устарела, но сбоев в работе не случалось в виду профессионализма обслуживающего персонала. А проблем автоматизации на данной ГРС достаточно.

А теперь, немного о газораспределительной станции «Куйбышев».

ГРС «Куйбышев» предназначена для снижения высокого давления (до 5,5 МПа) природного, попутного газа до заданного низкого давления (1,2 МПа) и поддержания его с необходимой точностью, а также для очистки, измерения количества газа и одоризации перед подачей потребителю.

Производительность ГРС зависит от входного давления и потребления газа и изменяется в пределах от 300 до 10 000 н.м³/ч.

ГРС предназначена для следующих климатических условий эксплуатации:

- рельеф территории спокойный, грунтовые воды отсутствуют
- вес снегового покрова, кгс/м² 200
- ветровое давление, кгс/м² 50
- температура наружного воздуха
(средняя наиболее холодной пятидневки), °С -45
- сейсмичность до 7 баллов

Техническая характеристика:

Давление газа на входе, МПа	1,2...5,5
Давление газа на выходе, МПа	1,2
Диаметр входного газопровода, Ду мм	100
Диаметр выходного газопровода, Ду мм	150
Диаметр замерной линии, Ду мм (собственных нужд)	50
Диаметр замерной линии, Ду мм (основной)	150
Степень огнестойкости строительных конструкций	IIIа
Установленная мощность, кВт	4,0
Потребляемая мощность, кВт	3,8
Напряжение питающей электросети, ~В	220
Резервное питание, =В	24
Расход тепла на отопление блок-боксов, Вт (ккал/ч)	13920 (12000)
Масса транспортировочная максимальная, т	9
Резервирование	100% по пропускной
способности в основной период	
эксплуатации.	

Одоризация
расходу газа.

автоматическая, пропорциональная

Аварийная сигнализация

дистанционная передача
нерасшифрованного аварийного
сигнала.

В состав ГРС «Куйбышев» входят основные блоки:

- Узел переключения (блок отключающих устройств);
- Узел очистки газа;
- Узел предотвращения гидратообразования (блок подогрева газа);
- Узел редуцирования;
- Узел одоризации газа;
- Узел расхода газа;
- Узел отбора и подготовки газа на собственные нужды;
- Блок автоматики с системой автоматического управления с функцией телеметрии.

Как уже отмечено выше, станция состоит из нескольких узлов. Все они размещены на территории ГРС и соединяются между собой трубопроводами и кабелями. Они оснащены вспомогательным оборудованием (молниеприемник, ограждение и т.д.), образуя законченный комплекс ГРС «Куйбышев».

В состав ГРС входят следующие системы:

- контроля и автоматики;
- связи и телемеханики;
- электроосвещения, молниезащиты, защиты от статического электричества;
- электрохимзащиты;
- отопления и вентиляции;
- водоснабжения и канализации;
- аварийной и охранно-периметральной сигнализации;
- контроля загазованности.

1.3. Описание технологического процесса на ГРС

Газораспределительные станции (ГРС) входят в состав линейных производственных управлений магистральных газопроводов (ЛПУМГ).

В состав ГРС входят блоки: переключения, очистки газа, подогрева газа, редуцирования, учета и одоризации.

ГРС «Куйбышев» работает по схеме (см. Приложение 1).

Подключение ГРС к газопроводу-отводу высокого давления осуществляется через *узел переключения*, состоящего из входного и выходного газопроводов, обводной линии, соединяющей входной и выходной газопроводы и оснащенных запорной арматурой, предохранительными клапанами с трехходовым краном на выходном газопроводе, изолирующими фланцами, свечами для стравливания газа на газопроводе высокого давления.

Природный газ высокого давления $P_{\text{вх}} = 1,2-5,5 \text{ МПа}$ ($12-55 \text{ кгс/см}^2$), поступивший на вход станции (*узел переключения*), проходит через кран шаровой с пневмоприводом КН1, расположенный на входном газопроводе блока переключения.

Затем газ попадает в *узел очистки газа* и проходит через один из пылеуловителей, в котором фильтрующим элементом являются циклоны. Здесь газ очищается от механических примесей и влаги. Весь конденсат самотеком поступает в поземную емкость сбора конденсата.

Узел очистки газа на ГРС служит для предотвращения попадания механических примесей и жидкостей в технологические трубопроводы, оборудование, средства контроля и автоматики станции и потребителей. В качестве аппаратов для очистки газа от механических примесей применяются пылевлагоулавливающие устройства – мультициклонные пылеуловители (рис.1), обеспечивающие подготовку газа для стабильной работы оборудования ГРС и потребителя.



Принцип действия: газ через входной патрубок (сбоку) поступает в циклон, где, благодаря наличию винтовых лопастей, движется по спирали. Под действием центробежной силы твёрдые и жидкие частицы отбрасываются к периферии, затормаживаются о стенку циклона и выпадают на дно пылеуловителя. Очищенный газ выходит через выходной патрубок (сверху). Отвод жидкости и шлама (продувка пылеуловителя) осуществляется через продувочный патрубок (снизу) в промежуточную дренажную ёмкость.

Устройство пылеуловителя: 1-входной патрубок; 2-выходной патрубок; 3-продувочный патрубок; 4-батарея циклонов; 5-перегородка; 6-винтовая лопасть. Смотри рис.2.

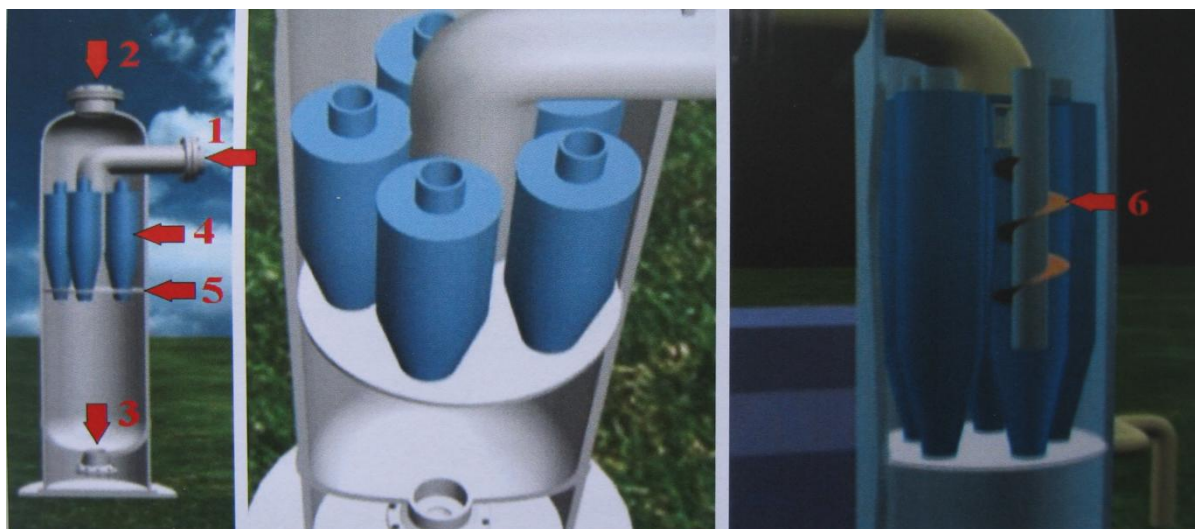


Рисунок 2 – Мультициклонный пылеуловитель с батареей циклонов (в разрезе).

Узел очистки газа оснащен устройствами удаления конденсата и дренажа в сборные резервуары. Резервуары рассчитаны на максимально возможное давление и оборудованы сигнализатором уровня жидкости. С целью исключения выбросов паров конденсата в атмосферу применяются меры по их утилизации.

Из узла очистки газ поступает через шаровой кран №13 в подогреватель газа ПГА-200, где нагревается с целью предотвращения выпадения гидрантов при редуцировании. Проще говоря, *узел подогрева газа* предназначен для предотвращения обмерзания арматуры и образования кристаллогидратов в газопроводных коммуникациях и арматуре, которые образуются, при редуцировании природного газа.

Узел подогрева газа обеспечивает температуру газа на выходе из ГРС не ниже минус 10°C. Трубопроводы и арматура на выходе из подогревателя защищены тепловой изоляцией.

Огневой подогреватель газа (рис. 3) представляет собой печь радиационно-конвективного типа с восходящим потоком дымовых газов. Нагрев технологического газа осуществляется в трубном змеевике открытым пламенем от рабочих горелок. Контроль за температурой подогреваемого газа осуществляется термометром манометрическим, расположенным в шкафу КИП.

Подробную технологическую схему подогревателя см. Приложение 2.

Принцип действия: газ поступает в трубную обвязку подогревателя через входной кран №13 и далее в верхнюю оребренную конвективную секцию змеевика и нагревается теплом отходящих газов горелок, затем проходит в нижнюю радиационную секцию змеевика и нагревается за счет излучения факела горелок, после чего, нагретый до расчетной температуры газ, через выходной кран №14 направляется к блоку редуцирования.



Рисунок 3 – Подогреватель ПГА-200.

Нагрев газа происходит за счет нагрева змеевика в топке подогревателя за счет топливного газа ($P_{\text{вых}}=100$ мм.вод.ст), который подается с выхода блока редуцирования ($P_{\text{вх}} = 1,2$ МПа). Также с выхода блока редуцирования часть газа попадает в ГРПН-300, где происходит редуцирование топливного газа с 1,2 МПа до 130 мм.вод.ст. для питания водогрейных котлов АОГВ-11,6.

Аппаратура шкафа КИПиА подогревателя осуществляет контроль за нормальной работой подогревателя по наличию пламени запальника и температурному режиму.

Подогретый газ высокого давления покидает блок подогрева через шаровой кран №14 и поступает в *узел редуцирования газа*, который предназначен для снижения и автоматического поддержания заданного давления газа, подаваемого потребителю.

На ГРС редуцирование газа осуществляют двумя линиями редуцирования одинаковой производительности, оснащенными однотипной запорно-регулирующей арматурой (одна нитка – рабочая, вторая – резервная). Система обеспечивает газоснабжение потребителя при отказе одной нитки редуцирования.

Самым главным, важным в узле редуцирования газа, да и на всей ГРС, является регулятор давления. Его еще называют «сердцем» станции.

Регулятор давления предназначен для снижения и автоматического поддержания давления газа «после себя» на заданном значении.

Регулятор РДПм, используемый на данной ГРС состоит из: входного и выходного фланцевых корпусов, мембраны, клапана и седла. Во входном фланцевом корпусе имеется кольцевая полость, через которую проходит теплоноситель, обеспечивающий нагрев корпуса.

Принцип действия регулятора основан на поддержании равновесия сил действующих на мембрану. Равновесие мембранного узла обеспечивается выравниванием давления газа в камере задания «Б» с давлением в камере выходного давления регулятора «А». Давление газа в камере «Б» стремится создать максимальный зазор между уплотнением клапана и рабочей кромкой седла. Давление газа в камере «А» стремится этот зазор уменьшить. Уравновешенное положение седла относительно уплотняющей поверхности клапана обеспечивает постоянное давление на выходе при остальных постоянно меняющихся параметрах. Также на каждой нитке имеются сбросные свечи.

В наличии имеется система защитной автоматики. В связи с этим, каждая линия редуцирования оборудована кранами с пневмоприводами, используемыми в качестве исполнительных механизмов.

Переход на работу по резервной линии осуществляется автоматически при отклонении ($\pm 10\%$) от установленного договором выходного рабочего давления. Каждая линия оснащена пневмоприводным краном (КН3, КН4),

регулятором давления РДПм (Р1, Р2), турбинным счетчиком газа (СГ-ЭК) и краном с ручным приводом (КНр3, КНр4).

Редуцирование давления газа осуществляется в одну ступень. Высокое давление газа до 5,5 МПа снижается до выходного 1,2 МПа.

Контроль за выходным и входным давлением в блоке редуцирования осуществляется с помощью электроконтактных манометров ДМ 2005Сч1Ех (ЭКМ1, ЭКМ2).

После редуцирующего органа, газ давлением $P_{\text{вых}}=12 \text{ кгс/см}^2$ проходит через турбинный счетчик с электронным корректором (*узел учета газа*). Через данный прибор осуществляется регистрация потребленного газа (рис. 4).

Комплекс СГ-ЭК (счетчик газа с электронным корректором) или корректор объема газа электронный ЕК270 на данной ГРС располагается непосредственно на редуцирующей нитке между регулятором РДПм и выходным шаровым краном, поэтому, об отдельном помещении или блоке говорить не приходится.



Рисунок 4 – Турбинный счетчик СГ-75 с установленным корректором объема газа.

Затем газ через кран с ручным приводом выходит с блока редуцирования и попадает уже в выходной газопровод *блока переключения*.

Краны с пневмогидроприводом КН1, КН2 служат для отключения станции при ремонте. В этом случае подача газа потребителю осуществляется по байпасной линии, состоящей из крана шарового с ручным приводом №27 и вентельной задвижки №26. Поддержание выходного давления в этом случае осуществляется вручную. Контроль давления на выходе станции осуществляется по манометру МН2.

Предохранительные клапаны КП1, КП2 предохраняют систему потребителя от превышения давления при работе на байпасе. С помощью

трехходового крана КТХ можно отключить один из предохранительных клапанов для ремонта. При этом другой предохранительный клапан остается подключенным к выходному газопроводу ГРС.

Также в блоке переключения имеется устройство сужающее быстросменное (УСБ) для изменения сечения потока и создания перепада давления с целью автоматического одорирования газа. С *узла одоризации газа*, через УСБ, производится ввод одоранта (смесь природных меркаптанов) в выходной газопровод ГРС для придания природному газу искусственного запаха, с целью обнаружения его утечки. Газ можно одорировать, как в ручном (при помощи крана №55/3 через капельницу), так и в автоматическом режиме (краны №№ 55/4, 54/1) пропорционально расходу газа.

Норма вводимого в газ одоранта (этилмеркаптан) составляет 16 г. (19,1 см³) на 1000 м³ газа. Расход одоранта ежедневно фиксируется по линейке оператором ГРС.

Подробная схема узла редуцирования есть технологической схеме Приложение 1.

Узел одоризации установлен на выходе станции после обводной линии. Подача одоранта возможна только с ручной регулировкой, что усложняет работу оператора ГРС. На ГРС предусмотрена емкость для хранения одоранта. Объем емкостей 0,5 м³. Заправка подземной и промежуточной емкостей одоранта осуществляется рабочим персоналом в ручном режиме. Автоматизированный процесс пополнения и корректировки одоранта за счет изменения расхода на данном объекте ЛПУ не предусматривается.

Эта конечная стадия подготовки природного газа перед подачей его потребителю. Далее уже очищенный газ заданного давления и с определенной степенью одоризации поступает в газотранспортную сеть потребителя.

1.4. Характеристика установленного оборудования и ее недостатки

Рассмотрим установленное оборудование в каждом отдельном узле ГРС «Куйбышев» и выявим проблемную область для дальнейшего её решения. И чтобы проще нам было ориентироваться в модернизации этого производственного процесса, мы будем двигаться вместе с потоком газа по технологическому газопроводу ГРС.

Все описания можно отслеживать по технологической схеме ГРС «Куйбышев» (см. Приложение 1).

1. Охранный кран ГРС – первый кран по ходу газа к ГРС от газопровода-отвода DN300 является охранный кран № 7^а DN100. Он служит для отключения ГРС от газопровода отвода при значительных аварийных ситуациях или на время ремонта. В этом же узле присутствует еще один кран №6 DN80 (свечной). Он необходим для сброса давления с входного газопровода ГРС в случаях связанных с ремонтом или аварией. Этот узел находится от ГРС, на расстоянии 30 м. Площадка охранного крана 6×10 м ограждена забором из сетки рабицы и имеет охранно-периметральную сигнализацию.

Хочется отметить еще одну немаловажную вещь, что при обильном таянии снега в весенний период к площадке охранного крана подойти не имеет возможности. Таким образом, в случае непредвиденного ремонта или какого-либо инцидента доступ к выше описанной запорной арматуре будет проблематичен. Поэтому, для автоматизации данного узла, для возможности управления кранами №6 и №7^а дистанционно, нужно заменить оба шаровых крана с ручным приводом на краны с пневмоприводом. Ведь в случае аварийной ситуации, например, пожар в блоке переключения, потребуются незамедлительно перекрыть кран №7^а (для отсечения потока высокого давления от ГРС) и открыть кран №6 (для стравливания газа в атмосферу). Поэтому, замена кранов с ручным приводом на пневмоприводные считаю необходимым.

2. Узел переключения. Далее газ попадает во входной газопровод узла переключения ГРС. Здесь намного больше технологического оборудования в отличие от выше описанного объекта: присутствуют манометры, датчики, преобразователи, запорная, а также предохранительная арматура.

Узел переключения предназначен для переключения потока газа высокого давления с автоматического на ручное регулирование по обводной линии. Он располагается под навесом и оснащен:

- контрольно-измерительными приборами по давлению. Из них: манометров – 9 шт, датчик Метран-150 – 2 шт.;
- кранами с пневмоприводом на входном (DN100) и выходном (DN150) газопроводах (они имеют автоматическое и дистанционное управление), а

также имеется сигнализация крайних положений запорного органа шарового крана, отображающая на щите оператора в блоке автоматики;

- вентильными и шаровыми кранами мелкого диаметра;
- предохранительными клапанами с переключающим трехходовым краном и свечой для сброса газа;
- изолирующими устройствами на газопроводах входа и выхода для сохранения потенциала катодной защиты при отдельной защите внутриплощадочных коммуникаций ГРС и внешних газопроводов;
- обводной линией (байпас), соединяющей газопроводы входа и выхода ГРС, обеспечивающей кратковременную подачу газа потребителю, минуя ГРС (при ремонте или аварийной ситуации). Обводная линия имеет два запорных органа: первый – по ходу газа отключающий кран и второй – для дросселирования задвижка с ручным приводом. Нормальное положение запорной арматуры на обводной линии – закрытое. Она должна быть опломбирована службой ГРС.

Блок переключения – один из основных узлов ГРС. Значимых недостатков, которые бы препятствовали или тормозили технологический процесс мной не выявлено.

3. Узел очистки газа и сбора конденсата служит для предотвращения попадания механических примесей и жидкостей в технологические трубопроводы, оборудование, средства контроля и автоматики станции и потребителей.

Для очистки газа на ГРС применяются два пылевлагоулавливающих устройства (пылеуловители мультициклонные DN300), обеспечивающие подготовку газа для стабильной работы оборудования ГРС. Подробное описание работы этих устройств мы уже рассмотрели выше.

Узел очистки газа имеет следующую особенность: конденсат получаемый после очистки газа скапливается внизу пылеуловителя и самотеком поступает через дренажный трубопровод в сборный резервуар. Резервуар рассчитан на максимально возможное давление и оборудован сигнализатором уровня жидкости. С целью исключения выбросов паров конденсата в атмосферу применяются меры по их утилизации.

Таким образом, блок очистки газа и сбора конденсата оснащен следующим оборудованием:

- запорной арматурой (вентильными и шаровыми кранами мелкого и среднего диаметра. *Причем, отсутствуют краны с пневмоприводом, что исключает возможность управлять узлом дистанционно*);
- двумя мультициклонными пылеуловителями DN300;
- манометрами в количестве 2 шт.;
- манометрическими термометрами – 2 шт.;
- емкость сбора конденсата;
- клапан предохранительный (для защиты от превышения давления при выдаче конденсата в передвижную цистерну);
- датчик-реле уровня жидкости электрический ДУЖЭ-200М.

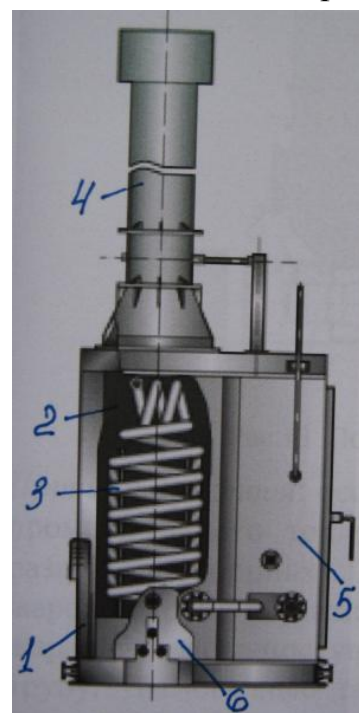
При наполнении емкости сбора конденсата до предельного уровня, срабатывает датчик-реле уровня жидкости, извещая оператора об аварийной ситуации. Здесь, недостатком данного оборудования в том, что нет постоянного контроля над уровнем в емкости сбора. Таким образом, необходимо заменить датчик-реле на сигнализатор уровня жидкости, который бы информировал оператора ГРС через АРМ о реальном уровне жидкости в резервуаре.

Также, из перечисленного выше оборудования, узлу очистки газа для автоматизации не хватает пневмоприводных кранов для автоматического и дистанционного управления. Соответственно, заменив краны с ручным приводом (перед пылеуловителями №№ 9, 11 и после №№ 10, 12) на пневмоприводные с узлом управления ЭПУУ-7, мы получим возможность осуществлять переключение дистанционно. Эта замена нам пригодится на случай аварийного переключения, отключив вышедший из строя пылеуловитель, и, включив в работу резервный.

В Приложении 3 представлена схема узла очистки газа.

4. Узел подогрева газа предназначен для предотвращения обмерзания арматуры и образования кристаллогидратов в газопроводных коммуникациях и арматуре. Схема узла подогрева газа представлена в Приложении 2.

Для предотвращения гидратообразований применяется подогрев газа с помощью подогревателя ПГА-200. Узел подогрева газа



обеспечивает температуру газа на выходе из ГРС не ниже минус 10°C. Он представляет собой печь радиационно-конвективного типа с восходящим потоком дымовых газов. Нагрев технологического газа осуществляется в трубном змеевике открытым пламенем от рабочих горелок.

Устройство подогревателя ПГА (рис.5):

- 1) корпус (основание, боковые и торцевые стенки, крышка);
- 2) огневая камера;
- 3) змеевики верхний и нижний;
- 4) дымовая труба;
- 5) блок автоматики и регулирования;
- 6) КЗУ (контрольно-запальное устройство с горелками).

Контроль за температурой подогреваемого газа осуществляется термометром на выходе из змеевика, а также термометром манометрическим ТКП-100ЭК13, расположенным в шкафу КИП и А. Рисунок 5 – Устройство ПГА.

Топливный газ давлением 12 кгс/см² поступает к горелкам через автоматику регулирования, состоящую из запорной арматуры (№№ К1-К8), предохранительного клапана (поз.11), регулятора давления (поз.10), регулятора температуры (поз.9).

Контроль давления топливного газа перед горелками и контрольно-запальным устройством осуществляется с помощью напоромера (поз.6), а контроль температуры – термометром манометрическим контактным показывающим (ТКП-100ЭК) (поз.13).

При отклонении температуры газа от установленного значения выдается звуковой и световой сигнал в блок КИПиА (+20 °С). При достижении верхнего предела заданной температуры +75 °С происходит замыкание контактов (ТКП-100ЭК), подключенных к блоку розжига и контроля пламени 14. При этом БРКП выдает импульс тока на закрытие электромагнитного клапана 8 (перекрывая топливный газ к горелкам) и выдает аварийный сигнал.

Единственное, что хочется отметить, так это отсутствие постоянного визуального контроля температуры подогреваемого газа на

выходе из подогревателя, т.е. необходимо отображение информации о подогревателе ПГА-200 на мониторе АРМ оператора ГРС.

5. Узел редуцирования газа предназначен для снижения и автоматического поддержания заданного давления газа, подаваемого потребителю.

На ГРС «Куйбышев» понижение давления газа осуществляют одной из двух линий редуцирования. Обе они одинаковой производительности, оснащенные однотипной запорно-регулирующей арматурой (одна нитка – рабочая, а другая – резервная).

Каждая линия оснащена пневмоприводным краном (КН3, КН4), регулятором давления РДПм (РР1, РР2), турбинным счетчиком газа (СГ-ЭК с электронным корректором) и краном с ручным приводом (КНр3, КНр4).

Регулятор давления предназначен для снижения и автоматического поддержания давления газа «после себя» на заданном значении.

В наличии имеется система защитной автоматики. В связи с этим, каждая линия редуцирования оборудована кранами с пневмоприводами для автоматического и дистанционного управления.

Переход на работу по резервной линии осуществляется автоматически при отклонении ($\pm 10\%$) от установленного договором выходного рабочего давления. Схема блока редуцирования газа есть в Приложении 1.

Блок редуцирования отвечает всем требованиям современной АГРС, поэтому проблем не выявлено.

6. Узел учета газа предназначен для коммерческого учета газа.

Комплекс СГ-ЭК (счетчик газа с электронным корректором) или корректор объема газа электронный ЕК270 (Рис. 4) на данной ГРС располагается непосредственно на редуцирующей нитке, между регулятором РДПм и выходным шаровым краном.

Корректор объема газа ЕК270 (в дальнейшем – корректор) предназначен для приведения объема (количества) природного газа, прошедшего через счетчик газа (в данном случае через турбинный счетчик типа СГ), к стандартным условиям, в зависимости от: измеренных температуры и давления газа и вычисленного коэффициента сжимаемости газа, с учетом вводимых вручную значений относительной плотности газа (p), содержания в газе азота (N_2) и углекислого газа (CO_2), удельной теплоты сгорания газа в соответствии с ГОСТ 20319-96 и ПР 50.2.019-96.

Корректор – специализированный микропроцессорный прибор с интегрированными преобразователями давления и температуры, предназначенными для измерения параметров газа и приведения объема газа, прошедшего через счетчик газа к стандартным условиям, с памятью для архивации данных и ведения протокола работы, с автономным питанием.

Корректор обеспечивает измерение параметров газа:

- давления в трубопроводе – встроенным преобразователем абсолютного (избыточного) давления;
- температуры газа – встроенным термопреобразователем сопротивления платиновым с номинальной статической характеристикой преобразования (НСХ) 500П (Pt500) по ГОСТ 6651.



Рисунок 6 – Корректор объема газа электронный EK270.

На ГРС нет АРМ (автоматизированного рабочего места) оператора ГРС. Поэтому для сбора всей необходимой информации приходится обходить всю площадку и осматривать оборудование визуально. Таким образом, для передачи диспетчеру информации о работе ГРС (температура, давление, в том числе и расход: часовой, суточный и месячный), приходится снимать показание всех приборов на месте (каждые 2 часа), что затрудняет работу персонала. В связи с этим, интерфейс RS485, который поддерживает данный вычислитель мы используем для передачи информации на ПК и на электронный блок управления одоризации газа о мгновенном объеме потребляемого газа. Это нам необходимо для сбора информации в одном месте, а также для автоматизации подачи необходимой дозы одоранта в выходной газопровод (см. рис. 7).



Рисунок 7 – Пример подключения ЕК270 к блоку управления одоризационной установкой.

7. Узел одоризации газа предназначен для придания искусственного запаха газу, подаваемого потребителю с целью своевременного обнаружения по запаху его утечки. Норма вводимого в газ одоранта (этилмеркаптан) составляет 16 г. (19,1 см³) на 1000 м³ газа. Расход одоранта ежедневно фиксируется в журнале оператором ГРС. Корректировка одоранта осуществляется при изменении объема потребляемого газа (м³/ч). Действующую схему узла одоризации ГРС «Куйбышев» см. в Приложении 4.

Узел одоризации установлен на выходе станции после обводной линии. Подача одоранта возможна только с ручной регулировкой, что усложняет обслуживание одоризационной установки.

На ГРС предусмотрена емкость для хранения одоранта. Объем емкости 0,5 м³. Заправка подземной и промежуточной емкостей одоранта осуществляется рабочим персоналом в ручном режиме. Автоматизированный процесс пополнения расходной емкости и корректировка одоранта пропорционально расходу газа на данном объекте ЛПУ не предусматривается. Поэтому, не будет лишним и модернизация данного узла ГРС.

Таким образом, на данном производственном узле можно выявить следующие проблемы: отсутствие автоматического режима подачи одоранта пропорционально расходу газа, отсутствие контроля одоранта в подземной емкости (нет датчика уровня).

Предлагается разработать и внедрить в уже существующую одоризационную установку следующее оборудование и датчики:

1. В узел замера уровня и регулирования подачи одоранта, в котором уже есть датчик уровня с поплавком на емкости 12, отражающий уровень в

рабочей (расходной) емкости на линейке, еще нужно добавить электромагнитный клапан заправочный и дозирующий, установить датчик уровня на расходную емкость для передачи информации на АРМ оператора.

- 2. Сигнализатор уровня СУ-60 (для подземной емкости одоранта).*
- 3. Фильтр одоранта.*
- 4. Редуктор газовый (для передавливания одоранта в расходную емкость).*
- 5. Дополнительная арматура обвязки узла дозирования одоранта.*
- 6. Блок управления БУ-103 (устанавливается за пределами взрывоопасной зоны, в помещении оператора).*

И примечанием в данном вопросе, конечно же, будет отправка всей этой информации на АРМ оператора ГРС, где имеется необходимое программное обеспечение по сбору, обработке и хранению всей информации, для поддержания технологического процесса в заданных рамках.

Это самый сложный узел на станции, который претерпит серьезные изменения, как в технологической схеме, так и в производственных возможностях, не говоря уже, о экономической эффективности, которую придется доказать в ВКР. Возможно, что этот узел проще будет заменить на новый, со всеми перечисленными компонентами (датчиками, оборудованием) в экономическом и практическом смысле.

2. ЗАДАЧИ И ФУНКЦИИ

АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ

2.1. Цель и назначение автоматизированной системы управления

Когда речь заходит о современном промышленном предприятии по добыче и транспортировке нефти или газа, связанным с наличием множества сложного и современного оборудования, имеет место, говорить, в первую очередь, об автоматизации этого производства. В связи со сложным технологическим процессом добычи сырья, а также заботой о безопасности этого производства, наличие автоматизированных процессов просто необходимо.

Производство подобного сырья необходимо автоматизировать еще и потому, что газ, нефть – это взрывоопасное вещество, а вести постоянный контроль над ним, гораздо удобнее с одного места, где собирается вся информация о производстве и отображается в удобном для оператора виде, нежели искать какие-либо другие пути согласования всего процесса в целом. Автоматизация технологического процесса является наиболее важным фактором в повышении эффективности производства, увеличении условий и безопасности труда рабочего персонала. Иными словами, производство подобного сырья без автоматизации было бы невысказано.

Основными целями создания АСУ ТП являются:

- обеспечение снабжения газом потребителей с заданной производительностью при минимальных эксплуатационных затратах;
- повышение надежности работы газораспределительной станции и предотвращение аварийных ситуаций;
- обеспечение качества поставляемого газа;
- повышение оперативности контроля и управления технологическим процессом редуцирования газа;
- осуществление оперативного учета материальных и энергетических ресурсов и затрат;
- сокращение (до минимума) времени и объема обслуживания и ремонта газопровода и оборудования.

АСУ ТП реализуют следующие задачи:

- централизованный контроль и управление технологическими процессами подготовки газа с операторной ГРС или с местного диспетчерского пункта;
- централизованный контроль и управление из МДП технологическими процессами вспомогательных систем;
- обеспечение надежной работы оборудования технологических сооружений и предотвращения аварийных ситуаций;
- повышение эффективности технологических процессов на ГРС;
- передача текущей информации в центральный диспетчерский пункт (ЦДП).

Таким образом, совершенно однозначно можно сказать, что внедрение систем управления в технологический процесс является наиболее важным фактором в повышении эффективности производства, способствует улучшению условий и безопасности труда рабочего персонала.

2.2. Функции автоматизированной системы управления

ГРС оснащена системами и устройствами автоматики, средствами контроля, управления и сигнализации, обеспечивающими автоматизацию всех основных технологических и вспомогательных процессов газоснабжения, а также оперативный контроль за технологическими параметрами с возможностью передачи их в систему телемеханики. Но если говорить о современной автоматизированной системе управления, то с уверенностью можно утверждать, что ГРС «Куйбышев» не имеет надежных современных систем контроля и автоматики. Это видно в недостатках, которые выявлены и описаны выше по тексту. Конечно, время идет, оборудование стареет. И это очевидно, если в производственном процессе, спустя продолжительное время, не было модернизации оборудования. А на данном объекте модернизация необходима, как газ Украине.

Система автоматизации регулирования подачи газа потребителю имеет возможность:

1) Дистанционное (со щита управление кранами) и местное (с узлов управления пневмоприводными кранами) управление кранами (КН1, КН2) на входе и выходе ГРС;

- дистанционное ручное и местное открытие и закрытие кранов на входе и выходе ГРС;

- дистанционное автоматическое одновременное закрытие кранов на входе и выходе ГРС от сигнала по системе телемеханики или от кнопки «Стоп ГРС» на щите управления кранами;

- возможность установить любой кран на входе ГРС в следующие режимы работы - дистанционный, автоматический, отключено.

2) Дистанционное (со щита управление кранами) и местное (с узлов управления пневмоприводными кранами) управление кранами (КН3, КН4), установленными перед регуляторами на линиях редуцирования:

- дистанционное ручное и местное открытие и закрытие кранов;

- дистанционное автоматическое открытие крана на резервной нитке при уменьшении давления газа на выходе;

- дистанционное автоматическое открытие кранов на рабочей и резервной нитках при уменьшении давления газа на выходе ниже допустимого;

- дистанционное автоматическое закрытие крана на рабочей нитке при увеличении давления на выходе ГРС выше допустимого;

- возможность установить любой кран, расположенный на соответствующей нитке редуцирования, в следующие режимы работы - дистанционный, основной (рабочий), резервный, «отключено».

3) Дистанционное (со щита управления кранами) и местное (с узла управления пневмоприводным краном) управление краном (КН5) на свече в блоке переключений:

- дистанционное ручное и местное открытие и закрытие крана,

- дистанционное автоматическое открытие крана при закрытии крана на входе ГРС,

- возможность установить кран, в следующие режимы работы – дистанционный, автоматический, отключено.

Система автоматизации контроля, сигнализации, измерения и регистрации технологических параметров предусматривает:

1) в блоке переключений:

- местный контроль давления газа на входе и выходе ГРС;

- местный контроль давления газа в линиях питания узлов пневмоприводов кранов;
- дистанционный контроль и регистрация температуры газа на входе и выходе ГРС;
- дистанционный контроль и регистрация давления газа на входе и выходе ГРС;
- дистанционная звуковая и световая сигнализация отклонения давления газа от нормы на входе и выходе ГРС;
- возможность контроля давления газа на входе и выходе ГРС по системе телемеханики;
- возможность контроля температуры газа на входе и выходе ГРС по системе телемеханики;

2) в блоке очистки:

- местный контроль давления газа на входе и выходе каждого пылеуловителя;
- местный контроль перепада давления на каждом пылеуловителе;
- местный контроль температуры газа на общем коллекторе до и после подключения к подогревателю.

3) в блок-боксе редуцирования:

- местный контроль давления задатчиков регуляторов давления;
- местный контроль давления в коллекторе питания задатчиков регуляторов давления;
- местный контроль давления газа в нитках редуцирования до и после регуляторов давления газа;
- дистанционный контроль повышения до взрывоопасной концентрации газа в воздухе помещения блок-бокса редуцирования;
- световая и звуковая предупредительная сигнализация о повышении до взрывоопасной концентрации газов в помещении блок-бокса редуцирования, установленная на наружной стене блок-бокса редуцирования и в блок-боксе автоматизации).

- местный контроль температуры в нитках редуцирования.
- 4) в блоке сбора конденсата:
- местный контроль давления газа;
 - дистанционная звуковая и световая сигнализация максимального уровня в емкости сбора конденсата.
- 5) в блоке одоризации:
- дистанционная сигнализация минимального уровня одоранта в расходном баке одоранта;
 - автоматическое закрытие задвижки на подземной ёмкости хранения одоранта по максимальному уровню в ней при заправке его из передвижной емкости одоранта.
- 6) в блок-боксе автоматизации:
- дистанционная регистрация температуры воды в АОГВ;
 - дистанционный контроль, звуковая и световая отклонения температуры воды после АОГВ от нормы;
 - регистрация на щите измерения и сигнализация измеряемых технологических параметров ГРС;
 - сигнализация на щите измерения положения кранов с пневмогидроуправлением ;
 - сигнализация отклонений от нормы контролируемых технологических параметров;
 - повышения до взрывоопасной концентрации газа по каналам измерения СТМ-10;
 - сигнализация об остановке подогревателя газа ПГА-200;
 - сигнализация об минимальном уровне одоранта в расходной емкости одоранта;
 - сигнализация об отсутствии электропитания 220В;
- В системах автоматизации ГРС используются следующие приборы и оборудование:
- для непрерывного дистанционного измерения и регистрации температуры газа в блоке переключений на входе и выходе ГРС применяются термометры сопротивления ТС-135;

- для непрерывного измерения и регистрации температуры воды в блок-боксе автоматизации после АОГВ, применяется термометр сопротивления ТС065-50м;
- для визуального контроля температуры воды в блок-боксе автоматизации после АОГВ и выдачи сигнала об отклонении ее от заданных параметров применяется термометр манометрический ТГП-100ЭК-М1;
- для регистрации важных технологических параметров, таких как входное и выходное давление газа, входная и выходная температура газа, температура воды в системе отопления блоков применяется цифровой прибор «Сенсорика».
- для местного контроля давления газа в блоке переключений – на входе и выходе ГРС, до и после пылеуловителей, в блоке сбора конденсата применяются манометры МП4-У;
- в блоке переключений и в блок-боксе редуцирования, в линиях питания узлов управления пневмоприводными кранами – применяются манометры МП2-У;
- в блок-боксе редуцирования – в коллекторе питания задатчиков, в линиях редуцирования до и после регуляторов – применяются манометры МП3-У;
- в блок-боксе редуцирования – на задатчиках регуляторов давления – применяются манометры образцовые МО.
- для дистанционного контроля давления газа и выдачи сигнала об отклонении его от заданных параметров в блоке переключения – на входе и выходе ГРС применяются манометры электроконтактные ДМ 2005Сч1Ех;
- для дистанционного контроля уровня конденсата и выдачи сигнала об отклонении его от заданных параметров в блоке сбора конденсата – в емкости конденсата устанавливается датчик-реле уровня жидкости ДУЖЭ-200М-1112;
- для непрерывного дистанционного измерения и хозрасчетного учета расхода газа в узлах замера газа применяются турбинные счетчики, для замера газа потребителю – с электронным корректором;

- для замера газа на собственные нужды – мембранный счетчик G-6 без корректора.
- для дистанционного контроля повышения до взрывоопасной концентрации газа в воздухе в блок-боксе редуцирования с выдачей предупредительного сигнала, применяется сигнализатор СТМ10-0003РДб.
- для световой и звуковой сигнализации об отклонении контролируемых параметров технологических процессов от заданных величин и для передачи общего (нерасшифрованного) аварийного сигнала в операторную применяется устройство дистанционной сигнализации УСГ-4-2.

Станция ГРС «Куйбышев» оборудована системой дистанционной аварийной сигнализации, предназначенной для контроля работы основных узлов станции и автоматической дистанционной передачи на пункт обслуживания (операторная) аварийно-предупредительного сигнала при следующих нарушениях:

- 1) при недопустимом увеличении или уменьшении давления газа на выходе станции;
- 2) при недопустимом уменьшении или увеличении давления газа на входе станции;
- 3) при недопустимом увеличении температуры подогреваемого газа (75°C);
- 4) при погасании пламени запальника подогревателя газа;
- 5) при отключении внешнего электроснабжения;
- 6) при минимальном уровне одоранта в расходной емкости;
- 7) при максимальном уровне конденсата в емкости сбора конденсата;
- 8) при появлении загазованности (автоматическое включение вентиляторов).

Контроль за режимом работы составных частей станции осуществляется с помощью датчиков (электроконтактных манометров, манометрических термометров), расположенных в блоках ГРС.

Датчики кабельными линиями связаны с передающим блоком устройства дистанционной аварийной сигнализации УСГ-4-2, установленном в блоке КИП и А.

В передающем блоке устройства УСГ-4-2 сигналы, поступающие от датчиков при нарушении нормального режима станции, объединяются, и по линии связи передаются в приемное устройство УСГ-4-2, расположенное в пункте обслуживания станции – в операторной.

В блоке КИПиА установлены также аккумуляторные батареи для аварийного питания системы автоматики и щита управления кранами, а также для аварийного освещения операторной.

Автоматизированная система управления на рассматриваемой ГРС должна обеспечивать: централизованный контроль над работой технологических агрегатов, сигнализацию отклонений параметров от регламентных норм, дистанционное управление исполнительными механизмами, регулирование отдельных технологических параметров, защиту технологического процесса и оборудования при возникновении аварийных ситуаций.

Только после внедрения АСУ в технологический процесс станции, поменяется коренным образом производственная картина объекта, и предприятие выйдет на новый уровень развития. Поэтому, мне кажется, что на данном этапе процветания нашего предприятия актуален вопрос этого внедрения. Ведь модернизация уже коснулась таких объектов, как компрессорная станция, диспетчерский пункт, автозаправочная станция, узел связи и т.д. Казалось бы, у «ГАЗПРОМа» нет таких мест, куда бы не дошел «21 век» с современными технологиями, но нет, вот оно, это место – ГРС «Куйбышев», а это значит, что на данном этапе для Барабинского ЛПУМГ стоит следующая задача – внедрение систем управления технологическим процессом на ГРС.

Функции автоматизированной системы ГРС заключается в управлении объектом в соответствии с командами, поступающими от оператора, контроле технологических параметров, обеспечении защиты ГРС и передача текущей информации о оборудовании, задействованном в технологическом процессе. Применение функций АСУТП поможет решить задачу автоматизации ГРС для нашего предприятия.

2.3. Структурная схема автоматизированной системы ГРС

Как правило, на современных ГРС, системы контроля и управления – это трехуровневые системы, так как именно от них зависит контроль и непосредственное управление технологическим процессом (см. рис. 8).

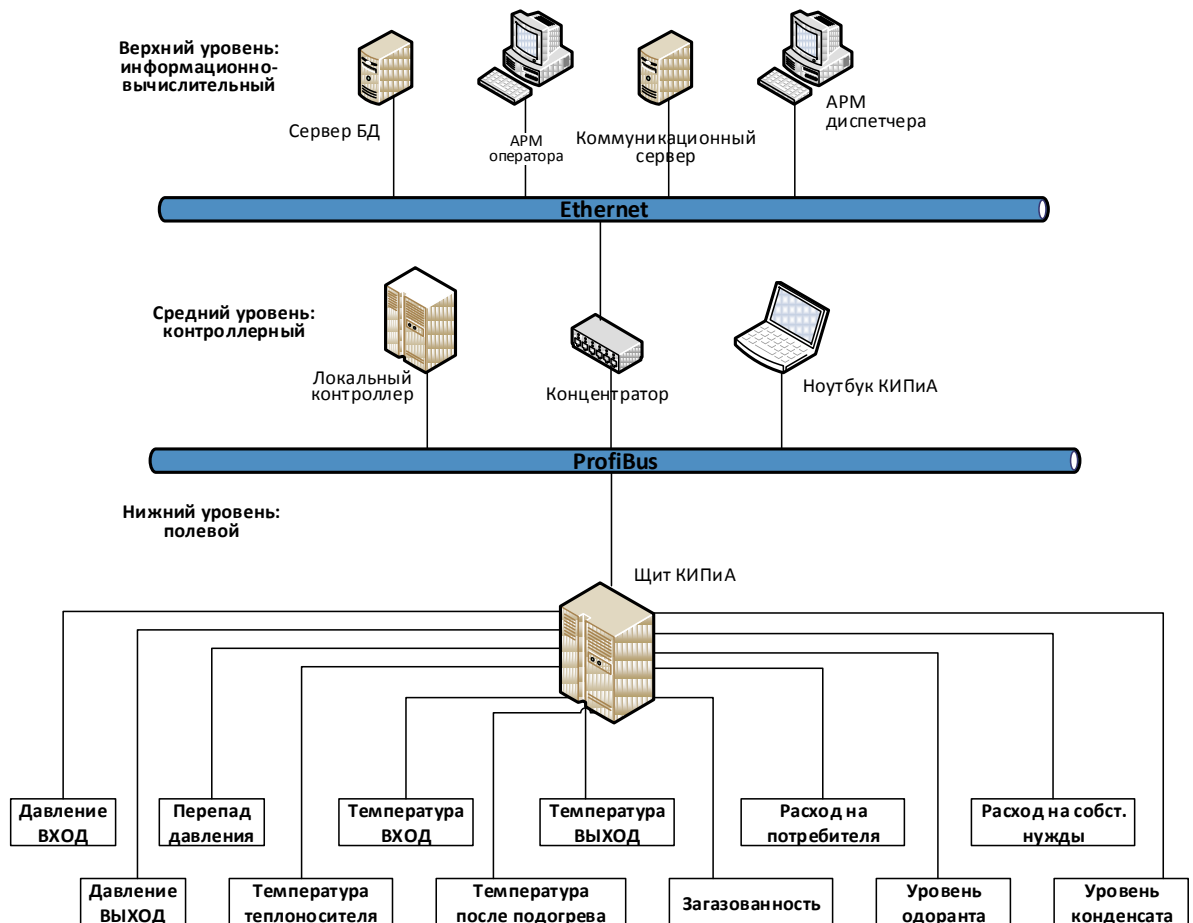


Рисунок 8 – Структурная схема АС.

К самому *нижнему уровню* системы относятся:

- первичные средства измерения (датчики, преобразователи и т.д.);
- исполнительные механизмы;
- аппаратура местного управления и сигнализации.

Нижний уровень обслуживается операторами и слесарями КИПиА, которые в свою очередь, следят за точностью показаний приборов, своевременной замене вышедших из строя приборов и периодичностью калибровки.

Средний уровень системы построен с использованием свободно программируемых микропроцессорных контроллеров, установленных в закрытых щитах управления. Помимо программируемых контроллеров в щитах управления также установлены искробезопасные барьеры и

нормирующие преобразователи. Кроме того, на среднем уровне системы используются переносной промышленный ноутбук, подключаемый к любому из контроллеров для обеспечения локального мониторинга.

В состав *верхнего уровня* системы входит суперкомпьютер оператора, совмещённый с серверами ввода/вывода.

Нижний уровень АСУ ТП ГРС обеспечивает:

- первичные измерения технологических параметров;
- контроль состояния технологического оборудования;
- передачу информации о значениях технологических параметров и состоянии оборудования на средний уровень системы;
- исполнение команд управления;
- формирование управляющих воздействий с помощью местных аппаратов.

Средний уровень (контроллерный) АСУ ТП ГРС обеспечивает:

- сбор информации от датчиков и преобразователей сигналов нижнего уровня;
- фильтрацию, линеаризацию и масштабирование входных аналоговых сигналов;
- формирование предупредительных и аварийных сигналов;
- автоматическое управление технологическим оборудованием ГРС;
- регулирование технологических параметров ГРС;
- передачу информации о состоянии объекта на верхний уровень системы;
- прием информации с верхнего уровня АСУ ТП ГРС и формирование управляющих воздействий на исполнительные механизмы системы.

Верхний уровень АСУ ТП УПН обеспечивает:

- конфигурирование системы;

- прием информации со среднего уровня о состоянии объекта;
- мониторинг технологического процесса и получение трендов измеряемых технологических параметров;
- оперативное управление технологическим процессом, включая изменение уставок технологических параметров, маскирование, демаскирование и имитацию защит;
- архивацию событий нижнего уровня, действий оперативного персонала;
- формирование базы данных для использования в прикладных задачах;
- передачу информации о ходе технологического процесса в диспетчерский пункт;
- архивацию событий нижнего уровня и действий оперативного персонала ГРС на компьютере ДП;
- воспроизведение на компьютере ДП отдельных фрагментов технологического процесса в реальном или ускоренном масштабе времени.

Верхний уровень включает, прежде всего, одну или несколько станций управления, представляющих собой автоматизированное рабочее место (АРМ) диспетчера / оператора. В основном в качестве рабочих станций используются ПЭВМ типа IBM PC различных конфигураций. Чего и не хватает на рассматриваемой ГРС.

Уровни связываются (взаимодействуют) между собой через интерфейсы.

Актуальность АРМ оператора ГРС состоит в необходимости повышения эффективности взаимодействия оператора (диспетчера) с системой и сведения к нулю его критических ошибок при управлении; сокращении времени на обработку информации, на поиск необходимой информации; улучшении качества контроля и учета аналоговых и дискретных параметров; управлении технологическим оборудованием, т.е. повышении эффективности работы оператора.

Добыча и транспортировка сырья – это сложный и высокотехнологичный процесс с использованием высокоточной техники. Такому производству, для его же безопасности, наличие автоматизированных процессов просто необходимо.

2.4. Разработка функциональной схемы автоматизации

Функциональная схема автоматизации является техническим документом, определяющим функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля, управления и регулирования технологического процесса и оснащения объекта управления приборами и средствами автоматизации. На функциональной схеме изображаются системы автоматического контроля, регулирования, дистанционного управления, сигнализации.

Все элементы систем управления показываются в виде условных изображений и объединяются в единую систему линиями функциональной связи. Функциональная схема автоматического контроля и управления содержит упрощенное изображение технологической схемы автоматизируемого процесса. Оборудование на схеме показывается в виде условных изображений.

При разработке функциональной схемы автоматизации технологического процесса решены следующие задачи:

- задача получения первичной информации о состоянии технологического процесса и оборудования;
- задача непосредственного воздействия на технологический процесс для управления им и стабилизации технологических параметров процесса;
- задача контроля и регистрации технологических параметров процессов и состояния технологического оборудования.

В Приложении 5 представлена ФСА ГРС «Куйбышев».

На функциональной схеме введены следующие обозначения:

Таблица 1 - Обозначение приборов.

Условное буквенное обозначение прибора	
<i>Первая буква (измеряемая величина)</i>	<i>Последующие буквы (функциональные признаки прибора)</i>
Т-температура	Е- чувствительный элемент

L-уровень	T- дистанционная передача
F- расход	I- показание
Q-качество продукта (концентрация)	S- наличие контактного устройства
G- положение, перемещение	R- регистрация
P-давление	C- управление, регулирование
	A- сигнализация
	D- разность, перепад
	Q- интегрирование

Таблица 2 – Перечень элементов функциональной схемы.

Позиционное обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
8а	Комплекс измерительный ЕК270 в составе:	2	существующий
	-вычислитель	1	В одном комплекте
	-расходомер	1	В одном комплекте
	-датчик давления	1	В одном комплекте
	-датчик температуры	1	В одном комплекте
101, 103, 104, 105	Технический манометр МП4-У	4	0...10 МПа
102, 107, 108	Технический манометр МП3-У	3	0...2 МПа
106	Манометр сигнализирующий ДМ2005Cr1Ex (вход)	1	0...10 МПа
109, 110	Манометры сигнализирующий ДМ2005Cr1Ex (выход)	2	0...2,5МПа
3а, 4а,	Датчик температуры взрывозащищенного исполнения ТСМУ Метран-274-08-Exd	2	
13а, 14а	Термометр общепромышленный биметаллический ТБ-32	2	
1а	Датчик избыточного давления Метран-100-Ex-ДИ	1	0...10 МПа
2а	Датчик избыточного давления Метран-100-Ex-ДИ	1	0...2,5 МПа
10а	Уравнемер ПМП-062	1	
7а1,7а2, 7а3	Датчик контроля загазованности СГОЭС (по метану)	3	
7а4	Датчик контроля загазованности СГОЭС	1	
21-34	Электропневматическое устройство управления ЭПУУ7	14	

2.5. Информационные потоки

Информационные потоки, передаваемые в локальную вычислительную сеть, включает в себя три уровня сбора и хранения информации:

- нижний уровень (уровень сбора и обработки),*
- средний уровень (уровень текущего хранения),*
- верхний уровень (уровень архивного и КИС хранения).*

На нижнем уровне представляются данные физических устройств ввода/вывода. Они включают в себя данные аналоговых сигналов и дискретных сигналов, данные о вычислении и преобразовании.

Средний уровень представляет собой буферную базу данных, которая является как приемником, запрашивающим данные от внешних систем, так и их источником. Другими словами, она выполняет роль маршрутизатора информационных потоков от систем автоматики и телемеханики к графическим экранным формам АРМ-приложений. На этом уровне из полученных данных ПЛК формирует пакетные потоки информации. Сигналы между контроллерами и между контроллером верхнего уровня и АРМ оператора передаются по протоколу Ethernet.

Параметры, передаваемые в локальную вычислительную сеть в формате стандарта OPC, включают в себя:

- 1) давление газа на входе ГРС, МПа;*
- 2) температура газа на входе ГРС, °С;*
- 3) давление газа на выходе ГРС, МПа;*
- 4) температура газа на выходе ГРС, °С;*
- 5) перепад давления на фильтрах, МПа;*
- 6) температура газа после подогревателя, °С;*
- 7) температура воздуха в помещении редуцирования газа, °С;*
- 8) расход газа потребителю, м³/ч;*
- 9) расход газа на собственные нужды, м³/ч;*
- 10) уровень одоранта и конденсата в резервуарах хранения, мм;*
- 11) напряжения аварийного источника питания, В;*

12) *учет расхода электроэнергии потребляемой ГРС, кВт*ч;*

13) *контроль напряжения 220 В, В.*

Каждый элемент контроля и управления имеет свой идентификатор (ТЕГ), состоящий из символьной строки. Структура шифра имеет следующий вид:

AAA_BBB_CCCC_DDDDD,

где

AAA – параметр, 3 символа, может принимать следующие значения:

- DAV – давление;*
- TEM – температура;*
- URV – уровень;*
- DDA – перепад давления;*
- RAS – расход.*

BBB – код технологического аппарата (или объекта), 3 символа:

- PGA – подогреватель газа;*
- PCK – предохранительный сбросной клапан;*
- UIR – узел измерения расхода;*
- REG – регулятор давления газа;*
- REZ – резервуар;*
- GPR – газопровод.*

CCCC – уточнение, не более 4 символов:

- GAS – газ;*
- ODOR – одорант;*
- KOND – конденсат;*
- VH – вход;*
- VwH – выход;*
- SB – собственные нужды;*
- P1 – потребитель №1;*
- P2 – потребитель №2.*

DDDDD – примечание, не более 5 символов:

- UPR – регулирование;*
- AVARH – верхняя аварийная сигнализация;*
- PREDH – верхняя предупредительная сигнализация;*
- PREDL – нижняя предупредительная сигнализация.*

Знак подчеркивания _ в данном представлении служит для отделения одной части идентификатора от другой и не несет в себе какого-либо другого смысла.

Кодировка всех сигналов в SCADA-системе представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Кодировка сигналов в SCADA-системе.

Кодировка	Расшифровка кодировки
URV_REZ_KOND	уровень конденсата в резервуаре
URV_REZ_KOND_AVARH	Верхний предельный уровень конденсата в резервуаре
URV_REZ_ODOR_PREDH	Верхний предельный уровень одоранта в резервуаре
URV_REZ_ODOR_PREDL	Нижний предельный уровень одоранта в резервуаре
TEM_GAS_VH	температура газа на входе ГРС
TEM_GAS_VwH	температура газа на выходе ГРС
DAV_GPR_VH	давление газа на входе в ГРС
DAV_GPR_VwH	давление газа на выходе ГРС
TEM_PGA_GAS_VwH	температура газа после подогрева
RAS_UIR_GAS_SB	Расход газа на собственные нужды
RAS_UIR_GAS_P1	Расход газа на потребителя
DDA_GAS_GPR	Перепад давления в газопроводе (на шайбе)
DAV_GAS_VwH_UPR	регулирование давления на выходе ГРС

Верхний уровень представлен базой данных КИС и базой данных АСУ ТП. Информация для специалистов структурируется наборами экранных форм АРМ. На мониторе АРМ оператора отображаются различные информационные и управляющие элементы. На АРМ диспетчера автоматически формируются различные виды отчетов, все отчеты формируются в формате XML. Генерация отчетов выполняется по следующим расписаниям:

- каждый четный / нечетный час (двухчасовой отчет);
- каждые сутки (двухчасовой отчет в 24.00 каждых суток);
- каждый месяц;
- по требованию оператора (оперативный отчет).

Отчеты формируются по заданным шаблонам:

- сводка по текущему состоянию оборудования;

– сводка текущих измерений.

Историческая подсистема АС сохраняет информацию изменений технологических параметров для сигналов с заранее определенной детальностью. Сохранение данных в базе данных происходит при помощи модуля истории. Данные, хранящиеся более трех месяцев, прореживаются для обеспечения необходимой дискретности.

2.6. Схема внешних проводок

Схема соединений внешних проводок (см. Приложение б) выполнена в соответствии с ГОСТ 21.409-93, РМ 4-6-92 это комбинированная схема, на ней изображены электрические и трубные связи между приборами и средствами автоматизации, установленными на технологическом, инженерном оборудовании и коммуникациях, вне щитов и на щитах, а также связи между щитами, пультами, комплексами или отдельными устройствами комплексов. Эта схема показывает соединения составных частей изделия (установки) и определяет провода, жгуты, кабели или трубопроводы, которыми осуществляются эти соединения, а также места их присоединений и ввода (разъемы, платы, зажимы и т.п.). Схематическими соединениями (монтажными) пользуются при разработке других конструкторских документов, в первую очередь, чертежей, определяющих прокладку и способы крепления проводов, жгутов, кабелей или трубопроводов в изделии (установке), а также для осуществления присоединений и при контроле, эксплуатации и ремонте изделий (установок).

Для прокладки кабелей использовать специальные лотки, закрываемые щитком, для защиты от внешних факторов, таких как пыль, грызуны и др.

3. ВЫБОР ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ НИЖНЕГО УРОВНЯ

В качестве первичных средств контроля применены датчики и преобразователи отечественного и импортного производства.

Приборы и датчики выбраны с учетом обеспечения взрывобезопасности при эксплуатации, т.е. применено оборудование взрывозащищенное со степенью защиты «взрывонепроницаемая оболочка», либо «искробезопасная электрическая цепь», которая обеспечивается таким же видом взрывозащиты входных блоков контроллера.

1. *Манометр технический МП-4-У.*

Самый распространённый прибор для измерения и визуального контроля давления в технологической схеме ГРС (рис. 9) – это, конечно же, манометры избыточные. Они предназначены для измерения избыточного и вакуумметрического давления неагрессивных, некристаллизующихся по отношению к медным сплавам жидкостей, пара и газа.



Рисунок 9 – Манометр технический.

Диапазон показаний: МП4-У – от 0 до 0,6; 1; 1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 40; 60; 100; 160; 250; 400; 600; 1000; 1600

Класс точности: 1,5

Температура окружающего воздуха: от -50° до +60°С

Устойчивость к климатическим воздействиям: исполнение У2 по ГОСТ 15150-69, по заказу - исполнение Т2 по ГОСТ 15150-69.

2. *Манометр сигнализирующий ДМ2005Cr1Ex.*

Электроконтактный манометр (ЭКМ) – пружинный манометр с электроконтактами, который применяется в системах автоматического контроля, регулирования и сигнализации. Предназначены для измерения избыточного и вакуумметрического давления неагрессивных,

некристаллизующихся жидкостей, газов, паров, в том числе кислорода и управления внешними электрическими цепями от сигнализирующего устройства прямого действия. Одновременно эти приборы обеспечивают визуальную индикацию контролируемого параметра (рис. 10).



Рисунок 10 – Манометр сигнализирующий ДМ2005Cr1Ех.

Технические характеристики:

- класс точности: 1,5;
- диапазон температур, от -50 до +60С°;
- корпус: герметичный стальной или из сплава алюминия;
- диаметр корпуса, 160 мм;
- масса, 5,5кг.
- напряжение внешних коммутируемых цепей, В:
- постоянного тока: 220;
- переменного тока: 380;
- отклонение напряжения от номинала, %: от +10 до -15;
- число срабатываний сигнализирующего устройства: 200 000;
- предел допускаемой основной погрешности срабатывания сигнализирующего устройства, %: скользящий контакт: $\pm 2,5$; с магнитным поджатием: ± 6 .

Прибор является взрывозащищенным с видом взрывозащиты "Взрывонепроницаемая оболочка" и имеет маркировку по взрывозащите IExdIIBT4. По защищенности от проникновения твердых частиц пыли и воды прибор изготовлен в исполнении IP40, а вводное отделение – в исполнении IP54.

3. Датчик избыточного давления Метран-150.

Интеллектуальные датчики давления серии Метран-150 (рис. 11) предназначены для непрерывного преобразования в унифицированный токовый выходной сигнал и/или цифровой сигнал в стандарте протокола HART входных измеряемых величин:

- избыточного давления;
- абсолютного давления; разности давлений;
- давления-разрежения;
- гидростатического давления (уровня).

Управление параметрами датчика:

- с помощью HART-коммуникатора;
- удаленно с помощью программы HART-Master, HART-модема и компьютера или программных средств АСУТП;
- с помощью клавиатуры и ЖКИ или с помощью AMS.

Улучшенный дизайн и компактная конструкция. Поворотный электронный блок и ЖКИ. Высокая перегрузочная способность. Защита от переходных процессов. Внешняя кнопка установки "нуля" и диапазона. Непрерывная самодиагностика.

- Измеряемые среды: жидкости, в т.ч. нефтепродукты; пар, газ, газовые смеси;
- Диапазоны измеряемых давлений: минимальный 0-0,025 кПа; максимальный 0-68 МПа;
- Выходные сигналы: 4-20 мА с HART-протоколом; 0-5 мА;

- Основная приведенная погрешность до $\pm 0,075\%$; опция до $\pm 0,2\%$;
- Диапазон температур окружающей среды от -40 до 80°C ; от -55 до 80°C (опция);
- Перенастройка диапазонов измерений до 100:1;
- Высокая стабильность характеристик;
- Взрывозащищенное исполнение вида "искробезопасная цепь и "взрывонепроницаемая оболочка";



Рисунок 11 – Метран-150.

4. Датчик температуры взрывозащищенного исполнения ТСМУ.

Термопреобразователи ТСМУ Метран-274-Ex (рис. 12), применяются во взрывоопасных зонах, в которых возможно образование взрывоопасных смесей газов, паров, горючих жидкостей с воздухом категорий ПА, ПВ и ПС, групп Т1-Т6 по ГОСТ 12.1.011. Предназначены для измерения температуры нейтральных и агрессивных сред, по отношению к которым материал защитной арматуры является коррозионностойким. Чувствительный элемент первичного преобразователя и встроенный в головку датчика измерительный преобразователь преобразуют измеряемую температуру в унифицированный выходной сигнал постоянного тока, что дает возможность построения АСУТП без применения дополнительных нормирующих преобразователей.



Рисунок 12 – ТСМУ Метран-274-08-Exd.

Основные характеристики ТМСУ:

Диапазон измеряемой температуры, °С	50...180
Погрешность, ±°С	±0,5
Степень защиты	IP65
Напряжение питания, В	18...42
Выходные сигналы	Analog

5. Термометр общепромышленный биметаллический ТБ-32.

Термометр биметаллический БТ-32.211 служит для измерения температуры жидкостей, пара, газа в системах отопления, теплоснабжения, кондиционирования и вентиляции. Принцип действия термометров БТ-32 основан на зависимости деформации биметаллической пружины от измеряемой температуры. При изменении температуры, пружина деформируется и вращает стрелку прибора.

Корпус термометра изготовлен из коррозионностойкой стали, шток - из нержавеющей стали.

Технические характеристики:

- Диаметр корпуса: 63мм
- Класс точности: 2,5
- Резьба присоединения (на гильзе): M20x1,5; G1/2
- Вид присоединения: радиальный
- Степень защиты: IP 43
- Рабочее давление (на гильзе): 65 кгс/см²
- Рабочая температура (окружающей среды): (-10...+60 гр.С)
- Диапазоны температур (гр.С): (-30...+70), (0...+60), (0...+100), (0...+120), (0...+160), (0...+200), (0...+250), (0...+300), (0...+350), (0...+450).

6. Термометр манометрический показывающий ТКП-100-М1.

ТКП-100-М1 используется для непрерывного измерения температуры газообразных и жидких сред в стационарных промышленных установках.

В основе принципа действия конденсационного термометра лежит зависимость давления заполнителя термосистемы от температуры измеряемой среды. Изменение температуры среды воспринимается заполнителем термосистемы через термобаллон и вызывает изменение его давления, под действием которого манометрическая пружина деформируется и через трибно-секторный механизм перемещает показывающую стрелку относительно циферблата.

Технические характеристики:

• Диапазоны измеряемых температур, °С	от -25 до +300
• Длина погружения термобаллона, мм	125; 160; 200; 250; 315; 400
• Диаметр термобаллона, мм	16
• Класс точности:	1 - 1,5
• Пределы допускаемой приведенной погрешности, %:	±1 ±1,5
• Заполнитель термосистемы	конденсат
• Давление измеряемой среды, кгс/см ² , не более:	
- без защитной гильзы	64
- с защитной гильзой	250
• Масса термометра без термосистемы, кг, не более	0,9

7. Преобразователь уровня ПМП-062.

Датчик (преобразователь) уровня ПМП-062 (рис. 13) предназначен для измерения уровня жидкости в стационарных и передвижных резервуарах путем преобразования значения уровня жидкости в унифицированный линейно-возрастающий токовый сигнал 4-20 мА.



Рисунок 13 – Уровнемер герконовый аналоговый ПМП-062.

Датчики уровня, оснащенные сигнальными контактами, предназначены также для подачи сигналов при минимальном и максимальном уровне жидкости в резервуаре.

Уровнемер может иметь дополнительные выходы для контролирования достижений нижнего и верхнего предела измерения. Измерение уровня жидкой среды происходит с помощью поплавка с интегрированным магнитом, который магнитным полем влияет на чувствительные элементы (герконы). Также можно вести непрерывные измерения с шагом 5 мм, для этого необходимо установить герконы в ряд с определенным интервалом и подсоединением их через резисторы по схеме резистивного делителя напряжения. Линейность измерений обеспечивается подобными номиналами высокоточных резисторов, которые имеют одинаковый температурный коэффициент сопротивления. В корпусе устройства ПМП-062 располагается электронная плата для преобразований уровня в токовый сигнал, на которой располагаются винтовые клеммные зажимы для подсоединения кабеля и подстроечные резисторы 4 мА и 20 мА.

Принцип действия преобразователя: поплавок свободно перемещается по направляющей и своим магнитом вызывает замыкание герконов. Непрерывность измерения уровня достигается соединением герконов через резисторы по схеме резистивного делителя напряжения.

Технические параметры:

- диапазон измерения уровня, 40-6000 мм. (в работе используется уровнемер с длиной чувствительного элемента 1000 мм.);

- выходной сигнал, 4...20 мА;
 - напряжение питания, 15...42 В;
 - ограничение выходного тока, 40 мА;
 - температура измеряемой среды, -50+60 С° (возможный max 150 С°);
 - температура окружающей среды, -50+60 С°;
 - степень защиты от влаги и пыли, IP66;
 - вид и степень взрывозащиты, 1ExdIIBT4(СТ4).
8. *Электропневматический узел управления (ЭПУУ-7).*

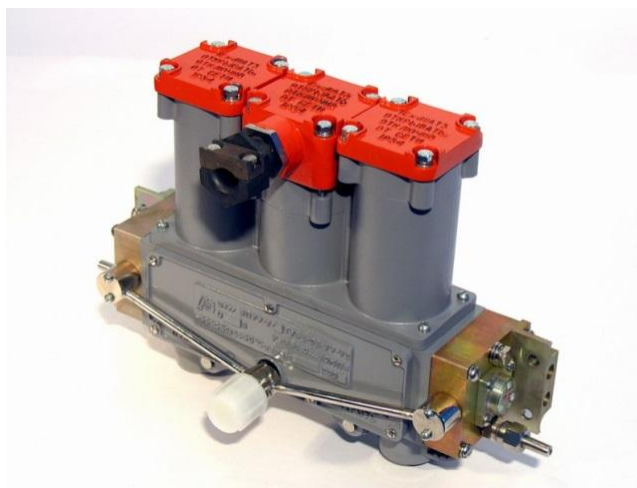


Рисунок 14 – ЭПУУ-7 (электропневматический узел управления).

Управление кранами с пневмоприводом осуществляется дистанционно и вручную. Пневмоприводом на данных запорных устройствах может служить ЭПУУ-7 (см. рис. 14), который предназначен для дистанционного и местного (ручного) управления операциями по открытию и закрытию кранов с одновременной сигнализацией крайних положений запорного органа шарового крана через встроенные в узел герконовые переключатели.

Краткое описание принципа работы:

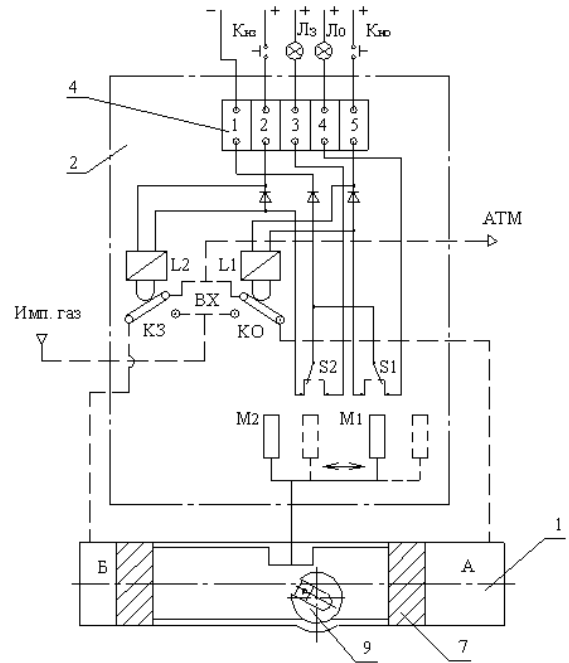
Закрытие крана с пневмоприводом производится следующим образом:

- при дистанционной подаче сигнала на закрытие с пульта управления кнопкой Кнз срабатывает электропневмоклапан L2, нажимая педаль КЗ, которая открывает канал подачи газа от узла управления в полость Б цилиндра привода;

- при местном управлении

педаль КЗ нажимается вручную. Под действием давления газа поршень передвигается по цилиндру и воздействует на рычаг, заставляя его поворачиваться вместе с пробкой. При достижении конечного положения пробки крана, конечный выключатель S2 размыкает электрическую цепь электропневмоклапана L2, который закрывает канал подачи газа в полость Б цилиндра. Газ из полости Б через узел управления стравливается в атмосферу. Одновременно замыкается электрическая цепь сигнализации и загорается на пульте управления лампочка ЛЗ ("Закрыто"). При подаче сигнала на "Открытие" от кнопки Кно с пульта управления работа схемы управления и перестановка шаровой пробки происходит аналогично работе системы управления на "Закрытие".

Схема электропневматическая управления шаровыми кранами с ЭПУУ-7 (положение открыто)



Принятые обозначения: 1 – привод; 2 - узел управления; 4 – клемник; 5,6 - электромагниты открытия – закрытия; 7 – поршень; 9 – рычаг; M1, M2 - магниты управления с герконами; КО, КЗ - клапаны открытия, закрытия; S1, S2 - герконы.

9. *Корректор объема ЕК270.*

Через данный прибор (рис. 15) осуществляется регистрация количества потребленного газа. Корректор объема газа ЕК270 (далее – корректор) предназначен для приведения объема (количества) природного газа, прошедшего через счетчик газа (в данном случае через турбинный счетчик типа СГ), к стандартным условиям, в зависимости от: измеренных температуры и давления газа и вычисленного коэффициента сжимаемости газа, с учетом вводимых вручную значений относительной плотности газа (p), содержания в газе азота (N_2) и углекислого газа (CO_2), удельной теплоты сгорания газа в соответствии с ГОСТ 20319-96 и ПР 50.2.019-96.

Корректор обеспечивает измерение параметров газа:

- давления в трубопроводе - встроенным преобразователем абсолютного (избыточного) давления;
- температуры газа – встроенным термопреобразователем сопротивления платиновым с номинальной статической характеристикой преобразования (НСХ) 500П (Pt500) по ГОСТ 6651.



Рисунок 15 – Турбинный счетчик СГ-75 с корректором объема газа ЕК270.

Корректор поддерживает проводной последовательный интерфейс стандарта RS232 или RS485 (программно переключаемый), например, для подключения модема или ПК. Протокол передачи данных по ГОСТ Р МЭК61107-2001 либо MODBUS.

Для этого необходимо подключить внешний источник питания с функцией барьера взрывозащиты БПЭК-02/М, 220В. Если использовать ПК, то необходим пакет программного обеспечения: WinPADS – программное средство для настройки (параметризации) корректора; СОДЭК – программный комплекс считывания архивов и ведения базы данных на ПК.

В нашем случае, для оптимизации работы и автоматизации нашего комплекса возможен вариант подключения дополнительного устройства с интерфейсом RS232/485.

В электронных корректорах газа ЕК270 используется протокол “Modbus” в соответствии со стандартом, разработанным фирмой “MODICON, Inc., Industrial Automation Systems”.

Рекомендуемое программное обеспечение:

Modbus Poll, Version 3.54;

- ModLink;
- Modscan32.

Электропитание комплекса СГ-ЭК осуществляется от двух литиевых батарей со сроком службы 5 лет без эксплуатации с выводом импульсного сигнала и данных через интерфейс RS232/485. Для использования этого интерфейса необходимо использовать внешний источник питания.

10. *Блок автоматической одоризации газа (БАОГ)* - предназначен для дозированной подачи и учета количества подаваемого одоранта (этилмеркаптана C_2H_5SH) в поток природного газа, перед подачей его потребителю, в автоматическом, полуавтоматическом и ручном режиме.

БАОГ включает следующие основные элементы:

1. Расходная емкость.

2. Узел замера уровня и регулирования подачи одоранта (в составе: датчик уровня, электромагнитный клапан-дозирующий электромагнитный клапан заправочный).

3. Указатель уровня с мерной линейкой.

4. Сигнализатор уровня СУ-60.

5. Эжектор газовый.

6. Манометры.

7. Редуктор газовый.

8. Арматура обвязки узла дозирования одоранта.

9. Блок управления БУ-103.

БАОГ РАБОТАЕТ В 3-Х РЕЖИМАХ:

- автоматическом,
- полуавтоматическом
- ручном режимах работы.

Управление осуществляется блоком управления БУ-103М (далее по тексту БУ), который устанавливается в комнате оператора.

Блок управления одоризатором отображает:

- текущий расход одоранта, г/час;
- текущий суточный и предыдущий суточный расход одоранта, кг/сутки;

- текущий месячный и предыдущий месячный расход одоранта, кг/месяц;

Предусмотрен также ручной ввод фактической плотности одоранта.

БУ ведёт постоянный контроль за состоянием оборудования одоризатора и при выявлении отклонения от нормы выдаёт на верхний уровень сигнал «Неисправность одоризатора газа». Тип сигнала «Сухой контакт».

Автоматический режим работы

Режим автоматического дозирования через дозирующий клапан (ЭКД) с автоматической установкой значения расхода газа осуществляется следующим образом - сигнал о расходе газа в автоматическом режиме может подаваться в БУ в трех вариантах:

1. В виде токового сигнала с диапазоном от 4 до 20 мА. Минимальная производительность ГРС соответствует 4 мА настройки БУ, номинальное (максимальное) значение производительности ГРС - 20 мА настройки БУ. Значения минимальной и номинальной производительности каждой конкретной ГРС заносятся изготовителем в память БУ;

2. В виде непосредственного значения расхода газа по каналу «MODBUS»;

3. В виде импульсного сигнала от расходомера с установкой значения расхода газа, соответствующего одному импульсу.

Полуавтоматический режим работы

Режим полуавтоматического дозирования через дозирующий клапан с ручной установкой расхода газа. В данном режиме значение расхода газа для определения объема дозирования одоранта устанавливается оператором вручную. Оператор на внешнем устройстве замера расхода газа определяет текущее значение расхода газа ($Q_{\text{расх.}}$) и заносит с помощью клавиатуры данное значение в БУ (функция «Расход ручного режима» рабочего меню). По величине основного сигнала формируется объемная производительность и частота включения электромагнитного дозирующего клапана. Минимальный интервал включения ЭКД соответствует максимальной производительности ГРС по газу, введенному в память БУ.

Ручной режим работы

Режим ручной настройки дозирования через регулирующий кран. Данный режим является резервным и применяется в случае отказа автоматической системы дозирования.

4. ВЫБОР КОНТРОЛЛЕРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГРС

Задачей выбора программно-технических средств реализации проекта АС является анализ вариантов, выбор компонентов АС и анализ их совместимости.

Программно-технические средства АС ГРС включают в себя: измерительные и исполнительные устройства, контроллерное оборудование, а также системы сигнализации.

Измерительные устройства осуществляют сбор информации о технологическом процессе. Исполнительные устройства преобразуют электрическую энергию в механическую или иную физическую величину для осуществления воздействия на объект управления в соответствии с выбранным алгоритмом управления. Контроллерное оборудование осуществляет выполнение задач вычисления и логических операций.

4.1. Структура и функции системы САУ ГРС

Для постоянного контроля и управления (в том числе автоматического) состоянием всех локальных подсистем ГРС необходимо наличие локальной системы автоматизированного управления ГРС, связанной с системой диспетчерского контроля и управления всей сетью ГРС с операторной.

Разработанная предприятием НТО «Терси-КБ» система автоматизации предназначена для сбора данных телеметрии и управления оборудованием ГРС и включает следующие узлы и подсистемы:

- запорная арматура (краны);
- узлы редуцирования, очистки и одоризации газа;
- подсистемы электроснабжения, пожарообнаружения и охранной сигнализации;
- подсистемы сигнализации загазованности, электрохимической защиты, отопления и вентиляции;
- узлы учета расхода газа.

Кроме этого, система автоматизации ГРС реализует следующие функции:

- защита потребителя (автоматический контроль и управление запорной арматурой для предотвращения аварийных ситуаций);
- учет расхода всех ресурсов (электроэнергия, газ, одорант и т.д.);
- телемеханика (обмен данными с системой диспетчерского контроля и управления).

Данное типовое решение вместе с требованиями ГОСТ и руководящих документов РАО «ГАЗПРОМ» также учитывает следующие важные для эксплуатации факторы:

- компактность размещения оборудования (для установки и обслуживания системы автоматизации может быть использовано помещение 2х2 м);
- наличие в системе блоков управления запорной арматурой для отображения состояния и управления кранами в случае выхода из строя сложных компонентов системы, включая блоки ввода-вывода, технологический контроллер и систему отображения;
- поддержка существующего оборудования заказчика (корректоры расхода газа различных производителей и другое оборудование ГРС с интерфейсным выходом);
- поддержка существующих линий связи с ГРС, допускающих низкое качество передачи сигнала через многочисленные ретрансляторы, усилители и аппаратуру уплотнения, а также долговременные обрывы связи;
- возможность модификации системы без существенных затрат в процессе эксплуатации.

В число аппаратных блоков в данном типовом решении входят специально разработанные блоки управления кранами, адаптированные к запорной арматуре ГРС, и энергонезависимая память с неограниченным количеством циклов записи, необходимая для сохранения оперативных настроек системы и данных коммерческого учета расхода газа.

На данной системе в комплексе Каскад-САУ используется встроенный АРМ оператора, представляющий собой компьютер, монитор которого встроен в лицевую панель (дверь) системного щита и оснащен сенсорной

панелью. Такое решение существенно экономит размеры требуемого пространства для эксплуатации системы, позволяя оператору работать с комплексом без дополнительного рабочего места.

Структурная схема автоматизации и внешний вид щита СУА ГРС представлены ниже на рис. 16.

Система электропитания САУ ГРС состоит из нескольких источников питания, обеспечивающих необходимыми напряжениями всех потребителей системы. Для комплексного решения проблемы питания автоматизации ГРС предлагается отдельный опциональный компонент - щит распределительный.

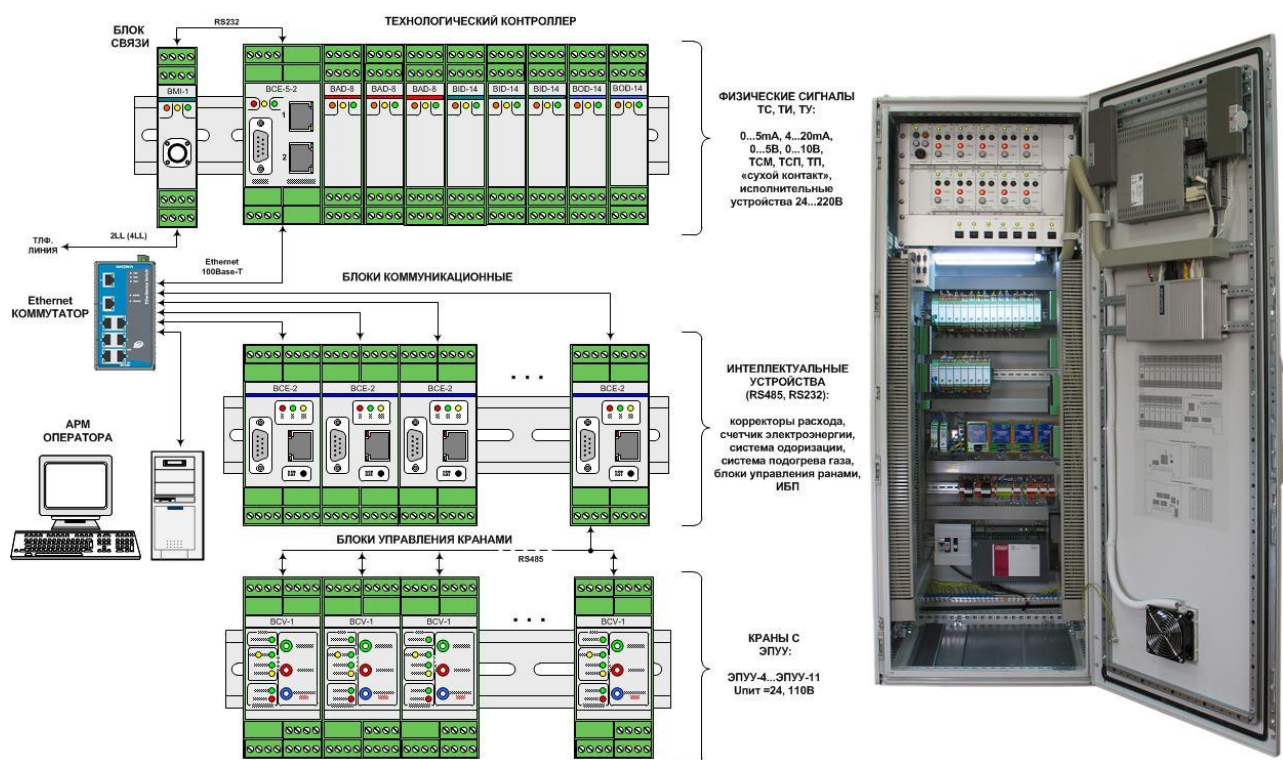


Рисунок 16 – Структурная схема автоматизации и внешний вид щита СУА ГРС.

Щит распределительный предназначен для питания потребителей переменного тока ГРС энергией заданного качества, распределения нагрузки и учета потребляемой электроэнергии. Щит выполнен на базе источников бесперебойного питания фирмы [APC](#). При пропадании напряжения питающей сети распределительный щит обеспечивает питание системы в течение до 72 часов в зависимости от мощности ответственных потребителей.

Все датчики и исполнительные устройства ГРС подключаются к системе через блоки быстросъемных реле и клеммных колодок, которые обеспечивают дополнительную гальваническую изоляцию и требуемую

нагрузочную способность сигналов управления и сигнализации. Реле и клеммные колодки связаны с блоками ввода-вывода технологического контроллера. Часть сигналов запорной арматуры также поступает на блоки управления кранами.

Щит системы автоматизации содержит одну или более линеек блоков управления кранами. Одна линейка может содержать до 32 блоков управления кранами (рис. 17).

На передних панелях блоков имеются индикаторные светодиоды, отображающие состояния кранов «Открыт» или «Закрыт», и кнопки «Открыть», «Закрыть» и «Исполнить/Стоп», предназначенные для управления кранами. Блоки управления кранами соединены с обмотками соленоидов узлов управления кранами серии ЭПУУ. Блоки управления кранами подключены к технологическому контроллеру через интерфейс RS-485.

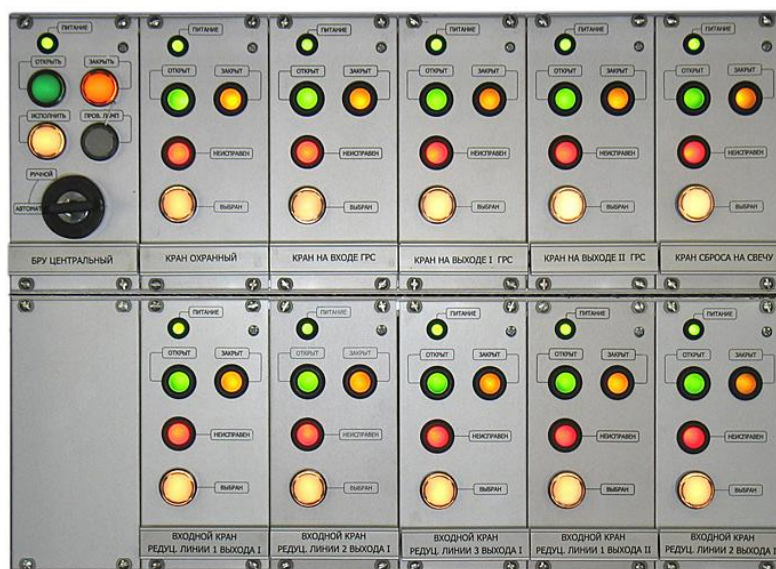


Рисунок 17 – Передняя панель блоков управления кранами ГРС.

Сигналы датчиков, блоков управления кранами и данные приборов учета регистрируются технологическим контроллером на базе программируемого логического контроллера ВСЕ-5 или ВСР-9 (рис. 18) и блоков ввода-вывода серии PLC-4 (рис. 19).



Рисунок 18 – ПЛК ВСЕ-5 (слева) и ВСР-9 (справа).

Блоки ввода-вывода входят разъемами один в другой, образуя линейку с единой шиной. Для подключения внешних сигналов все блоки ввода-вывода имеют съемные клеммные колодки, что позволяет производить быструю замену блоков в случае неисправности. Блоки ввода-вывода выполняют преобразование сигналов от нижнего уровня системы в цифровую форму и обмен информацией с контроллером по шине ввода-вывода.

Количество каналов ввода-вывода одной линейки блоков ввода-вывода может достигать следующих значений:

- каналы телеуправления (ТУ) - 210;
- каналы телесигнализации (ТС) - 210;
- каналы телеизмерений текущих (ТТ) - 120;
- каналы телеизмерений интегральных (ТИ) – 60
- каналы телерегулирования (ТР) - 15.



Рисунок 19 – Блоки ввода-вывода PLC-4.

Приборы учета с интерфейсом связи RS-232 и RS-485 подключаются непосредственно к последовательным портам контроллера. При нехватке аппаратных портов на контроллере или значительном удалении устройств приборы учета подключаются к контроллеру по сети Ethernet с помощью блоков коммуникационных ВСЕ-2.

Программное обеспечение программируемого контроллера состоит из операционной системы реального времени и среды исполнения Каскад-САУ, работающих в жестком цикле длительностью 500 мс. В течение цикла

последовательно производится ввод данных, выполнение технологических алгоритмов, вывод управляющих сигналов и передача информации на верхний уровень – в подсистемы архивирования и отображения САУ ГРС, а также в систему диспетчерского контроля и управления сети ГРС.

Типовое программное обеспечение контроллера поддерживает ввод-вывод данных следующего оборудования, используемого на ГРС:

- электронные корректора расхода газа Электроника ЕК-88К, ЕК-260, ЕК-270, Логика СПГ-761, СуперФло-ИЕТ;
- счетчик электроэнергии Меркурий-230, ПСЧ-3ТА, СЭБ-2А;
- устройство удаленной сигнализации УДКС-4615Р;
- другое оборудование с протоколом обмена данными Modbus RTU/TCP.

Для связи контроллера с системой диспетчерского контроля и управления ГРС в системе используется [блок связи ВМІ-1](#). Блок осуществляет связь по двухпроводной выделенной линии со скоростью 1200 бод с удалением до 30 км по протоколу V.23. Используемый протокол и физические характеристики сигнала блока позволяют поддерживать устойчивую связь на линиях с промежуточными аналоговыми фильтрами-усилителями, участками радиорелейной связи и другим промежуточным оборудованием, используемым в данное время на реальных объектах. Это позволяет устанавливать связь с ГРС, удаленными от диспетчерского пункта на несколько сотен километров. Допускается также подключение нескольких блоков связи разных САУ ГРС к одной линии связи с диспетчерским пунктом.

Для связи контроллера с встроенным АРМ используется коммутатор Ethernet. Кроме этого, через данный коммутатор могут подключаться дополнительные устройства, поддерживающие Ethernet, а также переносное терминальное устройство ПТУ (ноутбук обслуживающего персонала). С помощью ПТУ можно производить контроль технологических параметров, управление технологическим оборудованием, конфигурирование системы и калибровку каналов измерения.

Встроенный АРМ состоит из компьютера и LCD монитора, закрепленных на передней двери шкафа (рис. 20).

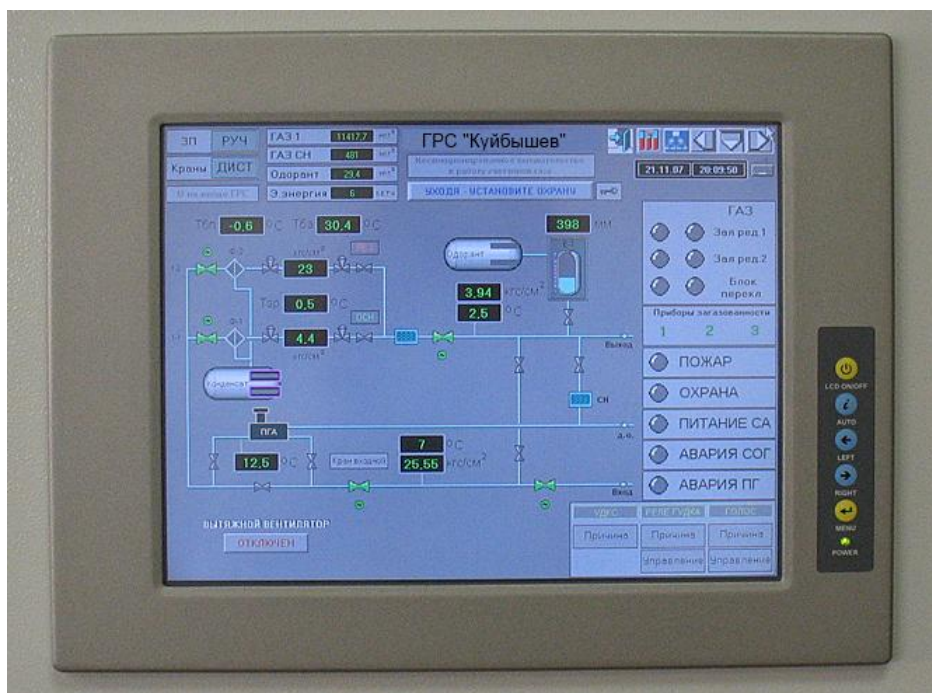


Рисунок 20 – Монитор, встроенный в дверце шкафа САУ ГРС.

Программное обеспечение встроенного АРМ состоит из операционной системы Microsoft Windows 7 системы управления базами данных Firebird, а также модулей среды разработки и исполнения [комплекса Каскад-САУ](#).

Основным назначением среды исполнения Каскад-САУ встроенного АРМ является отображение и архивирование данных технологического контроллера. На экране монитора АРМ в полноэкранный режиме отображаются мнемосхемы, содержащие технологическую схему автоматизации, положение кранов, показания датчиков и сигнализаторов с указанием точек их установки и другие параметры системы. Подсистема голосового оповещения проигрывает звуковые сообщения при наступлении соответствующих событий. Монитор снабжен сенсорной панелью, с помощью которой без помощи манипулятора или клавиатуры, можно просматривать мнемосхемы системы и управлять исполнительными устройствами.

Кроме визуализации, компьютер встроенного АРМ выполняет функции конфигурационного и архивного серверов. Для хранения конфигурации и архивов используются базы данных (БД). Конфигурационная БД содержит полное описание системы, включающее конфигурацию устройств, точек ввода-вывода, значения уставок, код технологических алгоритмов, мнемосхемы и пр. Архивная БД содержит предысторию данных и событий системы, сводки расходов и журналы состояния системы.

4.2. Выбор контроллера

Выбор контроллера самый ответственный момент в системе автоматизированного управления технологическим процессом. Подход к этому вопросу требует тщательного анализа большого количества информации. Работа контроллера должна быть согласована со всем технологическим оборудованием, с которым приходится взаимодействовать. И самое главное, необходимо обеспечить связь между локальными устройствами и верхним уровнем контроля и автоматизации. Только после проработки всех этих вопросов можно подобрать требуемый процессорный блок.



Рисунок 21 – Программируемый логический контроллер BCE-5.

Таким образом, после получения информации о предлагаемых на рынке современных контроллерах, а также и о тех, которые уже используются на функционирующих ГРС, я акцентирую свое внимание на новейших контроллерах фирмы «Терси» (Территориальные системы) серии BCE-5 (рис. 21).

Программируемый логический контроллер BCE-5 предназначен для работы в составе систем промышленной автоматики в качестве управляющего элемента технологического контроллера.

Функциональные возможности

- Пластмассовый корпус с креплением на DIN-рейку.
- Встроенный коммутатор Ethernet.
- Ввод-вывод через блоки серии PLC4, порты RS-232, RS-485 и Ethernet.

- Боковой разъем корпуса для подключения блоков ввода-вывода PLC4.
- Подключение до 15 блоков ввода-вывода PLC4.
- «Горячая» замена блоков ввода-вывода PLC4.
- Подключение до 255 устройств с интерфейсом RS-232, RS-485.
- Поддержка протоколов Modbus (Master, Slave), SNMP.
- Поддержка 4-х строчного терминала с цифровой клавиатурой.
- Цикл ввода-вывода и исполнения программ от 20 мс.
- Поддержка пользовательских программ обработки данных.
- Программирование на языках стандарта IEC 61131-3.
- Обновление программ пользователя без перезагрузки контроллера.
- Наличие энергонезависимой памяти для сохранения состояния.
- Поддержка «теплого старта».
- Часы реального времени.
- Сторожевой таймер.

Ввод-вывод аналоговых и дискретных сигналов выполняется через блоки серии PLC4. Блоки PLC4 подключаются непосредственно к боковому разъему контроллера. Максимальное количество каналов на один контролер составляет:

- каналы аналогового ввода: до 120
- каналы аналогового вывода: до 120
- каналы дискретного ввода: до 210
- каналы дискретного вывода: до 210
- каналы счетчиков импульсов: до 60
- каналы термопар: до 60

- каналы ШИМ: до 90

Поддерживаемое оборудование

Контроллер имеет встроенные драйверы для ввода-вывода данных следующих устройств:

- Устройства с поддержкой протокола Modbus RTU
- Устройства с поддержкой протокола Modbus TCP
- Устройства с поддержкой протокола Modbus ASCII
- Устройства с поддержкой протокола SNMP
- APC Smart-UPS (RS-232, Ethernet)
- Счетчик электрической энергии Меркурий 230
- Счетчики электроэнергии серии ПСЧ-3ТА, ПСЧ-3А, СЭБ-2А
- Тепловычислитель СПТ961
- Корректор СПГ761
- Вычислители СуперФлоу-ПЕ, СуперФлоу-21В, ЕК-260/270

Благодаря встроенному драйверу блока коммуникационного ВСЕ-2 количество портов контроллера для подключения устройств с интерфейсом связи RS-232 и RS-485 может быть увеличено до 30.

Совместимость со SCADA системами

Контроллер совместим с любыми SCADA системами, поддерживающими ввод-вывод данных по следующим протоколам:

- Modbus RTU
- Modbus TCP
- Modbus ASCII

Программное обеспечение

Контроллер работает под управлением встроенной операционной системы реального времени. Логику работы контроллера обеспечивает среда исполнения Каскад-САУ 4.0.

Для конфигурирования устройств ввода-вывода и алгоритмов обработки данных контроллера используется среда разработки Каскад-САУ 4.0. Среда разработки работает под управлением операционной системы Windows.

Варианты исполнения

Контроллер выпускается в следующих исполнениях:

- BCE-5 - один порт Ethernet;
- BCE-5-2 - два порта Ethernet.

В исполнении BCE-5-2 контроллер имеет встроенный коммутатор Ethernet, позволяющий объединить несколько контроллеров в сеть без использования дополнительного сетевого оборудования.

Основные технические характеристики

- Микропроцессор: 32-х разрядный, 180 МГц, на базе ядра ARM9
- Оперативная память (SDRAM): 64 Мбайт
- Энергонезависимая память (SRAM): 256 Кбайт
- Слот для карт памяти: microSD, microSD HC
- Поддерживаемые карты памяти: до 8 Гбайт
- Количество портов Ethernet: 1 (2)
- Модификация Ethernet: 10/100BaseT, Auto-MDI/MDI-X
- Количество портов RS-232/485: 1
- Количество подключаемых блоков PLC4: до 15
- Скорость обмена по шине PLC4: 300 Кбит/с
- Время опроса линейки блоков PLC4: 10-50 мс
- Операционная система: OCPB eCos
- Управляющая программа: Среда исполнения Каскад-САУ
- Память программ: до 16 Мбайт

- Поддерживаемые языки программирования: IEC 61131-3 (FBD, ST)
- Средняя скорость исполнения программ: 300000 команд/с
- Поддерживаемые протоколы: Modbus RTU (Master, Slave), Modbus TCP (Master, Slave, Gateway), Modbus ASCII (Master, Slave), SNMP (менеджер), ГОСТ Р МЭК 870-5-3 (FT3)
- Поддерживаемые устройства: APC Smart-UPS (RS-232, Ethernet), Меркурий 230, ПСЧ-3ТА, ПСЧ-3А, СЭБ-2А, СПТ961, СПГ761, СуперФлоу-ПЕ, СуперФлоу-21В, GPS, ГЛОНАСС
- Встроенные сервисы: Telnet-сервер, TFTP-сервер, Веб-консоль
- Напряжение питания: 22-26 В
- Ток потребления, не более: 150 мА
- Габаритные размеры: 99х114х45 мм
- Диапазон рабочих температур: от минус 40 до плюс 50 °С
- Степень защиты корпуса: IP20
- Способ монтажа: DIN-рейка 35 мм
- Средний срок службы: 10 лет.

5. РАЗРАБОТКА ВЕРХНЕГО УРОВНЯ СИСТЕМЫ

5.1. Выбор SCADA-пакета

SCADA системы сейчас, являются неотъемлемой частью современных автоматизированных систем управления процессами или как ее еще называют средой визуализации. Получив широкое распространение в начале 20-го века, сегодня уже трудно себе представить объект автоматизации, на который бы не была установлена SCADA система. Уже практически ушли в историю огромные шкафы с панелями вторичных приборов, на смену им пришли автоматизированные рабочие места (АРМ). Внедрение SCADA систем приводит к существенному удешевлению эксплуатации вторичного оборудования на крупных объектах, путем переноса индикации и накопления технологической информации на пульт оператора АРМ.

Не смотря на большое разнообразие SCADA систем на рынке, большинство из них имеет примерно одинаковый набор функциональных возможностей позволяющих выполнять основные требования, предъявляемые к верхнему уровню АСУ ТП. Набор стандартных функций в SCADA системах обусловлен общим кругом задач при разработке систем автоматизации. Определим состав основных функций позволяющих выполнить полноценный проект по автоматизации:

1. То без чего не обходится ни одна SCADA система – это графический интерфейс, который позволяет упростить задачу построения и отображения технологического процесса (ТП). К графической части можно отнести возможность упрощенного или детализированного отображения объектов ТП, средств измерения физических параметров технологических объектов (ТО). Кроме того позволяет отображать кнопки, индикаторы, панели стрелочных или цифровых индикаторов, регуляторов и других вторичных приборов которые раньше располагались на панели шкафа автоматизации. Поддержка библиотек изображений и видео позволяющая выводить графическую информацию сторонних разработчиков на графическую панель SCADA системы, такие как элементы мнемосхем, динамические объекты.

2. SCADA системы позволяют вести архив измерений, событий и аварийных ситуаций происходящих на ТО, с отображением изменений информации в окне временного тренда.

3. Упрощенный язык составления алгоритмов управления ТП, математических вычислений.

4. Драйвера устройств и оборудования согласованной работы со SCADA системой, находящихся на нижнем и среднем уровнях АСУТП, такие как датчики, вторичное оборудование контроллеры.

5. Поддержка других языков программирования высокого уровня (Visual C++, VBA, VB).

6. И одна из важнейших функций SCADA систем – средства защиты от несанкционированного доступа к файлам и компонентам.

На рынке АСУТП существует достаточно большой выбор SCADA систем, но так как мы выбрали контроллер с современным программным обеспечением, будем использовать рекомендуемую среду исполнения Каскад-САУ. *SCADA Каскад-САУ* – это комплекс программных средств для создания АСУТП. Каскад-САУ состоит из *среды исполнения* и *среды разработки*.

Среда исполнения. Каскад-САУ включает программное обеспечение уровня контроллеров и программное обеспечение уровня АРМ и серверов.

Программное обеспечение Каскад-САУ уровня контроллеров предназначено для использования в технологических контроллерах для непрерывного управления технологическим процессом.

Среда исполнения контроллеров Каскад-САУ может работать на различных платформах под управлением операционной системы QNX или Microsoft Windows.

В задачу среды исполнения контроллеров входит выполнение следующих функций:

- ввод-вывод данных с оборудования,
- обработка данных в соответствии с технологическими алгоритмами,
- выработка управляющих воздействий,
- выработка событий и тревог,
- передача данных и событий на АРМ оператора, в архив,

- передача данных во внешние системы,
- поддержка горячего резервирования процессорных блоков,
- поддержка безударного обновления конфигурации.

Среда исполнения Каскад-САУ уровня АРМ и серверов предназначена для использования на рабочих местах операторов, архивных и коммуникационных серверах.

Среда исполнения АРМ и серверов выполняет следующие функции:

- прием данных и событий с контроллеров Каскад-САУ,
- отображение полученных данных на мнемосхемах, трендах и окне системы событий,
- прием команд управления от оператора и передача их на контроллеры Каскад-САУ,
- архивирование технологических данных,
- формирование отчетов,
- обмен данными с вышестоящими системами сбора данных и управления.

Для представления технологической информации Каскад-САУ содержит полный набор задач, используемый современными SCADA системами:

- технологические мнемосхемы,
- окна отображения тревог и событий,
- тренды,
- отчеты.

В состав Каскад-САУ включено программное обеспечение архивирования. Емкость архивов Каскад-САУ ограничивается лишь объемом доступного дискового пространства.

Программы просмотра архивов поддерживают экспорт данных в файлы форматов пакета Microsoft Office.

Обмен данными с системами третьих производителей обеспечивается программным обеспечением коммуникационных серверов на основе стандартных протоколов.

Программное обеспечение [среды разработки](#) является неотъемлемой частью Каскад-САУ. Среда разработки Каскад-САУ поддерживает такие возможности, как разработка распределенных систем в рамках единого проекта, групповая разработка проектов, единая база данных параметров контроллеров и АРМ.

Среда разработки Каскад-САУ – это набор редакторов, предназначенных для программирования контроллеров и операторского интерфейса Каскад-САУ.

Программирование [контроллеров](#) Каскад-САУ осуществляется с использованием языков программирования международного стандарта [IEC 1131-3](#). Интерфейс взаимодействия с оператором создается с помощью редактора мнемосхем. Возможности Каскад-САУ позволяют создавать технологические мнемосхемы с поддержкой анимации и звукового сопровождения процесса на уровне современных средств анимации.

5.2. Разработка человеко-машинного интерфейса

В процессе работы САУ ГРС все действия персонала сведены к работе с встроенным АРМ, на котором представлены все требующиеся данные и настройки.

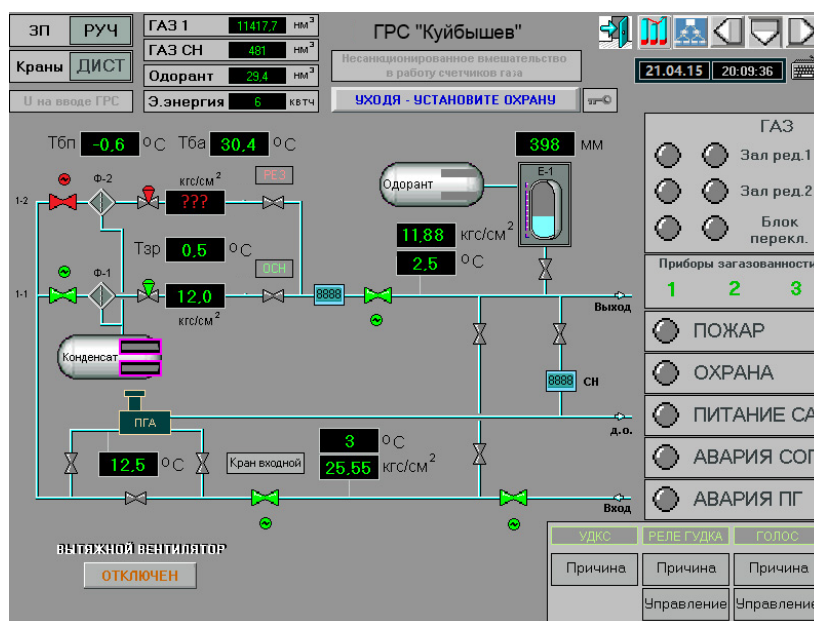


Рисунок 22 – Технологическая мнемосхема АРМ.

На общей технологической мнемосхеме АРМ (рис. 22) представлена технологическая схема оборудования ГРС с отображением текущего состояния оборудования и технологических параметров. Отдельная область экрана отведена для индикации таких аварийных состояний как «Авария», «Пожар», «Охрана» и др. В правом верхнем углу экрана размещены кнопки навигации, позволяющие пользователю перемещаться между мнемосхемами АРМ и вызвать окна настройки уставок и других параметров системы. Карты команд (окна, содержащие кнопки управления) вызываются непосредственно с мнемознаков оборудования.

Для доступа к управлению оборудованием пользователь должен ввести свое имя и пароль при помощи встроенной клавиатуры. Являясь многопользовательской системой управления, комплекс Каскад-САУ допускает к управлению только пользователей, имеющих специальное разрешение и соответствующий уровень доступа. Подсистема администрирования комплекса позволяет вместе с зарезервированными системными разрешениями (управление, квитирование тревог и др.) использовать дополнительно до 30 технологических разрешений, что дает возможность разделить доступ пользователей к конфигурации отдельных частей системы. Например, можно разделить права доступа к модификации параметров между работниками службы КИПиА и службы метрологии таким образом, чтобы работники могли модифицировать только те настройки системы, которые относятся к их службе.

Состояние ниток редуцирования, определяемое с долей вероятности на основании текущих показаний датчиков давления, а также состояние функции защиты потребителя отображается на отдельных мнемосхемах АРМ.

На вспомогательных мнемосхемах АРМ можно увидеть детальное состояние остальных частей оборудования ГРС. Специальная мнемосхема содержит настройки параметров учета расхода газа (см. рис. 23). Большой объем настроечных параметров обусловлен наличием счетчика расхода газа, встроенного в комплекс «Каскад-САУ». Сертификат об утверждении типа средств измерения разрешает использовать комплекс в системах коммерческого учета расхода газа и электроэнергии. Поэтому для организации дублирующего счетчика расхода имеется возможность задействовать внутренние функции комплекса, подав на его входы прямые показания датчиков давления, температуры замерного узла, а также

импульсный выход ротационного счетчика или значение перепада давления на сужающем устройстве.

Отдельная мнемосхема АРМ предназначена для определения настроек и просмотра текущих показаний расхода электроэнергии и одоранта (рис. 24).

В случае отсутствия распределительного щита или счетчика электроэнергии с интерфейсным выводом данных, система САУ ГРС принимает информацию о расходе электроэнергии с импульсного выхода электросчетчика, который присутствует на большинстве моделей (см. рис. 24).

УЧЕТ ГАЗА ПО ВЫХОДУ 1

21.04.15 20:09:43

КОНТРАКТНЫЙ ЧАС 9

УЧЕТ ГАЗА КОРРЕКТОР КАСКАД

Кол-во импульсов счетчика	23145	РАСЧЕТ ДОСТОВЕРЕН	РАСЧЕТ ДОСТОВЕРЕН	СТАНДАРТНЫЕ ОБЪЕМЫ [м³]
Давление на линии Вых 1	118 кгс	Раб.расход [м³/ч]	24.4	Текущего часа
Температура на линии Вых 1	5 °C	К-т сжимаемости	0.9613	Текущих суток
Искажение импульсов		К-т коррекции	19.917	Почасовой суток
		Раб.плотн. [кг/м³]	13.44	Пред. час
		Станд. расход [м³/ч]	486	Пред. сутки
				11433.4

Настройные константы

Метод расчета - GERG

Управление счетчиками

УЧЕТ ГАЗА КОРРЕКТОР ЕК260

Перепад Р на узле учета (1) 0.1 кПа

Корректор ЕК260

Связь ЕСТЬ

Параметры

СТАНДАРТНЫЕ ОБЪЕМЫ [м³]

Почасовой суток	5329.9
Пред. час	489.1
Пред. сутки	11417.7

Управление счетчиками

ОТКЛОНЕНИЯ

Давление -0.04 кгс

Температура -0.05 °C

Объем (сут.) 15.7 м³

Таблица уставок

Рисунок 23 – Мнемосхема учета расхода газа.

Расход одоранта определяется на основании показаний уровнемера, размещаемого на расходной ёмкости или на ёмкости подземного хранения одоранта. Для универсальности настройки системы на любую ёмкость предусмотрен ввод данных в специальную тарифовочную таблицу.

21.04.15 20:09:46

КОНТРАКТНЫЙ ЧАС 9

Емкость №1

398 мм

5530 гр

Текущий процесс ОТЛИВ

Таблица настройки показаний расходов

75	740
70	666
60	521
50	384
40	260
30	154
0	0

Настройка тарифовочных значений (уровень)

Настройка тарифовочных значений (масса)

Расходы	Текущий	Договорный	Пред.сутки
Расход (гр / час)	> 1.208 <	5	1.145
Налив (гр / час)	> 0 <		
Накопительные счетчики			
Суточный расход (гр)	29.6		29.4
Суточный налив (гр)	0		0

Электроэнергия

Первичный счетчик 28331

Таблица изменяемых параметров счетчика

Карта управления и режимов счетчика

Таблица подстановочных значений при сбое

Карта управления и режимов счетчика

W (квт)	Текущая	Догов.	Пред.сутки
	0.21	1	0.25
Сум. (квтч)	2.7		5.9

Рисунок 24 – Мнемосхема расхода электроэнергии и одоранта.

Для удобства проверки и настройки системы предусмотрены специальные мнемосхемы, отображающие состояние дискретных и аналоговых точек ввода-вывода (см. рис. 25).

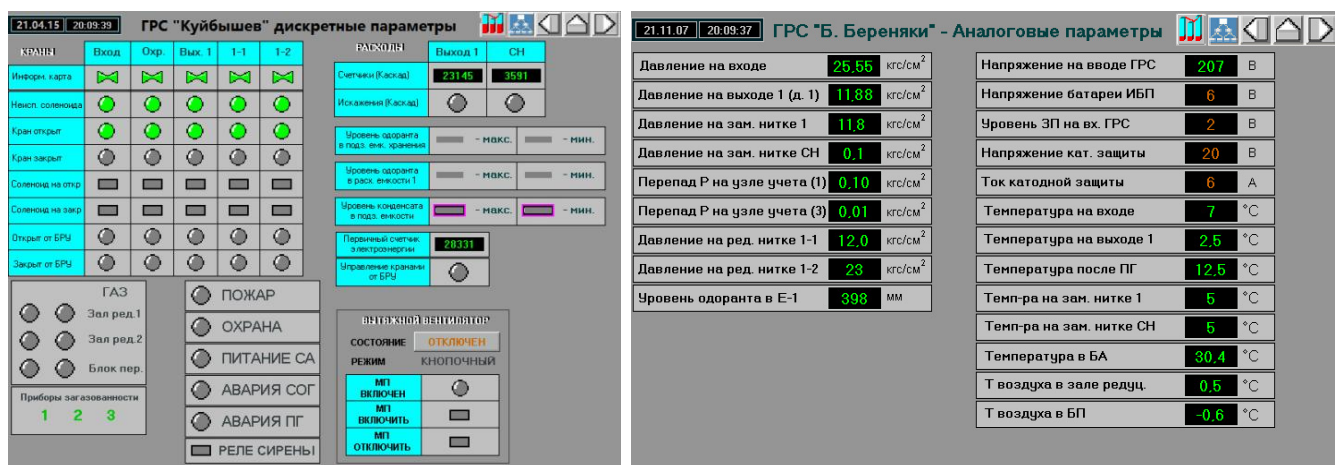
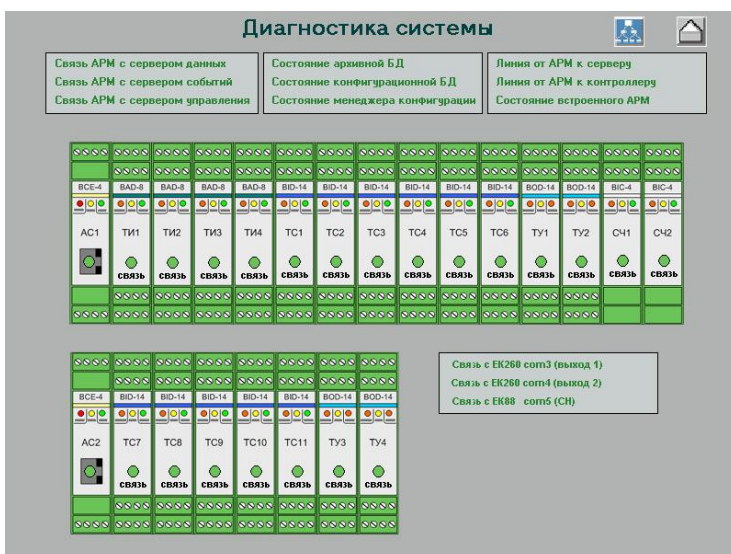


Рисунок 25 – Мнемосхемы дискретных и аналоговых параметров.

В список мнемосхем АРМ также включена мнемосхема диагностики программно-аппаратного обеспечения контроллера и встроенного АРМ (рис. 26). На этой мнемосхеме отображается текущее состояние диагностических данных системы, включая поблочную диагностику подсистемы ввода-вывода данных и состояние встроенного АРМ.

Показатели надежности системы соответствуют стандартным требованиям и опираются на применение в системе проверенных программных и аппаратных решений. Для повышения отказоустойчивости системы в программируемый контроллер был встроен блок энергонезависимой памяти и задействован аппаратный сторожевой таймер (watchdog). Дополнительно имеется возможность дублирования линии связи между контроллером и блоками ввода-вывода.



ГРС "К у й б ы ш е в" - Паспорт аналогового датчика

Общие данные

Название: Давление газа на выходе 1 датчик 1 ГРС

Значение параметра: 11,88 кгс/см2

Состояние параметра: Достоверное

Режим: Ошибка ввода, Замыкание, Обрыв, Запрет, Ручной вв., Испытательный

Связь

Передача в ЛПУМГ: Точка, РТ021, Номер, 429, Класс, 3

Уставки

НАСТРАИВАЕМЫЕ

Ном. значение	% Технолог.	% Предупр.	% Аварийный
12	7	10	15
кгс/см2	%	%	%

ВЫЧИСЛЯЕМЫЕ

Мин-авар.	Мин-пред.	Мин-техн.	Макс-техн.	Макс-пред.	Макс-авар.
10,2	10,8	11,16	12,84	13,2	13,8
кгс/см2	кгс/см2	кгс/см2	кгс/см2	кгс/см2	кгс/см2

Аппаратная адресация

Инт. модуль PLC	1	Линия	1	Мининоситель	1
Мез. ан. ввода	1	Канал	2		

OK

Рисунок 26 – Мнемосхема диагностических данных системы и поблочная диагностика подсистемы.

5.3. Организация связи между контроллерами и ЭВМ верхнего уровня

Диспетчерский пункт – центр системы диспетчерского управления, где сосредоточивается информация о состоянии технологического процесса. Информация со всех САУ отправляется

на центральный диспетчерский пункт.

Совместно с системой автоматизации ГРС в состав типового решения на базе комплекса [Каскад-САУ](#) входит система диспетчерского контроля и управления, обслуживающая распределенную сеть ГРС. Структурная схема этой системы представлена на рисунке 27.

В шите данной системы размещаются коммуникационный и архивно-конфигурационный сервера системы, блоки связи, коммутатор Ethernet и источник бесперебойного питания. Сервера имеют промышленное исполнение. Связь между серверами производится через коммутатор сети Ethernet, к которому также подключены АРМы операторов, размещенные вне щита в виде обычных офисных компьютеров.

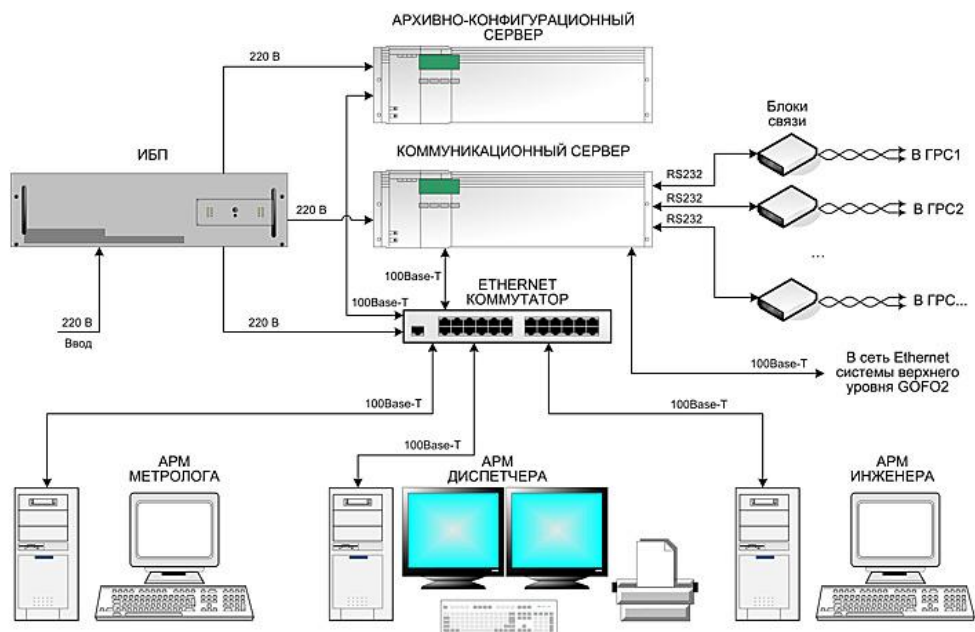


Рисунок 27 – Система диспетчерского контроля и управления.

Сбор данных непосредственно с технологических контроллеров ГРС выполняется коммуникационным сервером по протоколу с форматом кадра FT3 (ГОСТ Р МЭК 870-5-1-95), рекомендованным руководящими документами ОАО «ГАЗПРОМ». Алгоритм опроса ГРС адаптирован к срочной доставке данных аварийной телесигнализации (ТСА), а также к опросу данных предыстории ТСА и коммерческих данных по учету расходов ГРС. Доставка данных предыстории позволяет получить информацию о работе ГРС даже в случае долговременной потери связи (более 72 часов). Полученная от ГРС информация обрабатывается коммуникационным сервером и передается в виде данных и тревог в архивно-конфигурационный сервер для архивирования и на все подключенные АРМ для отображения и сигнализации.

Кроме этого коммуникационный сервер может осуществлять шлюзование данных в систему верхнего уровня GOFO2. Для разделения сетей Ethernet соединение коммуникационного сервера с системой GOFO2 производится через отдельную сетевую карту. В процессе шлюзования данных сервер выполняет передачу в систему GOFO2 текущих данных ГРС, прием из GOFO2 управляющих команд и настроек точного времени. В свою очередь коммуникационный сервер является источником точного времени для САУ ГРС и всех других компьютеров системы.

Комплекс Каскад-САУ обладает многопрофильным АРМ, что позволяет создавать в одной системе отдельные профили АРМ для

различных служб. В каждом профиле может быть свой набор мнемосхем, анимационных элементов и звуковых сообщений. Полученные коммуникационным сервером данные одновременно рассылаются на АРМ всех заинтересованных служб: служба диспетчера, служба КИПиА, служба метрологии, служба связи.

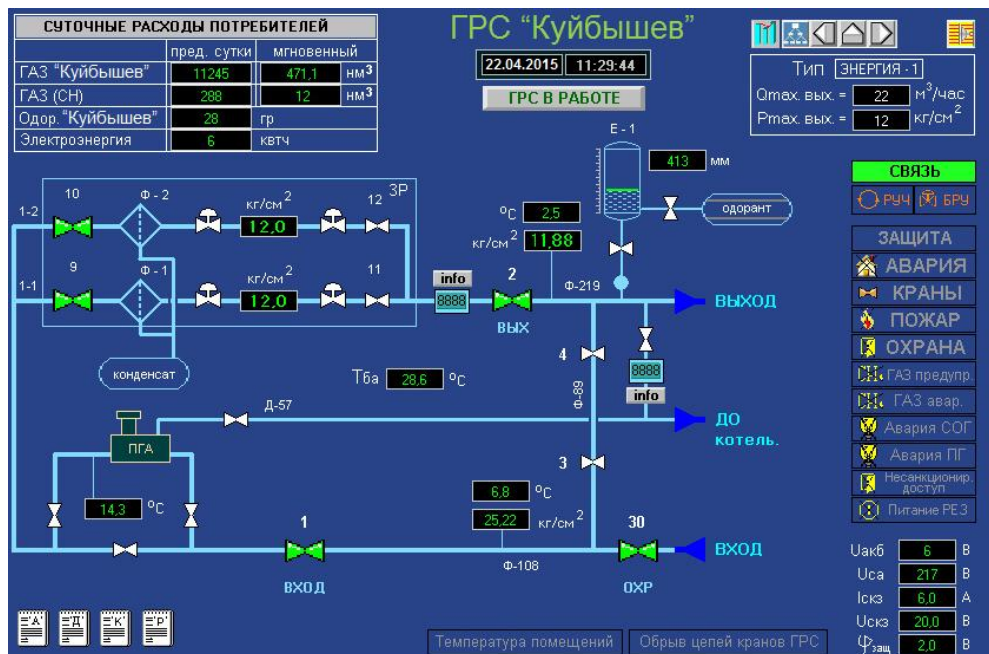


Рисунок 28 – Мнемосхема сети ГРС (АРМ диспетчера).

В состав мнемосхем АРМ диспетчера ДП включена мнемосхема сети ГРС и мнемосхемы отдельных ГРС (рис. 28). Каждая мнемосхема ГРС фактически повторяет общую технологическую мнемосхему на соответствующем АРМ САУ ГРС. Управление и настройка параметров ГРС осуществляется непосредственно с данной мнемосхемы с помощью карт команд, таблиц уставок и других элементов управления. Удаленное управление оборудованием ГРС и настройками системы автоматизации делает возможным дистанционное обслуживание ГРС, что особенно необходимо для ГРС без постоянного присутствия персонала. Все действия диспетчера по управлению оборудованием и настройками САУ ГРС проходят контроль на наличие соответствующих разрешений и автоматически регистрируются в подсистеме событий. Зарегистрированное событие сохраняется в архиве и рассылается на все АРМы операторов системы ДП.

Предлагаемая система автоматизации ГРС и диспетчерского пульта построены на базе одного комплекса Каскад-САУ, с применением одинаковых программных средств. Возможностей программного обеспечения комплекса достаточно для создания полнофункциональной

системы диспетчерского контроля и управления. Для уровня САУ ГРС возможности комплекса Каскад-САУ не только удовлетворяют текущим требованиям к системе автоматизации, но и предоставляют запас для развития системы и соответствия современному уровню в течение всего срока эксплуатации. Кроме этого, применение одинаковых программных средств на всех уровнях автоматизации позволяет заказчику сократить затраты на обучение персонала и эксплуатацию систем. Наличие в комплексе Каскад-САУ средств разработки предоставляет заказчику возможность выполнять работы по модификации технологического обеспечения собственными силами без привлечения разработчика и дополнительных затрат. Модификация может охватывать как несложные вопросы замены датчиков, добавления каналов системы, изменения мнемосхем, так и вопросы программирования математического обеспечения системы с помощью языков программирования IEC 1131-3.

Применение одного SCADA пакета на всех уровнях автоматизации ГРС даёт перечисленные выше возможности и является отличительной особенностью описанной системы от большинства аналогов. Эта особенность играет положительную роль и при внедрении систем, существенно сокращая сроки подготовки и проведения пуско-наладочных работ на объектах.

6. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА

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

6.1.1. Потенциальные потребители разработанного проекта

Для анализа целевой группы результатов данного исследования необходимо рассмотреть рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка данного проекта. В свою очередь, **сегмент рынка** – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

Сегментирование – процесс разбивки потребителей или потенциальных потребителей на рынке на различные группы (или сегменты), в рамках которых потребители имеют схожие или аналогичные запросы, удовлетворяемые определенным комплексом маркетинга. Критически важный аспект маркетинга, предназначенный для превращения различий между товарами в стоимостные различия, которые могут быть сохранены на протяжении всего жизненного цикла продукта.

		Потребители автоматизированных ГРС			
		ООО «Газпром трансгаз Томск»	«Востокгаз-Сервис»	«Сибирь-трансгаз»	«РусГазТранс»
Размер ГРС	Крупные				
	Средние				
	Мелкие				

Рисунок 29 – Карта сегментирования рынка услуг по разработке автоматизированных систем управления:

	Отечественная фирма «Телси Плюс»		Иностранная фирма «Energy PRO»		Иностранная фирма «ЕВРО-Молния»
--	-------------------------------------	--	-----------------------------------	--	------------------------------------

На сегодняшний день потребителями газа, который поступает с автоматизированной ГРС, являются юридические лица: заводы, предприятия, котельные, а также газотранспортные сети города, которые в свою очередь

поставляют газ частным лицам. Уникальностью нашей газораспределительной станции является то, что она работает полностью в автоматическом режиме и не нуждается в постоянно обслуживающем ее персонале. В приведенной выше карте сегментирования рынка показано, какие ниши на рынке услуг по разработке автоматизированных систем управления не заняты компаниями конкурентов. Соответственно, выбираем те сегменты, которые не заняты другими компаниями или те места, где конкуренция невысока и направим максимальные усилия и ресурсы предприятия в данный сектор. Как правило, выбирают сегменты со сходными характеристиками, которые будут формировать целевой рынок.

Карта сегментирования показывает, что конкурентами не полностью освоены такие ниши как крупные и средние газораспределительные станции, а это значит, что наше предприятие «Телси+» намерено ориентироваться на автоматизацию систем этих ГРС, а именно, на ООО «Газпром трансгаз Томск». Стоит заметить, что привлекательной в будущем остаётся ниша автоматизации крупных ГРС и других предприятий, в случае, если система хорошо зарекомендует себя на рынке. А это, в свою очередь, может говорить о том, что она будет конкурировать с иностранными разработчиками.

Хочется отметить, что при тщательном анализе некоторых источников в интернете и в периодических изданиях, можно с уверенностью заявить, что рынок автоматизированных (инженерных) систем управления хорошо развит за рубежом, что наглядно видно на карте сегментирования рынка (рис.30). Львиная доля крупных ГРС в России на данный момент работают с оборудованием, программным обеспечением зарубежных компаний, которое прошло тщательную проверку и, в конечном итоге, хорошо зарекомендовало себя уже на нашем рынке. Но настало время отечественных программистов, которые работают в этом направлении. И теперь мы с гордостью говорим об альтернативе зарубежной продукции. Об этом я расскажу ниже.

6.1.2. 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 (см. таб. 3). Для этого необходимо рассмотреть три фирмы:

1. Отечественная фирма «Телси Плюс» (ϕ).
2. Иностранная фирма «Energy PRO» (κ_1).
3. Иностранная фирма «ЕВРО-Молния» (κ_2).

Таблица 3 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		B_ϕ	B_{κ_1}	B_{κ_2}	K_ϕ	K_{κ_1}	K_{κ_2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,1	4	4	3	0,4	0,4	0,3
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,13	5	4	3	0,65	0,52	0,39
3. Помехоустойчивость	0,02	4	3	3	0,08	0,06	0,06
4. Энергоэкономичность	0,035	4	4	4	0,14	0,14	0,14
5. Надежность	0,11	5	4	3	0,55	0,44	0,33
6. Уровень шума	0,034	4	5	4	0,136	0,17	0,136
7. Безопасность	0,032	5	5	3	0,16	0,16	0,096
8. Потребность в ресурсах памяти	0,06	4	3	2	0,24	0,18	0,12
9. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,09	5	3	3	0,45	0,27	0,27
10. Простота эксплуатации	0,018	5	4	3	0,09	0,072	0,054
11. Качество интеллектуального интерфейса	0,065	5	4	2	0,325	0,26	0,13
12. Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,045	5	5	4	0,225	0,225	0,18
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,072	4	5	3	0,288	0,36	0,216
2. Уровень проникновения на рынок	0,039	4	4	3	0,156	0,156	0,117
3. Цена	0,028	5	2	4	0,14	0,056	0,112
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,01	5	4	4	0,05	0,04	0,04
5. Послепродажное обслуживание	0,02	4	2	3	0,08	0,04	0,06
6. Финансирование научной разработки	0,05	3	4	2	0,15	0,2	0,1
7. Срок выхода на рынок	0,022	4	4	1	0,088	0,088	0,022
8. Наличие сертификации разработки	0,02	5	5	4	0,1	0,1	0,08
Итого	1	89	78	61	4,498	3,937	2,953

Параметры для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, приведенные в таблице 3, подбираются, исходя из предложенных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, производства и эксплуатации.

Позиция разработки у конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – самая слабая позиция, а 5 – самая сильная. Вес показателей, определяемый экспертным путем, в сумме должен составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

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

где: K – конкурентоспособность проектной разработки или конкурента; B_i – вес показателя (в долях единицы); B_i – балл i -го показателя.

Проанализировав технические решения этих конкурирующих фирм безусловным лидером признается фирма «Телси+» по всем техническим и экономическим характеристикам. 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. Объясню почему.

Особенностью западного рынка автоматизации является то, что основная доля потребителей (у них) – это малые либо средние предприятия. В нашей стране ситуация абсолютно противоположная. Большая часть потребителей это крупные либо особо крупные предприятия. Учитывая особенности рынка, местные производители создают свои продукты (SCADA-пакеты). Лучше то, что можно пользоваться без адаптации к местным условиям рынка. Зачем нам нужен свой, адаптированный продукт? Ни одна западная система не имеет самой полной поддержки широко развивающихся отечественных контроллеров. И это не говоря уже о старых советских, которых до сих пор осталось много на действующих предприятиях. Кроме того, не редко приходится сталкиваться с такими ситуациями, когда на одном предприятии используется сразу несколько различных марок контроллеров. Причем, используя современные контроллеры, оставляют работать еще действующие советские. Остановив свой выбор на иностранном продукте, Вы скорее всего услышите предложение заменить старые советские контроллеры на современные. Но

кто захочет выбрасывать работающее оборудование и тратить ресурсы на новые дорогостоящие контроллеры? Этого можно избежать с помощью SCADA-системы отечественного производства, которая позволяет осуществлять одновременную поддержку как прежних советских, так и новых контроллеров, зарубежного, или российского производства. Одновременно несколько различных марок контроллеров могут одновременно работать с одной операторской станцией. Особо значимым является тот факт, что большая часть широко распространенных контроллеров в нашей стране, в данной системе поддерживается бесплатно. Потребитель получает набор драйверов вместе со средой разработки.

Хотелось бы отметить еще одну особенность, отличающую иностранных рынок от отечественного. В нашей стране вот уже несколько лет широко практикуется использование PC-совместимых контроллеров. Много крупных проектов создано с использованием данной технологии. Россия имеет достаточно богатый опыт использования единой линии программирования (SoftLogic), чего нельзя сказать о других странах. Во всем остальном мире, на данный момент только знакомятся с этой новой технологией использования PC-контроллеров и единого программирования. Только сейчас делаются первые шаги. Испытывается данная технология, в основном, на малых системах, в то время, когда в России уже во всю применяется на большинстве крупных объектах. Следующая сложность использования продукта зарубежного производства - это удаленность от производителя. Всю техническую поддержку и консультации Вы получаете от людей прошедших обучение у производителя. Ни в коей мере не хочу умолять профессиональных качеств обучившегося персонала, но эти люди лишь прошли обучение, а не создавали саму систему. С другой стороны, обращаясь к Российским производителям, Вы можете рассчитывать на техподдержку от создателя. Помимо очевидного преимущества (кто может знать продукт лучше, чем сам его разработчик) появляется другая возможность - обратиться к разработчику с просьбами и рекомендациями по улучшению и изменению чего-либо в программе для большего удобства эксплуатации.

Кроме того, необходимо учитывать еще и политический момент. На сегодняшний день, все большее предпочтение отдается технологиям и оборудованию российского производства. Да и выигрывать тендеры намного легче с отечественными товарами. Всем известно, что в связи с санкциями и

эмбарго со стороны некоторых западных стран мы находимся в непростой ситуации, из-за невозможности пользоваться некоторым импортным программным обеспечением. Подобная ситуация еще свежа в нашей памяти.

Современный, Российский продукт с действующим, актуальным описанием, и техподдержкой, по относительно невысокой цене, превосходящий зарубежные аналоги в плане качества. Зачем переплачивать за продукцию, которая не может в полной мере удовлетворить все Ваши потребности?

«Телси+» может заинтересовать партнеров и инвесторов, а так же завоевать доверие среди покупателей, потому что все технические решения отличаются качеством высокого уровня, удобством эксплуатации, и широким спектром функциональных возможностей и нестандартным набором свойств, интересующих заказчика.

6.1.3. Технология QuaD

Технология QuaD (QUality ADvisor) является гибким инструментом измерения характеристик, показывающих качество новой разработки и ее перспективу на рынке и позволяющее принимать решение целесообразности вложения денежных средств и материальных ресурсов в научно-исследовательский проект.

В основе технологии QuaD находится поиск средневзвешенной величины следующих групп показателей:

1) *Показатели оценки коммерческого потенциала разработки – это влияние нового продукта на деятельность компаний, перспективность данного рынка, пригодность для продажи, перспективы конструирования и производства, финансовая эффективность, правовая защищенность и др.*

2) *Показатели оценки качества разработки-это динамический диапазон вес, ремонтпригодность, энергоэффективность, долговечность, эргономичность, унифицированность, уровень материалоемкости разработки и т.д.*

Показатели оценки качества и перспективности новой разработки подбираются исходя из выбранного объекта исследования с учетом его технических и экономических особенностей, создания и коммерциализации.

Рекомендуется проводить оценку QuaD в табличной форме для упрощения процедуры проведения (табл. 4).

В соответствии с технологией QuaD каждый показатель оценивается экспертным путем по стобалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 100 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$П_{ср} = \sum B_i \cdot \mathcal{B}_i, \quad (2)$$

где: $П_{ср}$ – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

$\mathcal{B}_i$ – средневзвешенное значение i -го показателя.

Таблица 4 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок).

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	
Показатели оценки качества разработки					
1. Энергоэффективность	0,035	75	100	0,75	0,02625
2. Помехоустойчивость	0,02	92	100	0,92	0,0184
3. Надежность	0,11	89	100	0,89	0,0979
4. Унифицированность	0,07	95	100	0,95	0,0665
5. Уровень материалоемкости разработки	0,08	78	100	0,78	0,0624
6. Уровень шума	0,034	73	100	0,73	0,02482
7. Безопасность	0,032	99	100	0,99	0,03168
8. Потребность в ресурсах памяти	0,06	88	100	0,88	0,0528
9. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,09	90	100	0,9	0,081
10. Простота эксплуатации	0,018	95	100	0,95	0,0171
11. Качество интеллектуального интерфейса	0,065	80	100	0,8	0,052
12. Ремонтопригодность	0,057	97	100	0,97	0,05529
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
13. Конкурентоспособность продукта	0,072	91	100	0,91	0,06552
14. Уровень проникновения на рынок	0,039	68	100	0,68	0,02652
15. Перспективность рынка	0,078	85	100	0,85	0,0663
16. Цена	0,028	90	100	0,9	0,0252
17. Послепродажное обслуживание	0,02	89	100	0,89	0,0178

18. Финансовая эффективность научной разработки	0,05	100	100	1	0,05
19. Срок выхода на рынок	0,022	74	100	0,74	0,01628
20. Наличие сертификации разработки	0,02	100	100	1	0,02
Итого	1				0,874

Показатель P_{cp} указывает на перспективы разработки и качества проведенного исследования. Если значение показателя P_{cp} лежит между 80 и 100, то данная разработка является перспективной. Если между 60 и 80 – то такая перспективность считается выше средней. Если между 40 и 60 – то перспективность средняя. Если между 20 и 40 – то перспективность ниже среднего. И крайне низкая перспективность при показателе P_{cp} ниже 20.

В нашем случае, значение P_{cp} равно 87, что говорит нам о высоких перспективах нашей разработки и качестве проведенного исследования.

Создание новых, современных газораспределительных станций, равно как и реконструкция устаревших ГРС существенно понижает расходы на их эксплуатацию благодаря внедрению систем автоматизации а так же способствует уменьшению общей территории станции. Но не стоит забывать и про другие преимущества в результате модернизации ГРС, помимо повышения экономических показателей, а именно: повышение эффективности, точности и надежности работы производственного оборудования; повышение уровня контроля и автоматизации технологических процессов, происходящих на станции; уменьшение потери газа при работе и обслуживании оборудования ГРС.

Современная модернизация позволит снизить влияние человеческого фактора на эффективность автоматического регулирования технологического процесса на газораспределительной станции. Приобретение и установка современных средств регулирования и контроля – выгодное вложение. Конечно, оно окупится не сразу, но будет гарантом безопасности и надежности производства в целом, поскольку потери при аварийных и чрезвычайных ситуациях попросту несоизмеримы с тратами на предупреждение этих аварий.

6.1.4. SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) –это комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ используют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Применение SWOT – анализа в общем виде сводится к заполнению матрицы, в которой показываются и сопоставляются сильные и слабые стороны предприятия, а также возможности и угрозы рынка. Данное сопоставление позволяет нам чётко определить, какие шаги предпринимать для развития компании, на какие проблемы обратить особое внимание.

Анализ проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в табличной форме (табл. 5).

Таблица 5 – Матрица SWOT

Сильные стороны	Слабые стороны
С1. Простота и удобство эксплуатации	Сл1. Недостаток средств финансирования
С2. Функциональная мощность	Сл2. Низок уровень проникновения на рынок
С3. Предъявленная безопасность и надежность	Сл3. Большой срок выхода на рынок
С4. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями	Сл4. Отсутствие системы мотивации персонала
С5. Высокий уровень послепродажного обслуживания	Сл5. Недостатки в рекламной компании
Возможности	Угрозы
В1. Конкурентоспособность продукта	У1. Появление новых конкурентов
В2. Выход на новые сегменты рынка	У2. Отсутствие спроса на новые технологии
В3. Внедрение инноваций	У3. Задержка финансирования разработки
В4. Повышение стоимости конкурентных разработок	У4. Экономический кризис
В5. Обучение персонала	У5. Высокий уровень налогов

Второй этап заключается в выявлении соответствия между сильными и слабыми сторонами научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Такие соответствия или несоответствия

должны помочь выявить степени необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках второго этапа нужно построить интерактивную матрицу проекта. Использование такой матрицы помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Возможно использование этой матрицы в качестве одной из основ для оценки вариантов стратегического выбора. Каждый фактор помечается знаками, либо «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Пример интерактивной матрицы проекта представлен в табл. 6.

Таблица 6 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	+	+	+	+
	B2	-	+	-	-	-
	B3	+	+	0	-	-
	B4	-	-	0	0	0
	B5	+	+	-	-	-

Анализ интерактивных таблиц можно представить в форме записи сильно коррелирующих сильных сторон и возможностей:

B1C1C2C3C4C5; B2C2; B3B5C1C2.

Каждая из записей представляет собой направление реализации проекта.

Таблица 7 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		Сл 1	Сл 2	Сл 3	Сл 4	Сл 5
	B1	+	+	0	-	+
	B2	+	+	0	-	+
	B3	+	-	-	-	-
	B4	-	-	-	-	0
	B5	0	-	-	+	-

Теперь представим в форме сильно корректирующих слабых сторон и возможностей: B1B2Сл1Сл2Сл5; B3Сл1; B5Сл4.

Таблица 8 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	+	+	+	+	+
	У2	-	0	-	0	-
	У3	-	-	-	-	+

	У4	-	-	-	+	+
	У5	-	-	0	+	+

Теперь представим в форме сильно корректирующих слабых сторон и возможностей: У1С1С2С3С4С5; У3С5; У4У5С4С5.

Таблица 9 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта						
Угрозы проекта		Сл 1	Сл 2	Сл 3	Сл 4	Сл 5
	У1	+	0	-	-	+
	У2	-	-	-	-	+
	У3	+	-	-	-	-
	У4	+	+	+	-	+
	У5	+	0	-	-	0

Теперь представим в форме сильно корректирующих слабых сторон и возможностей: У1Сл1Сл5; У2Сл5; У3Сл1; У4Сл1Сл2Сл3Сл4; У5Сл1.

Третий этап составление итоговой матрицы SWOT-анализа, которая приводится в (табл. 10).

Процедура проведения SWOT – анализа в общем виде сводится к заполнению матрицы, в которой отражаются и затем сопоставляются сильные и слабые стороны предприятия, а также возможности и угрозы рынка. Это сопоставление позволяет чётко определить, какие шаги могут быть предприняты для развития компании и на какие проблемы необходимо обратить особое внимание.

Таблица 10 – SWOT-анализ

	Сильные стороны C1. Простота и удобство эксплуатации C2. Функциональная мощность C3. Предъявленная безопасность и надежность C4. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями C5. Высокий уровень послепродажного обслуживания	Слабые стороны Сл1. Недостаток средств финансирования Сл2. Низок уровень проникновения на рынок Сл3. Большой срок выхода на рынок Сл4. Отсутствие системы мотивации персонала Сл5. Недостатки в рекламной компании
Возможности: B1. Конкурентоспособность продукта B2. Выход на новые сегменты рынка B3. Внедрение инноваций B4. Повышение стоимости конкурентных разработок B5. Обучение персонала	Простота и удобство в эксплуатации, функциональная мощность, высокий уровень обслуживания и за счет приемлемых цен мы сможем не только конкурировать, но и выйти на новые сегменты рынка, а также в будущем вытеснить конкурентов.	Выход на новые сегменты рынка и введение инноваций в разработке даст возможность получить большую прибыль и устранить недостаток средств финансирования, а также раскрутить рекламную компанию.
Угрозы: У1. Появление новых конкурентов У2. Отсутствие спроса на новые технологии У3. Задержка финансирования разработки У4. Экономический кризис У5. Высокий уровень налогов	Высокие позиции на рынке, безопасность и надежность продукта поможет погасить конкурентов, а низкая стоимость и высокий уровень послепродажного обслуживания позволят закрепить свои позиции на рынке.	Реклама – двигатель торговли. С помощью рекламной компании пробиться к потребителю и завоевать доверие, тем самым повысить спрос на новые технологии.

6.2. Планирование научно-исследовательских работ

6.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

При разработке научно-технического проекта одним из важных этапов является его технико-экономическое обоснование. Оно позволяет выделить преимущества и недостатки разработки, внедрения и эксплуатации данного программного продукта в разрезе экономической эффективности, социальной значимости и других аспектов.

Для реализации проекта необходимы два исполнителя – руководитель и студент. Руководитель формулирует цель проекта, предъявляемые к нему

требования, осуществляет контроль над его практической реализацией для соответствия требованиям и участвует в стадии разработки документации и рабочих чертежей. Студент непосредственно осуществляет разработку проекта.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ.

Таблица 11 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Постановка задачи	Руководитель
	2	Анализ условий автоматизации (цель, назначение, область использования)	Студент
	3	Разработка и утверждение технического задания (ТЗ)	Студент Руководитель
Выбор направления исследований	4	Проведение консультаций	Руководитель Студент
	5	Формирование информационной базы, изучение литературы	Студент
Написание основных частей проекта	6	Разработка проекта	Студент Руководитель
	7	Разработка структурных схем	Студент
	8	Разработка функциональной схемы	Студент
	9	Выбор технических средств для автоматизации	Студент
Обобщение и оценка проделанной работы	10	Проверка	Руководитель
	11	Анализ результатов	Руководитель Студент
Завершение подготовки проекта	12	Составление отчетной документации о проделанной работе	Студент
	13	Сдача проекта	Студент

6.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Настоящая работа имеет малый штат исполнителей (руководитель, студент) и проводится с малыми затратами, поэтому целесообразно применить систему линейного планирования с построением линейного графика.

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения

ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

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

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

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

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

Для выполнения перечисленных работ потребуются следующие специалисты:

- руководитель (инженер службы ГРС);
- студент.

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

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (4)$$

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

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

6.2.3. Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{\text{КД}} = \frac{t_{\text{ОЖ}}}{K_{\text{ВН}}} \cdot K_{\text{Д}} \quad (5)$$

где $t_{\text{ОЖ}}$ – трудоемкость работы, чел/дн;

$K_{\text{ВН}}$ – коэффициент выполнения нормы ($K_{\text{ВН}} = 1$);

$K_{\text{Д}}$ – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсации и согласование работ ($K_{\text{Д}} = 1.2$).

$$T_{\text{КД}} = T_{\text{РД}} \cdot T_{\text{К}}$$

где $T_{\text{К}}$ – коэффициент календарности.

$$T_{\text{К}} = \frac{T_{\text{КАЛ}}}{T_{\text{КАЛ}} - T_{\text{ВД}} - T_{\text{ПД}}}$$

где $T_{\text{КАЛ}}$ – календарные дни ($T_{\text{КАЛ}} = 365$);

$T_{\text{ВД}}$ – выходные дни ($T_{\text{ВД}} = 104$);

$T_{\text{ПД}}$ – праздничные дни ($T_{\text{ПД}} = 10$).

$$T_{\text{К}} = \frac{365}{365 - 104 - 10} = 1,45$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе $T_{\text{КД}}$ округляю до целого числа.

Одной из основных целей планирования работ является определение общей продолжительности их проведения. Наиболее удобным, простым и наглядным способом для этих целей является использование линейного графика. Для его построения определим события и составим таблицу 12.

На основе таблицы 12 строим календарный план-график для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней).

На выполнение НИОКР для выпускной квалификационной работы было затрачено 105 дней. Был составлен календарный план-график проведения научного исследования который включал в себя выполнение 12

этапов (видов работ), которые выполнялись в определённой последовательности. На каждом этапе руководитель и студент решали разносторонние задачи. Чёрными квадратом на графике показано сколько времени был задействован руководитель для выполнения работы, а серым цветом показано время затраченное студентом.

Таблица 12 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Исполнители	Трудоёмкость работ									Длительность работ в рабочих днях T_{pi}			Длительность работ в календарных днях T_{ki}		
		t_{min} , чел-дни			t_{max} , чел-дни			$t_{ож\acute{e}i}$, чел-дни								
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Постановка задачи	Р	1	1	2	2	2	3	1,4	1,4	2,4	1,7	1,7	2,9	2,5	2,5	4,2
Анализ условий автоматизации (цель, назначение, область использования)	С	4	3	3	7	6	5	5,2	4,2	3,8	6,24	5	4,6	9	7,3	6,6
Разработка и утверждение технического задания (ТЗ)	Р С	2	2	2	3	4	3	2,4	2,8	2,4	2,9	3,4	2,9	4,2	4,9	4,2
Проведение консультаций	Р С	4	3	3	6	5	6	4,8	3,8	4,2	5,8	4,6	5	8,4	6,6	7,3
Формирование информационной базы, изучение литературы	С	12	11	10	18	18	15	14,4	13,8	12	17,3	16,6	14,4	25	24	21
Разработка проекта	Р С	5	5	4	8	8	9	6,2	6,2	4	7,5	7,5	4,8	10,8	10,8	7
Разработка структурных схем	С	2	3	3	3	4	4	2,4	3,4	3,4	2,9	4	4	4,2	5,9	5,9
Разработка функциональной схемы	С	4	3	3	6	7	7	4,8	4,6	4,6	5,8	5,5	5,5	8,4	8	8
Выбор технических средств для автоматизации	С	4	2	4	7	5	8	5,2	3,2	5,6	6,24	3,8	6,7	9	5,6	9,8
Проверка	Р	2	3	4	4	6	6	2,8	4,2	4,8	3,4	5	5,8	5	7,3	8,4
Анализ результатов	Р С	3	3	4	5	6	7	3,8	4,2	5,2	4,6	5	6,3	6,7	7,3	9
Составление отчетной документации о проделанной работе	С	5	4	5	6	5	7	5,4	4,4	5,8	6,5	5,3	7	9,4	7,7	10
Сдача проекта	С	1	1	1	2	2	2	1,4	1,4	1,4	1,7	1,7	1,7	2,5	2,5	2,5
Итого:														105	101	104

В процессе проведения работ возникали такие моменты, что для прохождения очередного этапа исследования и сокращения времени на выполнение НИОКР руководитель и студент параллельно решали поставленные перед ними задачи, что показано на графике чёрно-серым квадратами. Компетентность руководителя, наличие большой научно-технической базы, и образованность, целеустремлённость студента

позволили в назначенный срок выполнить работу и прийти к положительному результату.

Таблица 13 – Календарный план-график проведения НИОКР

Вид работ	T _{кд}	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Постановка задачи	2,5										
Анализ условий автоматизации (цель, назначение, область использования)	9										
Разработка и утверждение технического задания (ТЗ)	4,2										
Проведение консультаций	8,4										
Формирование информационной базы, изучение литературы	25										
Разработка проекта	10,8										
Разработка структурных схем	4,2										
Разработка функциональной схемы	8,4										
Выбор технических средств для автоматизации	9										
Проверка	5										
Анализ результатов	6,7										
Составление отчетной документации о проделанной работе	9,4										
Сдача проекта	2,5										

Руководитель

Студент

Бюджет научно-технического исследования (НТИ).

Целью данного раздела является экономически обоснованное определение величины затрат на выполнение проекта. Затраты могут группироваться по элементам и по статьям калькуляции.

Группировать затраты по элементам можно при условии, что в рамках проекта реализуется одна разработка. Документ, в котором представлены затраты по элементам, представляет собой смету затрат. Смета затрат составляется для расчета общей потребности проекта в материальных и денежных ресурсах.

Классификация затрат по статьям калькуляции – более сложный способ расчета себестоимости разработки. Применяется в том случае, если реализуется несколько мероприятий и возникает необходимость определить стоимость отдельной разработки.

Так как в рамках данного проекта создается одна разработка, определение затрат производится путем составления сметы затрат, т.е. группировка проводится по элементам.

Затраты, образующие себестоимость разработки группируются по следующим элементам:

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

Расчет материальных затрат НТИ.

Данный элемент включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта, включая расходы на их приобретение и при необходимости – доставку.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$З_{\text{м}} = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{\text{расх}i} , \quad (7)$$

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

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

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

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы. Транспортные расходы составляют 20% от стоимости материалов.

Величина коэффициента (k_T), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Материальные затраты, необходимые для данной разработки, заносятся в таблицу 14.

Таблица 14 – Материальные затраты

Наименование	Ед. изм	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, (З _м), руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Бумага, формат А4	пачка	2	3	2	150	155	272	360	558	653
Флеш-карта 2 GB	шт	1	1	1	260	300	380	265	360	456
Ручка	шт	3	4	4	25	35	30	90	168	144
Карандаш	шт	3	3	3	15	12	14	54	43	51
Картридж для принтера	шт	2	2	2	910	1020	990	2184	2448	2376
Оформление плакатов	шт	5	5	5	250	280	300	1500	1680	1800
Итого								4453	5257	5480

*Исп.1 – «Телси+», Исп.2 – «Energy PRO», Исп.3 – «ЕВРО-Молния».

По таблице видно, что материальные затраты «Телси+» составили меньше всего 4453 рублей, больше всего затрат «Евро-Молния».

Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ.

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене. Расчет затрат по данной статье заносится в табл. 15.

При приобретении спецоборудования необходимо учесть затраты по его доставке и монтажу в размере 15% от его цены. Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного НТИ и имеющегося в данной

научно-технической организации, учитывается в калькуляции в виде амортизационных отчислений.

Все расчеты по приобретению спецоборудования и оборудования, имеющегося в организации, но используемого для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в табл. 15.

Таблица 15 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
Исп 1	Спецоборудование «Телси+»			
	Датчик избыточного давления Метран-100	2	9 800	22 540
	Датчик температуры ТСМУ Метран-274	2	3 810	8 763
	Преобразователь уровня ПМП-062	1	10 150	11 673
	Электропневматический узел управления (ЭПУУ-7)	14	13 500	217 350
	Корректор объема ЕК270	2	99 900	229 770
	Блок автоматической одоризации газа (БАОГ)	Комплект	420 000	483 000
	Программируемый логический контроллер ВСЕ-5	1	14 750	16 963
	Блоки ввода-вывода серии PLC-4	Комплект	21 000	24 150
	СКАДА-пакет + ПО	Комплект	11 900	13 685
	Итого:			1 027 894
Исп 2	Спецоборудование «EnergyPro»			
	Датчик избыточного давления Метран-100	2	11 100	25 530
	Датчик температуры ТСМУ Метран-274	2	4 400	10 120
	Преобразователь уровня ПМП-062	1	10 370	11 926
	Электропневматический узел управления (ЭПУУ-7)	14	15 400	247 940
	Корректор объема ЕК270	2	105 900	243 570
	Блок автоматической одоризации газа (БАОГ)	Комплект	418 000	480 700
	Программируемый логический контроллер ВСЕ-5	1	16 200	18 630
	Блоки ввода-вывода серии PLC-4	Комплект	23 900	27 485
	СКАДА-пакет + ПО	Комплект	13 500	15 525
	Итого:			1 081 426
Исп 3	Спецоборудование «ЕВРО-Молния»			
	Датчик избыточного давления Метран-100	2	11 900	27 370
	Датчик температуры ТСМУ Метран-274	2	4 500	10 350
	Преобразователь уровня	1	10 800	12 420

	ПМП-062			
	Электропневматический узел управления (ЭПУУ-7)	14	15 250	245 525
	Корректор объема ЕК270	2	106 450	244 835
	Блок автоматической одоризации газа (БАОГ)	Комплект	425 000	488 750
	Программируемый логический контроллер ВСЕ-5	1	15 500	17 825
	Блоки ввода-вывода серии PLC-4	Комплект	22 700	26 105
	СКАДА-пакет + ПО	Комплект	11 900	13 685
	Итого:			1 086 865

Затраты на приобретение спецоборудования ООО «Телси Плюс» составили 1 027 894 рубля, затраты по его доставке и монтажу составили 15% от этой суммы, т.е 154 184 рублей. Затраты на приобретение спецоборудования «EnergyPro» с доставкой и монтажом 1 081 426 рублей, а «ЕВРО-Молния» 1 086 865 рублей.

Основная заработная плата исполнителей темы.

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада. Расчет основной заработной платы сводится в табл. 16.

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

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (8)$$

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

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{\text{осн}}$).

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (9)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;
 T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 8);
 $Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Таблица 16 – Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнитель	Трудоемкость, чел.-дн.			Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., руб.			Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб.		
			Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Постановка задачи	Р	2,5	2,5	4,2	326,58	337,25	343,66	816,45	843,12	1443,37
2	Анализ условий автоматизации (цель, назначение, область использования)	С	9	7,3	6,6	224,12	239,06	234,8	2017,08	1745,14	1549,7
3	Разработка и утверждение технического задания (ТЗ)	Р	4,2	4,9	4,2	326,58	337,25	343,66	1371,63	1652,52	1443,37
		С	4,2	4,9	4,2	224,12	239,06	234,8	941,30	1171,4	986,16
4	Проведение консультаций	Р	8,4	6,6	7,3	326,58	337,25	343,66	2743,27	2225,85	2508,72
		С	8,4	6,6	7,3	224,12	239,06	234,8	1882,61	1577,8	1714
5	Формирование информационной базы, изучение литературы	С	25	24	21	224,12	239,06	234,8	5603	5737,44	520,8
6	Разработка проекта	Р	10,8	10,8	7	326,58	337,25	343,66	3527	3642,3	2405,62
		С	10,8	10,8	7	224,12	239,06	234,8	2420,5	2581,85	1643,6
7	Разработка структурных схем	С	4,2	5,9	5,9	224,12	239,06	234,8	941,3	1410,45	1384,5
8	Разработка функциональной схемы	С	8,4	8	8	224,12	239,06	234,8	1882,61	1912,5	1878,4
9	Выбор технических средств для автоматизации	С	9	5,6	9,8	224,12	239,06	234,8	2017	1338,8	2301
10	Проверка	Р	5	7,3	8,4	326,58	337,25	343,66	1633	2462	1972,32
11	Анализ результатов	Р	6,7	7,3	9	326,58	337,25	343,66	2188	2462	3093
		С	6,7	7,3	9	224,12	239,06	234,8	1501,6	1745,14	2113,2
12	Составление отчетной документации о проделанной работе	С	9,4	7,7	10	224,12	239,06	234,8	2106,72	1848,76	2348
13	Сдача проекта	С	2,5	2,5	2,5	224,12	239,06	234,8	560,3	597,65	587
Итого:			105	101	104				34153,4	28301,2	21751,6

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (10)$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;
 M – количество месяцев работы без отпуска в течение года;
при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

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

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (табл. 17).

Таблица 17 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	118	118
- выходные дни	104	104
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	24	24
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	223	223

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{tc} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (11)$$

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

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

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

k_p – районный коэффициент, равный 0,25 для Новосибирской области.

Заработная плата по **тарифной сетке** Руководителя и Инженера будет определяться:

Исполнение 1: $Z_{tc}(p) = 15\,300$ руб., $Z_{tc}(и) = 10\,500$ руб.

Исполнение 2: $Z_{tc}(p) = 15\,800$ руб., $Z_{tc}(и) = 11\,200$ руб.

Исполнение 3: $Z_{tc}(p) = 16\,100$ руб., $Z_{tc}(и) = 11\,000$ руб.

Отсюда, **месячный должностной оклад руководителя:**

Исп.1: $Z_m = 15\,300 \cdot (1+0,3+0,4) \cdot 0,25 = 6\,502,5$ руб.

Исп.2: $Z_m = 15\,800 \cdot (1+0,3+0,4) \cdot 0,25 = 6\,715$ руб.

Исп.3: $Z_m = 16\,100 \cdot (1+0,3+0,4) \cdot 0,25 = 6\,842,5$ руб.

Месячный должностной оклад инженера:

Исп.1: $Z_m = 10\,500 \cdot (1+0,3+0,4) \cdot 0,25 = 4\,462,50$ руб.

Исп.2: $Z_m = 11\,200 \cdot (1+0,3+0,4) \cdot 0,25 = 4\,760$ руб.

Исп.3: $Z_m = 11\,000 \cdot (1+0,3+0,4) \cdot 0,25 = 4\,675$ руб.

Среднедневная заработная плата руководителя:

Исп.1: $З_{\text{дн}} = 6\,502,5 * 11,2 / 223 = 326,58$ руб.

Исп.2: $З_{\text{дн}} = 6\,715 * 11,2 / 223 = 337,25$ руб.

Исп.3: $З_{\text{дн}} = 6\,842,5 * 11,2 / 223 = 343,66$ руб.

Среднедневная заработная плата инженера:

Исп.1: $З_{\text{дн}} = 4\,462,5 * 11,2 / 223 = 224,12$ руб.

Исп.2: $З_{\text{дн}} = 4\,760 * 11,2 / 223 = 239,06$ руб.

Исп.3: $З_{\text{дн}} = 4\,675 * 11,2 / 223 = 234,8$ руб.

Таблица 18 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители ООО «Телси+»	Разряд	k_t	$З_{\text{тс}}$ руб.	$k_{\text{пр}}$	k_d	k_p	$З_m$ руб.	$З_{\text{дн}}$ руб.	T_p раб. дн.	$З_{\text{осн}}$ руб. ($З_{\text{дн}} * T_p$)
Руководитель	1 кат	1	15 300	0,3	0,4	0,25	6502,5	326,58	26	8 491,08
Инженер	1 кат	1	10 500	0,3	0,4	0,25	4462,5	224,12	68	15 240,16
Итого $З_{\text{осн}}$										23 731,24

Таблица 19 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители «EnergyPro»	Разряд	k_t	$З_{\text{тс}}$ руб.	$k_{\text{пр}}$	k_d	k_p	$З_m$ руб.	$З_{\text{дн}}$ руб.	T_p раб. дн.	$З_{\text{осн}}$ руб. ($З_{\text{дн}} * T_p$)
Руководитель	1 кат	1	15 800	0,3	0,4	0,25	6 715	337,25	27	9 105,75
Инженер	1 кат	1	11 200	0,3	0,4	0,25	4 760	239,06	63	15 060,78
Итого $З_{\text{осн}}$										24 166,53

Таблица 20 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители «ЕВРО-Молния»	Разряд	k_t	$З_{\text{тс}}$ руб.	$k_{\text{пр}}$	k_d	k_p	$З_m$ руб.	$З_{\text{дн}}$ руб.	T_p раб. дн.	$З_{\text{осн}}$ руб. ($З_{\text{дн}} * T_p$)
Руководитель	1 кат	1	16 100	0,3	0,4	0,25	6 842,5	343,66	28	9 622,48
Инженер	1 кат	1	11 000	0,3	0,4	0,25	4 675	234,8	63	14 792,4
Итого $З_{\text{осн}}$										24 414,88

Дополнительная заработная плата исполнителей темы.

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

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} \quad (12)$$

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

Дополнительная заработная плата руководителя:

Исп.1: $Z_{\text{доп}} = 0,13 * 8\,491,08 = 1\,103,84$ руб.

Исп.2: $Z_{\text{доп}} = 0,13 * 9\,105,75 = 1\,183,74$ руб.

Исп.3: $Z_{\text{доп}} = 0,13 * 9\,622,48 = 1\,250,92$ руб.

Дополнительная заработная плата инженера:

Исп.1: $Z_{\text{доп}} = 0,13 * 15\,240,16 = 1\,981,22$ руб.

Исп.2: $Z_{\text{доп}} = 0,13 * 15\,060,78 = 1\,957,9$ руб.

Исп.3: $Z_{\text{доп}} = 0,13 * 14\,792,4 = 1\,923$ руб.

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).

Отчисления во внебюджетные фонды – это обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (13)$$

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

На 2015 г. в соответствии с Федеральным закона от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%.

Таблица 19 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель	8 491,08	9 105,75	9 622,48	1103,84	1183,74	1250,92
Инженер	15 240,16	15 060,78	14 792,4	1981,22	1957,9	1923
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3					
Итого						
Исполнение 1	8044,9 руб.					
Исполнение 2	8192,37 руб.					
Исполнение 3	8276,64 руб.					

Расчет затрат на научные и производственные командировки.

Затраты на научные и производственные командировки исполнителей определяются в соответствии с планом выполнения темы и с учетом действующих норм командировочных расходов различного вида и транспортных тарифов.

Таблица 20 – Командировочные расходы

Наименование расходов	Расходы, Руб.	Примечание
ООО «Телси+»		
Проездные документы	4 400	Поездка на поезде в г.Новосибирск 2 раза
Проживание в гостинице в одноместном номере	3 800	Оплата за 1 сутки 1900 руб
Суточные	2 000	Суточные 500 рублей
Итого: 10 200		
«EnergyPro»		
Проездные документы	6 200	Поездка в г. Томск
Проживание в гостинице	3 000	Оплата за сутки 1500 р
Суточные	1 000	Суточные 500 рублей
Итого: 10 200		
«ЕВРО-Молния»		
Проездные документы	5 900	Поездка в г. Новосибирск 2 раза
Проживание в гостинице	4 000	Оплата за 4 суток. Номер 2-х местный
Суточные	1 200	Суточные 400 рублей
Итого: 11 100		

Накладные расходы.

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (14)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы (16%).

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 21.

Таблица 21 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
1. Материальные затраты НТИ	4 453	5 257	5 480	Пункт 8.4.1
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	1 027 894	1 081 426	1 086 865	Пункт 8.4.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	23 731,24	24 166,53	24 414,88	Пункт 8.4.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	3 085,06	3 141,64	3 173,92	Пункт 8.4.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	8 044,9	8 192,37	8 276,64	Пункт 8.4.5
6. Затраты на научные и производственные командировки	10 200	10 200	11 100	Пункт 8.4.6
7. Контрагентские расходы	-	-	-	-
8. Накладные расходы	172 385,31	181 181,37	182 257,67	16 % от суммы ст. 1-7
Бюджет затрат НТИ	1 249 793,5	1 313 564,9	1 321 368,1	Сумма ст. 1- 8

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

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования (см. табл. 21). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (15)$$

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

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

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

$$I_{\text{финр}1} = 1\,249\,793,5 / 1\,321\,368,1 = 0,946$$

$$I_{\text{финр}2} = 1313564,9 / 1\,321\,368,1 = 0,994$$

$$I_{\text{финр}3} = 1\,321\,368,1 / 1\,321\,368,1 = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (16)$$

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

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;
 b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;
 n – число параметров сравнения.

Таблица 22 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,11	5	4	3
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,125	3	2	2
3. Помехоустойчивость	0,22	3	4	3
4. Энергосбережение	0,38	5	4	4
5. Надежность	0,15	5	3	3
6. Материалоемкость	0,015	4	3	3
ИТОГО	1	4,3	3,6	3,26

$$I_{p-исп1} = 5 * 0,11 + 3 * 0,125 + 3 * 0,22 + 5 * 0,38 + 5 * 0,15 + 4 * 0,015 = 4,3;$$

$$I_{p-исп2} = 4 * 0,11 + 2 * 0,125 + 4 * 0,22 + 4 * 0,38 + 3 * 0,15 + 3 * 0,015 = 3,6;$$

$$I_{p-исп3} = 3 * 0,11 + 2 * 0,125 + 3 * 0,22 + 4 * 0,38 + 3 * 0,15 + 3 * 0,015 = 3,26.$$

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

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{исп.1}^{финр}}, \quad I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{исп.2}^{финр}} \text{ и т.д.} \quad (17)$$

$$I_{исп.1} = 4,3 / 0,946 = 4,54$$

$$I_{исп.2} = 3,6 / 0,994 = 3,62$$

$$I_{исп.3} = 3,26 / 1 = 3,26$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность

проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{cp}$):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (18)$$

Таблица 23 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,946	0,994	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,3	3,6	3,26
3	Интегральный показатель эффективности	4,54	3,62	3,26
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,254	1,39	1,11

В ходе оценки бюджета затрат трёх вариантов исполнения научного исследования и определения интегрального финансового показателя и показателя ресурсоэффективности можно сделать вывод, что рассчитанные финансовые показатели вариантов исполнения и сравнительная эффективность разработки показали самый эффективный проект ООО «Телси +» (вариант исполнения 1). Данная научно-исследовательская разработка представляет интерес для ОАО «Газпром трансгаз Томск», разработанный проект автоматизации позволит сократить человеческие и производственные затраты на обслуживание ГРС и повысить её эффективность и безопасность.

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

7.1. Производственная безопасность

Данный раздел дипломной работы посвящен анализу и разработке мер по обеспечению благоприятных условий труда для оператора газораспределительной станции. Здесь рассматриваются вопросы выявления и анализа вредных и опасных факторов труда, оценки условий труда и разработки мер защиты от них для рабочего места оператора в соответствии с требованиями производственной санитарии, техники безопасности и пожарной безопасности, а так же даются рекомендации по созданию оптимальных условий труда, охране окружающей среды.

7.1.1. Опасные и вредные производственные факторы

Обеспечение безопасности жизнедеятельности человека в значительной мере зависит от правильной оценки опасных и вредных производственных факторов. Одинаковые по тяжести изменения в организме человека могут быть вызваны какими-либо факторами производственной среды, чрезмерной физической и умственной нагрузкой, нервно-эмоциональным напряжением, а также различным сочетанием этих причин.

В ходе разработки дипломного проекта выполнялись:

- анализ и обработка различной документации;
- выбор необходимого оборудования для автоматизации процесса;
- разработка необходимой документации.

Объектом исследования будет выступать рабочее место оператора ГРС, использующего ЭВМ.

Обеспечение здоровых и безопасных условий труда возлагается на администрацию предприятия. Администрация предприятия обязана внедрять современные средства техники безопасности, обеспечивающие санитарно-гигиенические условия и предотвращающие возникновение профессиональных заболеваний рабочих. Производственные здания и сооружения должны отвечать требованиям, обеспечивающим безопасные условия труда. Эти требования включают: рациональное использование территорий; правильное использование оборудования; защиту рабочих от воздействия вредных производственных факторов; содержание

промышленных помещений в соответствии с санитарно-гигиеническими требованиями.

Опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте оператора ГРС:

1. Физические факторы:

- высокое давление транспортируемого природного газа;*
- повышенная (пониженная) температура воздуха;*
- пониженная или повышенная влажность воздуха рабочей зоны;*
- повышенный уровень шума;*
- повышенный уровень ослепленности;*
- повышенный уровень статического электричества;*
- движущиеся машины и механизмы в зоне работ;*
- предметы и инструмент, которые могут упасть с конструкций и оборудования и вызвать травмы;*
- освещение – естественное (отсутствие или недостаточность), искусственное (недостаточная освещенность, прямая или отраженная блескость, пульсация освещенности);*
- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.*

2. Химические факторы:

- токсические (одорант, сероводород, сернистый газ, метанол);*
- малотоксические (природный газ, газоконденсат, окись углерода).*

3. Психофизиологические:

- напряжение зрения;*
- напряжение внимания;*
- физические нагрузки;*

- эмоциональные нагрузки;
- длительные статические нагрузки;
- монотонность труда;
- большой объем информации обрабатываемой в единицу времени;
- нервно-психические: перенапряжение от звуковых приборов сигнализации (влияние на органы слуха).

Обеспечение условий высокопроизводительного и безопасного труда заключается в организации рабочего места и создании нормальных условий труда. При этом должны быть предусмотрены меры по предупреждению или снижению утомляемости работающего. Основными параметрами, характеризующими условия труда, являются микроклимат, освещённость, шум, вентиляция, вибрация, излучение видеотерминалов.

7.1.2. Основные мероприятия по обеспечению безопасного ведения технологического процесса и защиты организма персонала

В соответствии с «Трудовым кодексом РФ» работодатель несет полную ответственность за соблюдение законодательных требований по охране труда. В Барабинском ЛПУ МГ вопросами охраны труда занимается отдел охраны труда и инженер службы пожарной охраны, которые проводят целенаправленную и системную работу по организации безопасных условий труда для работников предприятия.

Работа ОТиПБ по охране труда на предприятии регламентируется действующими государственными стандартами и нормативными документами. Основные задачи и направления работ по охране труда включают в себя следующие:

- *обеспечение безопасных условий труда всех работников предприятия;*
- *проведение аттестации рабочих мест;*
- *организацию обучения по охране труда, инструктажей по безопасности труда и оказанию первой медицинской помощи пострадавшим;*

- организацию контроля за состоянием условий труда на рабочих местах;
- разработка инструкций по охране труда и контроль за выполнением их требований;
- обучение и контроль за правильностью применения работниками средств индивидуальной и коллективной защиты;
- проведение за счет собственных средств обязательных предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в течение трудовой деятельности) медицинских осмотров работников;
- расследование и учет несчастных случаев и профессиональных заболеваний.

В целях обеспечения требований охраны труда, осуществления контроля за их выполнением, на предприятии создана служба охраны труда.

Ответственность и контроль за деятельностью службы осуществляет главный инженер ЛПУ. Общественный контроль по охране труда выполняется трехступенчато.

Первая ступень – контроль выполняется ежедневно инженером ГРС. Результаты контроля заносятся в журнал. В случае обнаружения грубых нарушений правил и норм охраны труда приостанавливается работа вплоть до устранения этих нарушений.

Вторая ступень – контроль выполняется комиссией, возглавляемая начальником службы совместно с инженером из службы по охране труда не реже двух раз в месяц. На этой ступени проверяется работа первой ступени, выполнение ранее намеченных мероприятий по охране труда, исправность оборудования, соблюдение рабочими правил техники безопасности, наличие средств защиты и противопожарных средств, санитарные условия труда, соблюдение установленного режима труда и отдыха, а также трудовой дисциплины. Результаты проверки заносятся в журнал.

Третья ступень – контроль проводит комиссия, возглавляемая главным инженером не реже одного раза в квартал. На этой ступени проверяется организация и результаты работы первой и второй ступени, выполнение мероприятий по улучшению охраны труда, выполнение

мероприятий, предусмотренных материалами расследования тяжёлых и групповых несчастных случаев, планово-предупредительного ремонта, обеспечение рабочих спецодеждой, организацию профилактического обследования рабочих, подготовку персонала к работе в аварийных условиях.

Результаты проверки оформляются актом и в недельный срок обсуждаются на совещании у начальника службы.

К основным мероприятиям по обеспечению безопасного производства можно отнести:

1. Ответственность работодателя и руководителей структурных подразделений за создание и обеспечение безопасных условий труда.

В подразделениях ответственность за создание и обеспечение безопасных условий труда возложена на руководителей подразделений. Администрация предприятия несёт уголовную и административную ответственность за невыполнение правил и норм охраны труда.

2. Обучение и инструктаж работников по охране труда.

Все работники предприятия проходят обучение по охране труда и проверку знаний требований охраны труда в порядке, определенном Правительством Российской Федерации. Контроль за своевременностью и качеством обучения работающих охране труда в подразделениях предприятия осуществляет отдел охраны труда.

Практическое обучение новых рабочих безопасным методам и приёмам труда осуществляется на специально созданной для этого учебно-производственной базе предприятия под руководством мастера производственного обучения, а затем на рабочих местах под руководством мастера производственного обучения или квалифицированного рабочего, не освобождённого от основной работы.

Руководители и специалисты организаций проходят специальное обучение по охране труда в объёме должностных обязанностей при поступлении на работу в течении первого месяца, далее по мере необходимости, но не реже одного раза в три года.

3. Порядок допуска к работе.

Все вновь принятые работники при поступлении на работу проходят медицинский осмотр, кандидат при прохождении медицинского осмотра не должен иметь медицинских противопоказаний. В процессе производственной деятельности работник, занятый во вредных условиях труда проходит ежегодный медицинский осмотр по утверждённому графику предприятия.

Вводный инструктаж проводит инженер по охране труда. Первичный инструктаж на рабочем месте, повторный, внеплановый, целевой проводит непосредственный руководитель участка (руководитель работ). Первичный инструктаж на рабочем месте проводится по программам, разработанным и утверждённым руководителями производственных и структурных подразделений предприятия, соответствующих правил, норм и инструкций по охране труда, производственных инструкций и другой технической документации.

Целевой инструктаж проводят с работниками перед производством работ повышенной опасности, на которые оформляется наряд-допуск или разрешение. Проведение целевого инструктажа фиксируют в наряде-допуске на производство работ. Знания, полученные при инструктаже, проверяет работник, его проводивший. Работающий, получивший инструктаж и показавший неудовлетворительные знания, к работе не допускается. Он обязан вновь пройти инструктаж.

4. Обеспечение инструкциями по охране труда.

В ООО «Газпром трансгаз Томск» проводится разработка инструкций по охране труда. Каждая инструкция утверждается генеральным директором или главным инженером, и рассылается по подразделениям.

Перечни действующих инструкций по охране труда утверждаются ежегодно. Пересмотр инструкций по охране труда осуществляется один раз в три года, а также при изменении технологии или введении новых нормативных актов. В каждом подразделении имеется комплект необходимых инструкций. Ознакомление работников с должностными инструкциями проводится под роспись.

5. Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты.

Администрация предприятия по согласованию с профсоюзным комитетом устанавливает на основании отраслевых норм перечни работ и

профессий, дающих право рабочим и служащим на бесплатное получение спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты.

На работах связанных с загрязнением, выдаётся бесплатно мыло по установленным нормам. На работах, где возможно воздействие на кожу вредодействующих веществ, выдаются бесплатно по установленным нормам смягчающие и обезвреживающие средства.

7.1.3. Меры и средства обеспечения пожаробезопасности

Пожарная безопасность – состояние объекта, при котором исключается возможность пожара, а в случае его возникновения предотвращается воздействие на людей опасных факторов пожара и обеспечивается защита материальных ценностей.

Пожарная безопасность обеспечивается системой предотвращения пожара и системой пожарной защиты. Во всех служебных помещениях обязательно должен быть «План эвакуации людей при пожаре», регламентирующий действия персонала в случае возникновения очага возгорания и указывающий места расположения пожарной техники.

Источниками зажигания могут быть электронные схемы от ЭВМ, приборы, применяемые для технического обслуживания, устройства электропитания, кондиционирования воздуха, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов.

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся: аварийный запас воды, огнетушители порошковые и углекислотные, сухой песок, асбестовые одеяла.

В служебных помещениях вывешены «Планы эвакуации людей при пожаре», регламентирующие действия персонала в случае возникновения очага возгорания и указывающий места расположения пожарной техники. В необходимых местах размещены ручные огнетушители (углекислотные ОУ-5 в количестве 2шт). Средствами обнаружения и оповещения о пожаре являются автоматические датчики-сигнализаторы о пожаре, реагирующие на повышение температуры.

Противопожарная подготовка рабочих должна включать противопожарный инструктаж (вводный, первичный, на рабочем месте, повторный, внеплановый и целевой), а также занятия по пожарно-техническому минимуму. Запрещается допускать к работе операторов ГРС,

не ознакомленных под роспись с планом локализации и ликвидации аварий на данной ГРС.

Въезд автотранспортной техники на территорию без искрогасителей запрещается. Запас искрогасителей должен быть в количестве 3-5 штук для основных видов техники и храниться в металлическом ящике на территории ГРС.

Территорию ГРС следует отделять от прилегающих лесных, степных массивов минерализованной полосой, шириной не менее 6 метров, а также сама территория должна периодически выкашиваться от травянистой и кустарниковой растительности, очищаться от скошенной травы, горючего мусора и отходов.

Дороги, проезды и подъезды к объектам ГРС, а также подступы к пожарному инвентарю и средствам связи, предусмотренных для сообщения о пожаре и вызова пожарной охраны должны быть всегда свободными, содержаться в исправном состоянии, а зимой – быть очищены от снега и наледи.

Меры пожарной безопасности, осуществляемые на ГРС, и действия оператора должны быть направлены в первую очередь на защиту жизни и здоровья людей и предупреждение воздействия на них опасных факторов пожара.

Запрещается работать переносными электроизмерительными приборами общего назначения во взрывоопасных зонах внутри помещений и наружных установок ГРС.

Во взрывоопасных помещениях ГРС класса В-1а необходимо применять переносные электрические светильники напряжением не более 12 В во взрывозащищенном исполнении.

Эксплуатация водогрейных котлов на ГРС и в домах оператора должна осуществляться в соответствии с инструкцией и Правилами безопасности в газовом хозяйстве. Инструкция по эксплуатации оборудования должна вывешиваться у газовых приборов.

Установки автоматической и электрической (с ручными извещателями) пожарной сигнализации, оповещения людей о пожаре и управления эвакуацией людей при пожаре, смонтированные на объекте, должны соответствовать техническому паспорту и подлежат эксплуатационному и техническому обслуживанию, а также планово-предупредительному ремонту, с целью поддержания установок и средств сигнализации в

постоянной готовности к действию. При эксплуатации извещателей в помещениях, горючие и трудногорючие материалы должны располагаться от них на расстоянии не менее 0,9, а не горючие 0,5 метра.

Операторная должна быть обеспечена телефонной связью и исправными электрическими фонарями в количестве не менее 2 шт.

Установки пожарной автоматики должны находиться в исправном состоянии и постоянной готовности, и соответствовать проектной документации.

Курение на территории, в помещениях, на технологических установках и охранной зоне ГРС запрещено.

Пролитый на пол или землю одорант необходимо нейтрализовать 10%; водным раствором хлорной извести, и удалить в закрытую систему утилизации. Запрещается сыпать на пролитый одорант сухой порошок хлорной извести – это может вызвать возгорание. Землю на месте пролитого одоранта после нейтрализации следует перекопать и вторично обработать раствором хлорной извести.

Для тушения пожаров на ГРС применяют огнетушители, переносные установки. К ручным огнетушителям относятся пенные, углекислотные, и порошковые. Пенные огнетушители используются для тушения пожара и обладают следующими достоинствами: простотой, легкостью, быстротой приведения огнетушителя в действие и выбрасыванием жидкости в виде струи.

Возможность быстрой ликвидации пожара зависит от своевременного оповещения о пожаре. Распространенным средством оповещения является телефонная связь. Также быстрым и надежным видом пожарной связи является электрическая система, которая состоит из 4 частей: прибора-извещателя (датчиков), которые устанавливаются на объекте и приводятся в действие автоматически; приемной станции, принимающей сигналы от получателя; системы проводов, соединяющей датчики с приемной станцией; аккумуляторных батарей.

Автоматические пожарные извещатели в зависимости от воздействующего фактора бывают дымовыми, тепловыми и световыми. Дымовой фактор реагирует на появление дыма. Тепловой на повышение температуры воздуха в помещении. Световой – на излучение открытого пламени. Тепловые автоматические извещатели по типу применяемого

чувствительного элемента делятся на биметаллические, термопарные и полупроводниковые.

7.1.4. Методы и средства обеспечения электробезопасности

К защитным мерам от опасности прикосновения к токоведущим частям электроустановок относятся: изоляция, ограждение, блокировка, пониженные напряжения, электрозащитные устройства, сигнализация и плакаты. Надежная изоляция проводов от земли и корпусов электроустановок создает безопасные условия для работы обслуживающего персонала.

Согласно ПУЭ, сопротивление изоляции силовых проводников и электрооборудования в электроустановках напряжением до 1000 В не менее 5 МОм .

При обслуживании и ремонте электроустановок и электросетей обязательно использование электрозащитных средств, к которым относятся: изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками, диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, калоши, коврики, указатели напряжения. Для предупреждения персонала о наличии напряжения в электроустановках применяется световая сигнализация. Световая сигнализация выполнена светосигнальной арматурой AD-22DS, установленной на шкафах с электрооборудованием.

С целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током применяются предупреждающие плакаты (“Стой! Напряжение”, “Не влезай! Убьет”), предписывающий (“Работать здесь”) и указательный (“Заземлено”).

Для устранения опасности поражения электротоком в случае прикосновения к корпусу и другим нетоковедущим частям, оказавшимся под напряжением вследствие замыкания на корпус и по другим причинам используется защитное заземление.

Инструктаж по электробезопасности и проверку знаний и навыков проводится непосредственно на рабочем месте.

На территории ГРС предусматривается система молниезащиты зданий, сооружений и оборудования, а также защита от статического электричества.

7.1.5. Защита от статического электричества

Органы управления техническими средствами ПЭВМ, устройства ввода-вывода, средства диагностики и контроля работы исключают накопление статического электричества в опасных количествах. Отдельные блоки ЭВМ эксплуатируются с устройствами снятия электрического заряда.

Заземление применяется на всех электропроводных элементах технологического оборудования и других объектах, на которых возможно возникновение или накопление электростатических зарядов.

Статическое электричество – явление, вызванное накоплением и концентрацией электрических зарядов в процессе электризации. Электризация – явление, возникающее при трении некоторых материалов, находящихся в твердой, жидкой и газообразной фазе и во взаимном перемещении.

Это явление происходит на технологических установках БЛПУ МГ: изолированных газопроводах с газом, при сливе-наливе, хранении ГСМ. Статическое электричество представляет опасность для обслуживающего персонала. Искусственные разряды, возникающие при электризации, могут привести к взрывам и пожарам, например искра, образующая при разности потенциалов 1 кВ, может воспламенить бензин, а при протекании бензина по трубам может происходить процесс электризации с разностью потенциалов до 3 кВ.

Электризация является трудноконтролируемым процессом, поэтому существует ряд мер, которые помогают преодолеть проявления статического электричества:

- заземление технологических установок;
- увеличение относительной влажности воздуха до 70% и более;
- неметаллические рукава и трубопроводы должны иметь сопротивление не менее установленного нормативной документацией;
- полы должны быть токопроводящими.

7.1.6. Молниезащита

Молниезащита на объектах БЛПУМГ выполнена по 1 категории, зона защиты А. Конструктивно защита выполнена отдельно стоящими стержневыми молниеотводами либо совмещенными с осветительными

мачтами. Так на ГРС «Куйбышев» установлены стержневые молниеотводы высотой 16 и 26 метров, высота которых позволяет защитить всю площадь станции.

В зону молниезащиты входит пространство, внутри которого здание или сооружение защищено от прямых ударов молнии с надежностью не ниже определенного значения. Различают по степени надежности молниезащиты два типа зон:

А – зона, обладающая высокой степенью надежности 99,5% и выше;

Б – зона, обладающая высокой степенью надежности 95% и выше.

Защита от вторичных проявлений молнии предусматривает следующее: все оборудование, установленное в защищенном здании, должно быть присоединено к заземляющему контуру объекта. От заноса высокого потенциала в здания по трубопроводам, необходимо эти трубопроводы на вводе в здание соединить с основной системой управления потенциалов.

Персоналу при эксплуатации технологических установок необходимо следить за состоянием элементов молниезащиты: не должно быть обрывов токоотводов, следов коррозии, токоотводы должны быть покрашены, оборудование должно быть заземлено. 1 раз в год перед грозовым сезоном, проводят измерения сопротивления растеканию заземления. При превышении сопротивления растеканию установленных в НТД значений, а также повышении его в сравнении с предыдущими результатами измерения, проводят выборочную шурфовку заземляющего контура, по результатам обследования принимается решение о ремонте заземления молниезащиты. Техническую эксплуатацию молниезащиты осуществляет электрический персонал Барабинского ЛПУМГ.

7.1.7. Электромагнитные излучения

Источниками электромагнитных полей являются любые электрические приборы. При нахождении в помещении операторной большое влияние оказывает электромагнитное излучение, создаваемое ЭВМ: излучение видеокабеля и системного блока. Современные ЭВМ выпускаются заводом-изготовителем со специальной металлической защитой внутри системного блока для уменьшения фона электромагнитного излучения.

При нахождении оператора в помещениях ГРС для осмотра оборудования влияние оказывает излучение создаваемое: блоками

автоматики КИПиА и шкафом управления электрооборудованием. Степень воздействия электромагнитных излучений на организм человека зависит от диапазона частот, интенсивности воздействия соответствующего фактора, продолжительности облучения, характера излучения, режима облучения, размеров облучаемой поверхности тела и индивидуальных особенностей организма.

Критерием безопасности для человека, находящегося в электрическом поле промышленной частоты, принята напряжённость этого поля. Одним из наиболее эффективных и часто применяемых методов защиты от низкочастотных излучений и радиоизлучений является экранирование. Для экранов используются, главным образом, материалы с большой электрической проводимостью.

7.1.8. Безопасность в чрезвычайных ситуациях на ГРС

На основе анализа статистических данных об авариях на ГРС прогнозируются следующие чрезвычайные ситуации:

- отключение электроэнергии;
- взрыв газо-воздушной смеси в блоках станции;
- пожар в блоках станции;
- террористические акты.

Отключение электроэнергии на ГРС происходит при аварийных и ненормальных режимах работы в системе электроснабжения релейной защитой. При отключении электроэнергии могут возникнуть чрезвычайные ситуации, при которых отсутствие напряжения может привести к большому ущербу. В связи с этим на ГРС предусмотрен автономный источник питания – дизель электростанция, предназначенная для питания защиты и вспомогательного оборудования, так называемых нулевых нагрузок и исключения вредных последствий.

Для защиты от террористических актов на территории ГРС предусмотрена служба военизированной охраны, оснащенной помимо всего системой видеоконтроля территории.

Для ликвидации чрезвычайных ситуаций на ГРС предусмотрен план ликвидации аварийных ситуаций (ПЛАС) и все действия, направленные на устранение ЧС выполняются согласно этому плану.

На предприятии предусмотрены плановые учения (тренировки), на которых отрабатываются действия и поведение персонала ГРС при возникновении той или иной чрезвычайной ситуации.

Наиболее опасной для производства и жизни людей чрезвычайной ситуацией является взрыв.

Служба ГО и ЧС Барабинского ЛПУМГ находится в полной готовности к ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

Для обеспечения безопасности ГРС БЛПУМГ рекомендую систематически проводить учения и инструктаж персонала по безопасности и правилам поведения в ЧС, планировать и осуществлять мероприятия по повышению устойчивости функционирования ГРС и обеспечению безопасности рабочих и служащих.

Заблаговременное планирование мероприятий и своевременная их реализация на ГРС позволит уменьшить вероятность возникновения ЧС, что обеспечит устойчивость работы станции в любых экстремальных ситуациях.

7.2. Производственная санитария

Санитарно-бытовые условия труда для персонала обеспечиваются за счет комплекса санитарно-бытовых помещений, располагаемых в операторной ГРС.

Санитарно-бытовые помещения:

- гардеробная комната;
- туалетная комната;
- комната для приема пищи.

Гардеробная рассчитана на шесть человек, в настоящий момент гардеробной пользуются пять человек.

Комната для приема пищи и отдыха рассчитана на единовременное пребывание двух человек и оборудована: микроволновой печью, комфорочной печью, холодильником, чайником, обеденной зоной, дивном и раковиной для мытья рук. В комнате также установлен куллер с питьевой водой.

Водоснабжение на бытовые и санитарно-хозяйственные нужды осуществляется от сетей хозяйственно-питьевого водоснабжения. Представляющую собой систему трубопроводов, оборудованных необходимой арматурой для целей регулирования, ремонта, а также отбора воды на цели пожаротушения. Расход питьевой воды в смену на каждого рабочего – не менее 45л.

На ГРС предусмотрена отдельная система канализации производственных, бытовых сбросов и дождевых вод.

7.3. Микроклимат производственных помещений

Комфортность труда и высокая производительность на рабочем месте оператора зависит от микроклимата в помещении, где оно располагается. Микроклимат определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха. Оптимальные и допустимые значения характеристик микроклимата приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Оптимальные и допустимые значения характеристик микроклимата

Период года	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения
Холодный и переходный	20-24	40-60	до 0,1
Тёплый	23-25	40-60	0,1-0,2

По степени физической тяжести работа оператора относится к категории лёгких работ. Нормальные значения параметров микроклимата в помещении, где находится рабочее место оператора, в течение всего года поддерживаются, благодаря установленному кондиционеру, и имеют следующие значения: влажность 40%, скорость движения воздуха 0,1 м/с, температура летом 20..25°С, зимой 15..20°С.

7.4. Шум

Одним из неблагоприятных факторов, воздействующих на оператора ГРС в рабочее время, является шум. В результате происходит снижение производительности труда, увеличивается брак в работе, создаются предпосылки к возникновению несчастных случаев. Неблагоприятное действие шума на человека зависит не только от уровня звукового давления,

но и от частотного диапазона шума (наиболее важный для слухового восприятия интервал от 45 до 10000 Гц), а также от равномерности воздействия в течение рабочего времени. При выполнении работы в операторной, уровень шума на рабочем месте не должен превышать 80 дБА.

Меры борьбы с шумом:

- подавление шума в источниках;
- предупреждение распространения шума – звукоизоляция и звукопоглощение;
- увеличение расстояния от источника шума;
- рациональный режим труда и отдыха;
- применение средств индивидуальной защиты – беруши.

Для снижения шума в помещении оператора ГРС используется метод звукопоглощения, основанный на переходе энергии звуковых колебаний частиц воздуха в теплоту на трение в порах звукоизолирующего материала.

7.5. Освещение

Естественное освещение положительно влияет не только на зрение, но также тонизирует организм человека в целом и оказывает благоприятное психологическое воздействие. В связи с этим по санитарным нормам и правилам все помещения должны иметь естественное освещение. Оно бывает боковым, верхним и комбинированным. 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 $E_T=300$ лк.
- Освещенность рабочего стола должна быть не менее $300\div 500$ 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/м^2 ;

- Светильники местного освещения должны иметь не просвечивающий отражатель.

Приведем проверочный расчет искусственного освещения в помещении.

В помещении операторной освещение будет осуществляться шесть светильников типа OPELLA 414 (4*14Вт). Световой поток каждой лампы $F=1350$ лм. Схема размещения светильников в операторной приведена на рис. 30.

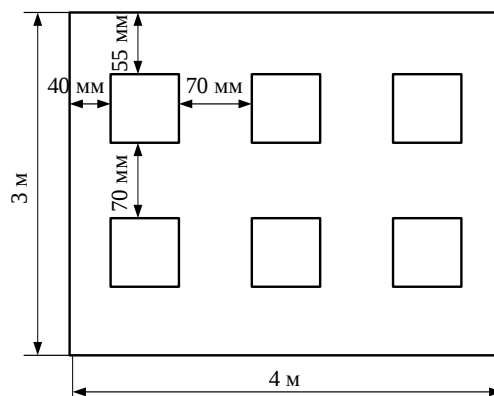


Рисунок 30 – Схема размещения светильников.

$$E = \frac{F \cdot N \cdot n}{S \cdot k \cdot z}$$

где F – световой поток каждой из ламп, лм;

E – нормируемая минимальная освещенность, лк;

S – площадь рабочего помещения, м²;

z – коэффициент неравномерности освещения ($z = 1,1$ – для светильников с люминесцентными лампами);

k – коэффициент запаса, учитывающий запыленность светильников и их износ ($k = 1,5$, то есть для помещений с малым выделением пыли);

N – количество ламп;

n – коэффициент использования светового потока.

В помещении операторной имеется 24 светильника, следовательно,

$$N = 6 \cdot 4 = 24 \text{ лампы.}$$

Для определения n необходимо определить коэффициент отражения стен $R_{ст}$, коэффициент отражения потолка $R_{п}$, что учитывается величиной i – индексом помещения.

Индекс помещения определяется по формуле:

$$i = \frac{S}{h \cdot (a + b)}$$

где S – площадь рабочего помещения (м);

h – высота подвеса светильников (м);

a, b – стороны помещения (м).

В данном случае :

$$i = \frac{12}{3 \cdot (4+3)} = 0.57$$

Из таблицы «Значения коэффициентов отражения потолка и стен»:

$R_{ст} = 50\%$, $R_{п} = 70\%$.

Из таблицы «Коэффициент использования светового потока светильников с люминесцентными лампами» следует, что коэффициент использования равен 0,25.

Определим нормированное значение минимальной искусственной освещенности для операторной. Известно, что минимальная освещенность при использовании ПЭВМ составляет $E_n = 300$ лк.

Скорректируем величину освещенности E_n , т.к. с течением времени освещенность за счет уменьшения светового потока ламп и загрязнения светильника уменьшается.

Таким образом, минимальная освещенность в операторной должна быть:

$$E_t = 300 \cdot 1.5 = 450 \text{ лк.}$$

Подставляя известные теперь значения в формулу, получаем:

$$E = \frac{1350 \cdot 24 \cdot 0.25}{12 \cdot 1.1 \cdot 1.5} = 509 \text{ лк}$$

Следовательно, существующее искусственное освещение удовлетворяет требуемым условиям.

7.6. Экологическая безопасность проекта

Вследствие развития научно-технического прогресса, постоянно увеличивается возможность воздействия на окружающую среду, создаются предпосылки для возникновения экологических кризисов. В то же время прогресс расширяет возможности устранения создаваемых человеком ухудшений природной среды.

К серьезным факторам нанесения вреда здоровью человека относится повышение фона электромагнитного излучения от многочисленных электротехнических устройств, повышение звукового фона в среде (инфра- и ультразвуки, слышимый шум), а также повышение радиоактивного фона. Электромагнитный и радиоактивный фоны непосредственно связаны с ЭВМ.

С увеличением количества компьютерных систем, внедряемых в производственную сферу, увеличится и объем потребляемой ими

электроэнергии, что влечет за собой увеличение мощностей электростанций и их количества. И то и другое не обходится без нарушения экологической обстановки. Рост энергопотребления приводит к таким экологическим нарушениям, как:

- изменение климата — накопление углекислого газа в атмосфере Земли (парниковый эффект);
- загрязнение воздушного бассейна другими вредными и ядовитыми веществами;
- загрязнение водного бассейна Земли;
- опасность аварий в ядерных реакторах, проблема обезвреживания и утилизации ядерных отходов;
- изменение ландшафта Земли.

Автоматизация работ в различных отраслях позволяет повысить надежность, что достигается путем внедрения современных технологий автоматизации технологических процессов.

Постоянное развитие компьютерной техники ведет к возникновению все новых и новых экологических проблем, решение которых становится важнейшей задачей человечества. Защита окружающей среды - это комплексная проблема, требующая усилий всего человечества.

7.6.1. Выбросы в атмосферу и охрана окружающей среды

Экологичность проекта рассматривается согласно правил и норм, изложенных в санитарных и природоохранных законодательных документах. Критерием экологической чистоты объекта новой техники, технологического процесса производства или его эксплуатации служит количество отходов, образующихся при эксплуатации оборудования с учетом их токсичности.

Внедрение данного проекта, а именно системы автоматизации ГРС, способствует своевременному обнаружению различных неисправностей, правильному автоматическому реагированию системы на различные виды аварий, способствует сокращению энергетических затрат, увеличению межремонтного времени оборудования ГРС, а также работе технологического оборудования и питающей электрической сети в «щадящих» режимах.

Предусматриваемые проектом системы и средства автоматизации обеспечивают автоматическую защиту и блокировку оборудования в

соответствии с требованиями действующих норм и правил безопасности, охраны труда, защиты окружающей среды, противопожарных мероприятий.

В состав ГРС, кроме технологических блоков с газопроводом входят: электрооборудование; система водоснабжения и теплоснабжения, вентиляция, канализация, пожаротушения, автоматики и телемеханики.

Основными источниками выбросов являются: природный газ стравливаемый с технологических трубопроводов в атмосферу. Часть отходов предприятия идет на утилизацию или подвергается захоронению (к этим загрязнениям относится пирофорные отложения, которые вычищаются с емкостей и сосудов после внутреннего ремонта).

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу ГРС, приведен в таблице 24.

При эксплуатации ГРС, АГРС, ГРП допускаются выбросы природного газа (включающие одорант, если газ поступает одорированным), величина которых зависит от состава и типа установленного технологического оборудования:

- при продувке пылеуловителей в конденсатосборник (*залповый выброс*) при централизованном обслуживании - 1 раз в неделю, надомном, вахтенном обслуживании - ежемесячно;
- при периодических отключениях пылеуловителей или фильтров для внутреннего осмотра или ремонта, очистки или замены сменных элементов (*залповый выброс*) - 1 раз в год;

Таблица 24 – Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух на ГРС

Код	Название вещества	ПДК _{мр.} (ОБУВ)		Источник выделения
0410	Метан	50	мг/м ³	Технологическое оборудование
1716	Одорант- СПМ	5·10 ⁵	мг/м ³	
0301	Диоксид азота	0,2	мг/м ³	Котельная, подогреватели газа
0304	Оксид азота	0,4	мг/м ³	

0330	Диоксид серы	0,5	мг/м3	
0337	Оксид углерода	5	мг/м3	
0703	Бенз/а/пирен	1×10 ⁻⁶	мг/м3	

- при проверке работоспособности предохранительных клапанов (*залповый выброс*) - 1 раз в 10 дней зимой и 1 раз в месяц летом;
- из блока редуцирования давления при ремонте-осмотре регуляторов давления (*залповый выброс*) - 1 раз в год;
- при аварийных утечках из запорной арматуры или технологического оборудования при их неисправностях;
- при ремонтных работах на обвязке и технологическом оборудовании (сравливание, продувка газа в атмосферу) - по мере необходимости.

Источниками выделения продуктов сгорания природного газа на ГРС, АГРС, ГРП в зависимости от установленного оборудования могут быть:

- подогреватели природного газа;
- котельные малой производительности.

Залповые (кратковременные) выбросы природного газа учитываются в годовых нормативах выбросов.

В проектах нормативов ПДВ дается расчетная оценка воздействия залповых выбросов на атмосферный воздух (мощность выбросов в г/с и приземное максимальное загрязнение в ближайшей жилой застройке).

Аварийные выбросы не нормируются. Организуется учет фактических аварийных выбросов за истекший год, включаемых в годовую отчетность по форме № 2-ТП (воздух). Для их предотвращения разрабатываются и проводятся профилактические мероприятия.

Для предупреждения и своевременной ликвидации утечек предусмотрен систематический контроль герметичности оборудования, арматуры, сальниковых уплотнений, сварных и фланцевых соединений, трубопроводов.

Предусмотренные мероприятия по предупреждению утечек:

- регулярный профилактический осмотр запорной арматуры на всех линиях редуцирования, включая байпас и свечи;

- периодическая набивка смазки в краны;
- контроль загазованности в зале редуцирования с помощью газоанализаторов-сигнализаторов;
- использование фторопластовых уплотнений;
- обнаружение источников утечек обмыливанием.

При проведении расчетов рассеивания загрязняющих веществ в соответствии с [10] максимальный уровень загрязнения определяется для условий полной загрузки основного технологического оборудования и их нормальной работы, а также при условии, что залповые выбросы одновременно не производятся. Уровень загрязнения атмосферы рассчитывается отдельно для каждого вредного вещества.

7.6.2. Определение выбросов загрязняющих веществ

Расчет содержания одоранта - СПМ в выбросах.

В настоящее время в качестве одоранта используется одорант - СПМ (смесь природных меркаптанов). Расчет выбросов одоранта производится при всех технологических выбросах одорированного природного газа.

Одорант представляет собой смесь низкокипящих меркаптанов: 30% этил меркаптана, 50-60% пропилмеркаптанов и 10-20% изобутилмеркаптанов или 50-75% этилмеркаптана, 5-25% пропилмеркаптанов, 1 -4% изобутилмеркаптанов.

Количество выбросов одоранта – СПМ определяется пересчетом по данным прямых замеров содержания меркаптановой серы в природном газе (обязательный анализ при определении параметров транспортируемого газа).

Расчет выбросов природного газа при продувках.

Планово-предупредительные ремонты и другие работы по нормальной эксплуатации технологического оборудования (освидетельствование аппаратов, сосудов, работающих под давлением) сопровождаются выбросами газа в атмосферу.

Объем газа V_2 (м³), выбрасываемый в атмосферу при опорожнении технологического оборудования, определяется в соответствии с формулой:

$$V_2 = \frac{V \cdot P \cdot T_{см}}{P_{см} \cdot T \cdot Z}, \quad (20)$$

где V - геометрический объем технологического оборудования, опорожняемого перед ремонтом или освидетельствованием, м^3 ;

P_{cm}, T_{cm} - давление и температура при стандартных условиях ($P_{cm} = 1,033 \text{ кгс/см}^2$, $T_{cm} = 293,150 \text{ К}$);

P, T - рабочее давление и температура (перед опорожнением), кгс/см^2 , К ;

z - коэффициент сжимаемости газа при рабочих параметрах.

Для минимизации выбросов природного газа продувки компрессоров, другого технологического оборудования, газопроводов при вводе в эксплуатацию после ремонтных работ выполняются с использованием инертного газа (азота).

Расчет выбросов природного газа при проверке работоспособности предохранительного клапана.

Выброс газа от предохранительного клапана происходит при проверке его работоспособности. Объем сбрасываемого газа $V_z(\text{м}^3)$ определяется по формуле:

$$V_z = 37,3 \cdot F \cdot K_k \cdot P \cdot \sqrt{\frac{z}{T}} \cdot \tau, \quad (21)$$

где F - площадь сечения клапана, м^2 ;

K_k - коэффициент расхода газа клапаном (паспортные данные);

P, T - рабочее давление и температура, МПа , К соответственно;

z - коэффициент сжимаемости газа;

τ - время проверки работоспособности предохранительного клапана, с .

Расчет выбросов загрязняющих веществ при сжигании газа в водогрейных котлах.

Определение параметров выбросов загрязняющих веществ (диоксид азота, оксид азота, оксид углерода, диоксид серы, бенз(а)пирен) рассчитывается на основе прямых замеров.

Максимальный расход топливного газа ($\text{м}^3/\text{ч}$) на агрегат определяется (при отсутствии замерных устройств) по формуле:

$$V_z = \frac{P}{\eta Q}, \quad (22)$$

где P - теплопроизводительность котла, Ккал/ч , или Дж/ч ;

Q - теплотворная способность топливного газа, Ккал/м^3 или Дж/м^3 ;

η - КПД котла.

Оценка максимально-возможных аварийных выбросов природного газа (утечек) от запорно-регулирующей арматуры.

Объемы аварийных выбросов (утечек) газа (г/с, т/год) от запорно-регулирующей арматуры (фланцевых соединений и уплотнений) в периоды от обнаружения до их ликвидации определяются по среднестатистическим данным величин утечек газа и доли уплотнений, потерявших герметичность:

$$M = A \cdot c \cdot a \cdot n_1 \cdot n_2, \quad (23)$$

$$G = M \cdot \tau, \quad (24)$$

где A - расчетная величина аварийного выброса (утечки), равная 0,021 кг/ч;

c - массовая концентрация компонента газа в долях единицы (одорант - СПМ определяется как отношение m/ρ_z);

a - расчетная доля уплотнений, потерявших свою герметичность, - 0,293;

n_1 - общее количество единиц запорно-регулирующей арматуры;

n_2 - количество фланцев на одном запорном устройстве;

τ - усредненное время эксплуатации запорно-регулирующей арматуры, потерявшей герметичность, ч.

Мероприятия по сокращению выбросов в периоды неблагоприятных метеоусловий (НМУ).

Для периодов НМУ предусмотрены следующие организационно-технические мероприятия по уменьшению и предотвращению выбросов:

- усиление контроля над точным соблюдением технологического регламента эксплуатации ГРС, а также работой КИП и автоматики (с целью предупреждения аварийных ситуаций, аварийных выбросов);
- запрещение (по возможности) выполнения плановых ремонтов и технического освидетельствования технологического оборудования, сопровождаемых залповыми выбросами;
- усиление контроля над работой котельной.

7.6.3. Мероприятия по снижению выбросов вредных веществ в атмосферу

С ГРС «Куйбышев» потребителю поступает одорированный газ (таблица 25).

Таблица 25 – Физико-химические показатели природного газа (данные замеров хим. лаб. БЛПУ МГ)

Наименование	Значение
1 Метан, % (по объему)	97.24
Этан	1.04
Пропан	0.208
Азот	1.245
Углекислый газ	0.156
2 Содержание меркаптановой серы, г/м ³	0.0093
3 Плотность, кг/м ³	0.689
4 Теплота сгорания низшая, МДж/м ³	33.52
5 Механические примеси и влага	нет

При поступлении неодорированного газа на ГРС предусмотрено использование полностью закрытой системы одоризации газа: одорант хранится в герметичной емкости и при эксплуатации установки (одоризатора) выбросов одоранта – СПМ в атмосферный воздух нет. Доставка одоранта на ГРС осуществляется в специальных контейнерах, рассчитанных на высокое рабочее давление (эти контейнеры могут быть оснащены специальными баллонами с азотом, позволяющими создать в контейнере давление, требуемое для свободного стока одоранта в емкость хранения). При отсутствии таких баллонов на ГРС предусмотрена возможность создания требуемого давления в контейнере природным газом, подаваемого с помощью специального редуктора от входного (высокого давления) газопровода. Образующаяся при этом смесь паров одоранта – СПМ с природным газом путем перекачивания направляется в выходной газопровод.

Перед стравливанием газа из емкости хранения одоранта (при остановке ее на плановое освидетельствование - осмотр) предусмотрена длительная продувка емкости в выходной трубопровод ГРС (до полного удаления паров одоранта). Поэтому при открытии этой емкости в атмосферу выделяется только природный газ.

При поступлении одорированного газа все залповые выбросы природного газа содержат одорант – СПМ.

Для продувок (перед первоначальным заполнением системы при вводе в эксплуатацию, а также при проведении ремонтно-профилактических работ) технологического оборудования и коммуникаций предусматривается использование инертного газа (азота). Таким решением достигается минимизация выбросов метана: ликвидация залповых выбросов метана от продувок при вводе ГРС в эксплуатацию, при ремонтных работах и т.д.

Нормальный технологический процесс на ГРС допускает возможность выброса природного газа в атмосферу при очистке газа от механических примесей и влаги (продувка пылеуловителей), при плановых технических освидетельствованиях пылеуловителей, линий редуцирования (выполняются не чаще 1 раза в год) и при проверке работоспособности предохранительных клапанов (проверки выполняются 1 раз в месяц, зимой - 1 раз в 10 дней).

Кроме того, на ГРС имеет место выброс загрязняющих веществ (оксида углерода, диоксида азота, оксида азота, диоксида серы и бенз/а/пирена) в атмосферу при сжигании природного газа в котельной, предназначенной для отопления ГРС и подогрева газа перед редуцированием..

Природный газ, поступающий на ГРС, в своем составе практически не содержит механических примесей и влаги (таблица 26), кратковременная продувка пылеулавливающего оборудования производится (обычно 1 раз в сутки) в емкость сбора конденсата для обеспечения стабильной работы оборудования ГРС и потребителей. Выброс природного газа из пылеуловителя осуществляется также при техническом освидетельствовании и ремонте (выполняются не чаще 1 раза в год). Залповый выброс природного газа осуществляется из блока редуцирования при освидетельствовании линий редуцирования, включая узел замера (1 раз в год каждая линия), и в случае аварийной остановки ГРС. Возможен залповый выброс при замене (ремонте) вторичного прибора из импульсных линий (трубок), соединенных с расходомерным узлом (объем его крайне незначителен).

С учетом высокой взрыво- и пожароопасности природного газа на ГРС «Куйбышев» установлена аварийно-предупредительная сигнализация (по загазованности, пожарная, охранная), а также предусмотрен ряд мероприятий на случай аварийной обстановки. При возникновении аварии предусмотрены дистанционное отключение ГРС от подводящего газопровода и потребителей газа, а в случае необходимости – выброс природного газа из обвязки ГРС через специальные свечи.

Неорганизованные выбросы на ГРС (в т.ч. и от запорной арматуры) отсутствуют. Для предупреждения и своевременной ликвидации утечек предусмотрены систематический контроль герметичности оборудования, арматуры, особенно сальниковых уплотнений, сварных и фланцевых соединений, трубопроводов и их техническое обслуживание и ремонт (регулярный профилактический осмотр запорной арматуры на всех линиях редуцирования, включая байпас и свечи, периодическая набивка смазки в краны, контроль загазованности в зале редуцирования с помощью газоанализаторов, обнаружение источников утечек обмыливанием, использование фторопластовых уплотнений).

Таблица 26 – Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Вещество		Критерии качества атмосферного воздуха			Характеристика годового и максимального выбросов		
Код	Наименование	ПДК _{мр} ОБУВ	ПДК _{сс}	класс опасн.	В целом по предприятию		
					Выброс		Знач. параметра Фпр
					т/год	г/с	
0301	Азота диоксид	0.2	0.04	3	0.2	0.072	11.52
0304	Азота оксид	0.4	0.06	3	0.033	0.012	0.27
0330	Серы диоксид	0.5	0.05	3	0.002	0.00059	0.01
0337	Углерода оксид	5.0	3.0	4	0.37	0.11	0.19
0410	Метан	50.0		3	2.608	26.2	18.4
0703	Бенз/а/пирен		1 е-6	1	2.2 е - 8	6.5 е-9	0.059
1716	ОдорантСПМ	5 е-5			8.6 е - 5	8.4 е - 4	576

Обнаруженные аварийные утечки немедленно устраняются обслуживающим персоналом. Эксплуатация негерметичной запорной арматуры категорически запрещается.

Таким образом, источником постоянных выбросов на ГРС является дымовая труба котельной (подогревателя газа).

Источники залповых выбросов природного газа – свеча продувки пылеуловителя (или конденсатосборник), свеча пылеуловителя (при ремонте и освидетельствовании), свеча блока редуцирования, свеча предохранительных клапанов.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых из источников постоянных и залповых выбросов на ГРС, приведен в таблице 26.

Неорганизованные выбросы на ГРС отсутствуют. Техно-экономический уровень оборудования ГРС соответствует техническому уровню аналогичного оборудования в стране и за рубежом.

Выводы

1. Проведен анализ работы ГРС как источника загрязнения атмосферы.
2. Установлено, что на ГРС источником постоянных выбросов являются дымовые трубы от аппаратов отопления операторной и блоков ГРС и подогревателя газа, а в атмосферу выбрасываются продукты сгорания природного газа (диоксид азота, оксид азота, оксид углерода, диоксид серы и бенз/а/пирен). Источники залповых выбросов природного газа (метана, одоранта - СПМ) – свеча продувки пылеуловителя (конденсатосборник), свеча пылеуловителя при ремонте и освидетельствовании, свеча блока редуцирования, свеча предохранительных клапанов.

3. Проведены расчеты параметров выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на ГРС.

4. Выполнены расчеты приземных концентраций постоянных выбросов (диоксида азота, оксида углерода, диоксида серы) и залповых выбросов природного газа (метан, одорант - СПМ).

В атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) на расстоянии 300 м от ГРС максимальные концентрации постоянных выбросов составляют (цифры даны в виде примера):

- по NO₂ - не более 0,13 ПДК;
- по NO, CO, SO₂ - не более 0,01 ПДК.

Максимальные залповые выбросы, проводимые при продувках пылеулавливающего оборудования, создают приземные концентрации на расстоянии 300 м от источника:

- по метану - не более 0,01 ОБУВ;
- по СПМ - не более 0,15 ПДК;
- в жилой застройке (на расстоянии 600 м):
- по метану - не более 0,01 ПДК;
- по СПМ - не более 0,11 ПДК.

5. Санитарно-защитная зона для ГРС «Куйбышев» принимается равной 300 м.

6. Фактические выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на ГРС могут быть приняты в качестве ПДВ.

Заключение

Во время выполнения выпускной квалификационной работы были решены поставленные задачи.

Обновили устаревшее оборудование на станции, начиная от простых датчиков, и, заканчивая сложным комплексным оборудованием системы автоматического управления ГРС, с использованием современного контроллерного оборудования. А также внесли значительное изменение в работу одоризационной установки, снизили человеческий фактор, связанный с неправильной эксплуатацией сложного технологического оборудования, внедрили средства автоматизации на основе человекомашинного интерфейса, интуитивно понятного человеку, которые обобщают, структурируют и систематизируют информацию. Одним словом, вся информация выводится на монитор и предстает перед глазами оператора, где он и контролирует весь процесс.

Таким образом, на ГРС появилось полноценное автоматизированное рабочее место оператора ГРС с возможностью получения информации о работе всех систем ГРС. Наличие этого современного АРМ снижает нагрузку на персонал, упрощает выявление, устранение неисправностей и неполадок технологического оборудования и т.д.

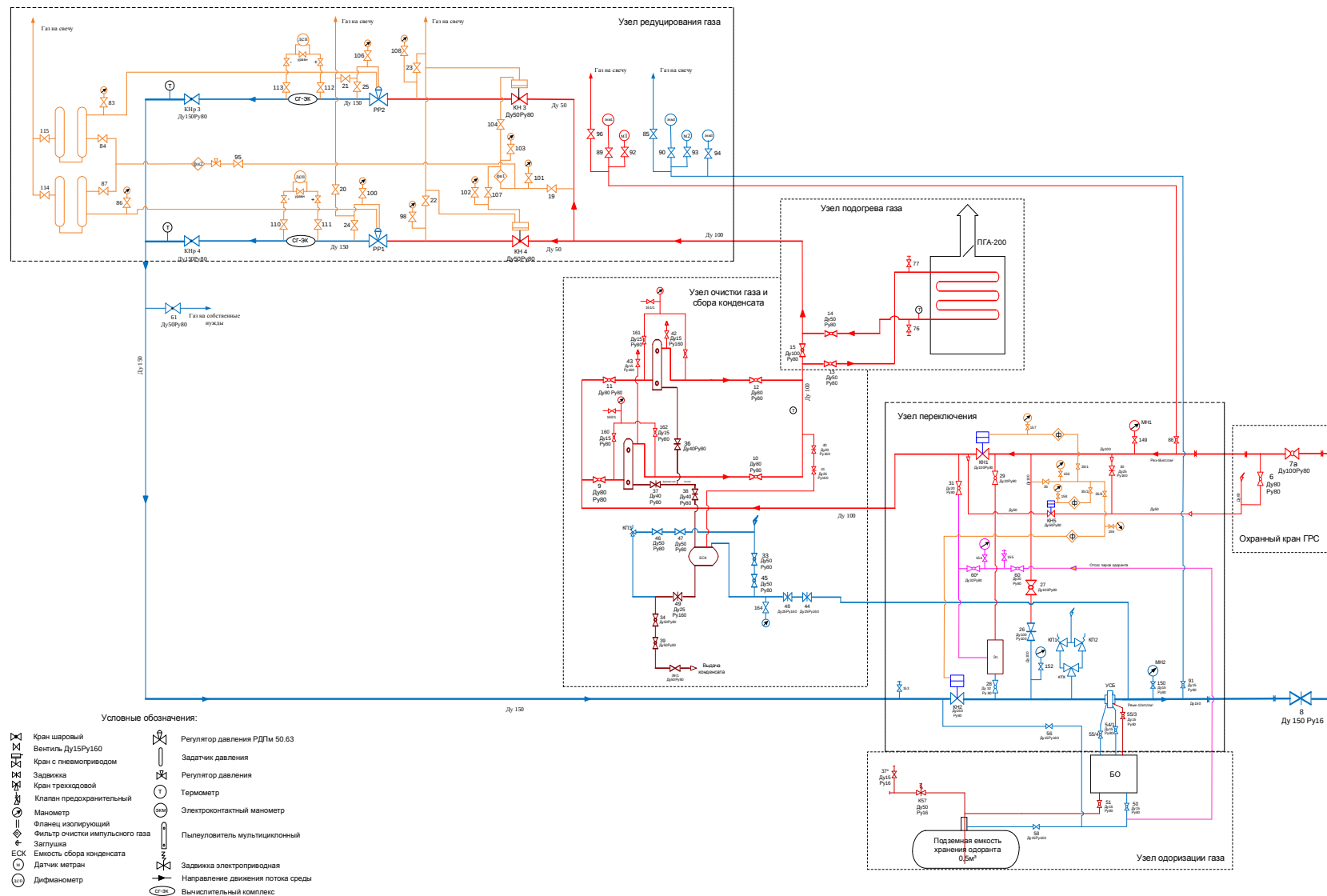
В конечном итоге, эффект от использования АСУТП привел к повышению технико-экономических показателей при значительном снижении трудоемкости. А также, еще одним немало важным этапом этой модернизации можно считать улучшение системы аварийной и пожарной безопасности.

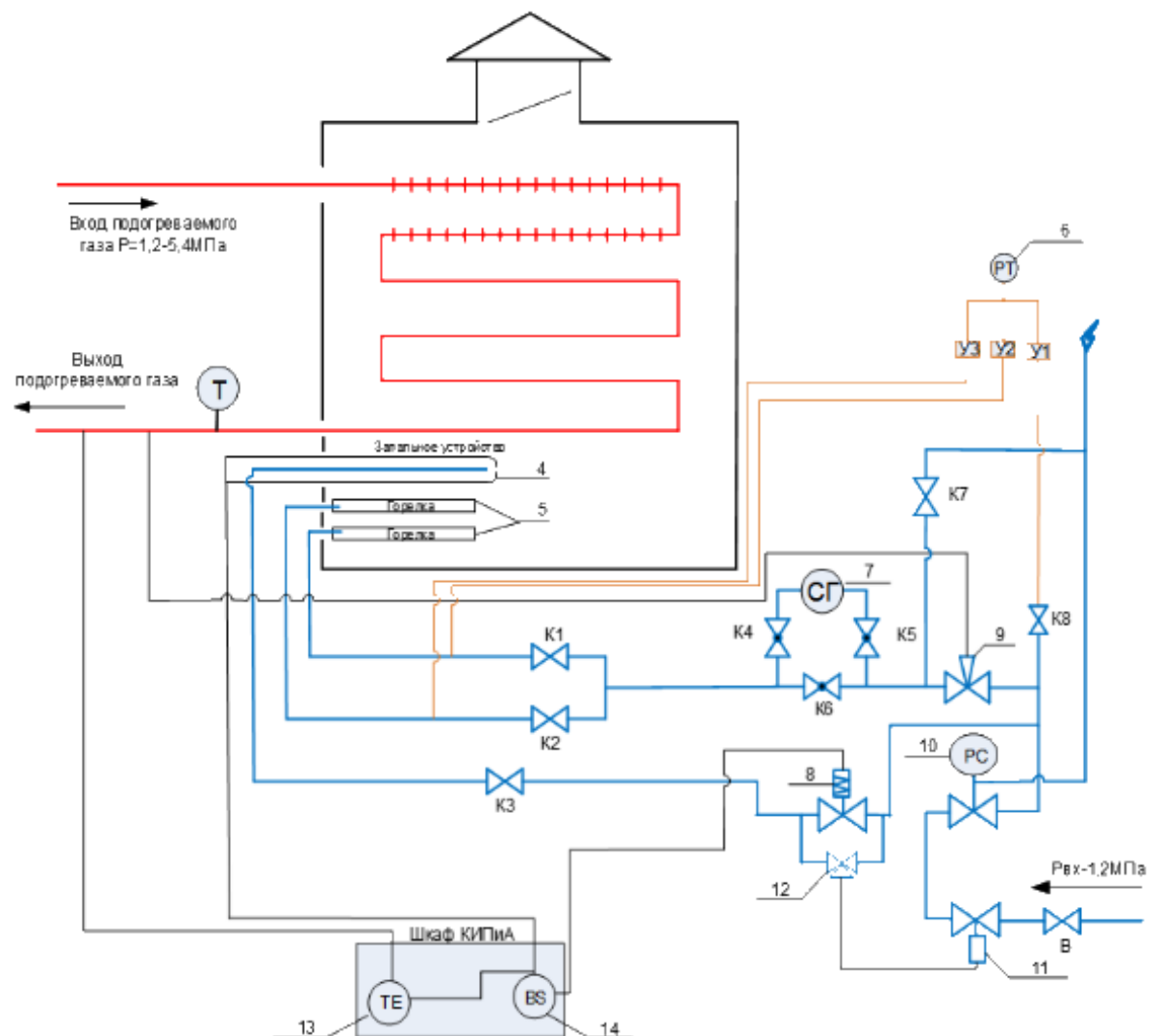
Список использованных источников

1. Андреев Е.Б., Попадью В.Е. Технические средства систем управления технологическими процессами в нефтяной и газовой промышленности. М.: РГУ нефти и газа им. Губкина, 2004. – 272с.
2. Бородин В.Б., Шагурин И.И. Микроконтроллеры: архитектура, программирование. – М.: ЭКОМ, 1999. – 360 с.
4. Жарковский Б.И. Приборы автоматического контроля и регулирования. Уч. Пособие. – М.: Высш. Школа, 1978. – 272 с.
5. Исакович Р.Я. Автоматизация производственных процессов нефтяной и газовой промышленности. М.: Недра, 1983. – 424 с.
6. Калабеков Б.А. Цифровые устройства и микропроцессорные системы. М.: Горячая линия-Телеком, 2002. – 336 с.
7. Куликовский К.Л., Купер В.Я. Методы и средства измерений. М.: Энергоатомиздат, 1986. – 448 с.
8. Новиков Ю.В., Скоробогатов П.К.. Основы микропроцессорной техники. Курс лекций. Уч. Пособие, 2004. – 440 с.
9. Громаков Е. И. Проектирование интегрированных компьютерных систем управления. Томск: Изд-во ТПУ, 2012. – 168 с.
10. Пухальский Г.И. Проектирование микропроцессорных устройств. СПб.: Политехника, 2001. – 544 с.
13. Шишкин О.П., Парфенов А.Н. Микропроцессорные средства АСУТП, Недра, 1987. – 378 с.
14. Документация УТНПП по технике безопасности, в 2-х томах.
15. Прохоров Г.Е., Егоров Г.А., Красовский В.Е., Тювин Ю.Д., Шкамарда А.Н. Управляющие вычислительные комплексы. М.: Финансы и статистика, 2003. – 352с.
16. **МЕТРАН**. EMERSON Process Management. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.metran.ru/>, свободный. – Загл. с экрана.
17. **Обоснование проблемы выбора SCADA-системы для разработки АСУ ТП**. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://rpp.nashaucheba.ru/docs/index-12968.html>, свободный. – Загл. с экрана.
18. **Средства и системы компьютерной автоматизации**. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.asutp.ru/?p=600055>, свободный. – Загл. с экрана.

19. ГОСТ 12.0.002-80 «ССБТ. Основные понятия. Термины и определения».
20. ГОСТ 12.0.003-74 «ССБТ. Опасные и вредные факторы. Классификация».
21. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы».
22. www.tersy.ru – Территориальные системы. Система автоматизированного управления газораспределительной станцией, интегрированная в сеть ГРС с единым пунктом диспетчерского контроля и управления.
23. <http://www.emicon.ru> – Эмикон. Разработка и производство средств и систем автоматизации технологического оборудования и процессов.
24. <http://www.pta-expo.ru> – Передовые технологии автоматизации.
25. <http://www.ngosar.ru> – Завод нефтегазоборудование - производитель современного высокотехнологичного оборудования.
26. <http://www.industrialauto.ru> – Промышленная автоматизация в России. Scada-система «Каскад».

Приложение 1. Технологическая схема ГРС «Куйбышев» (действующая).

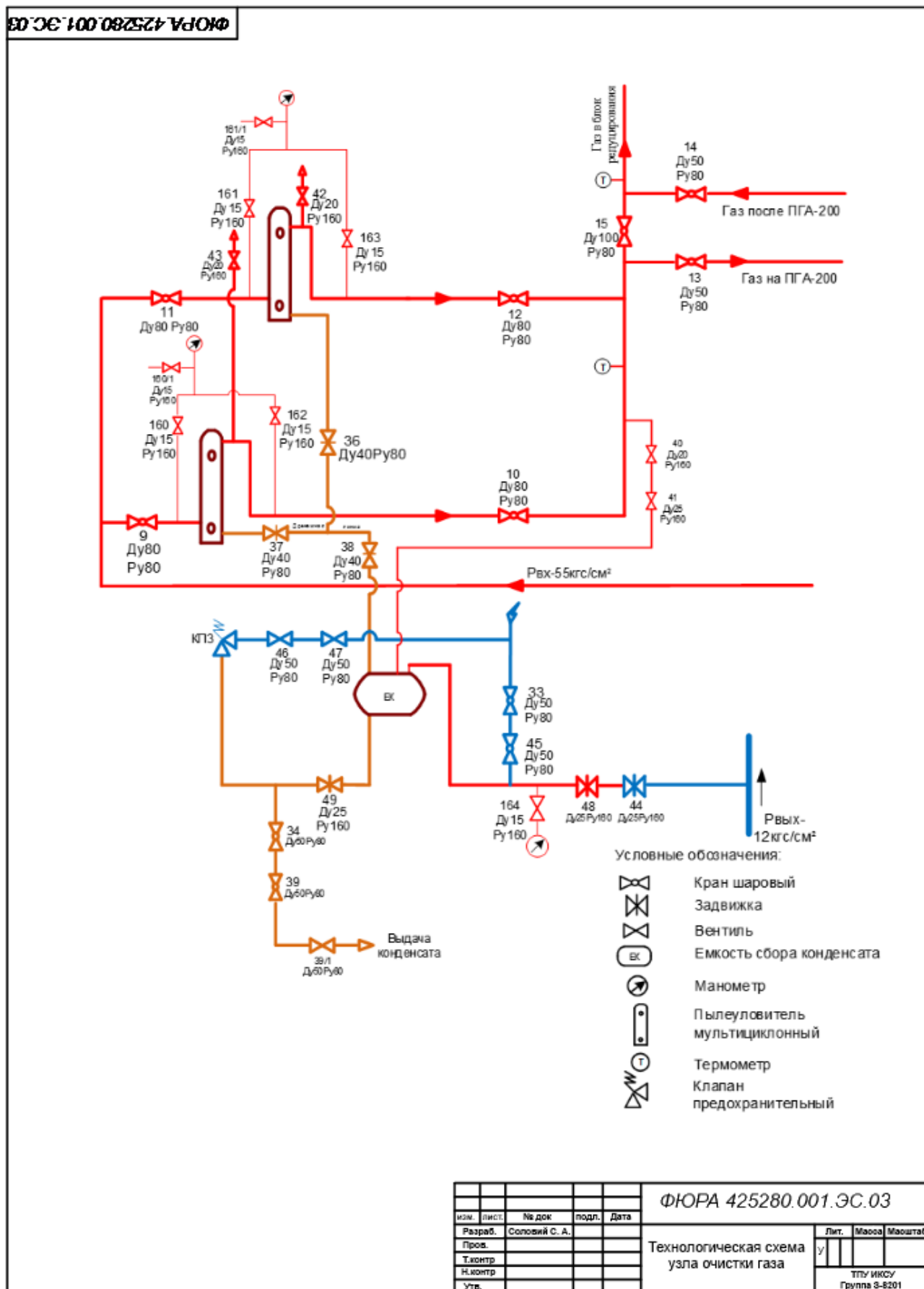




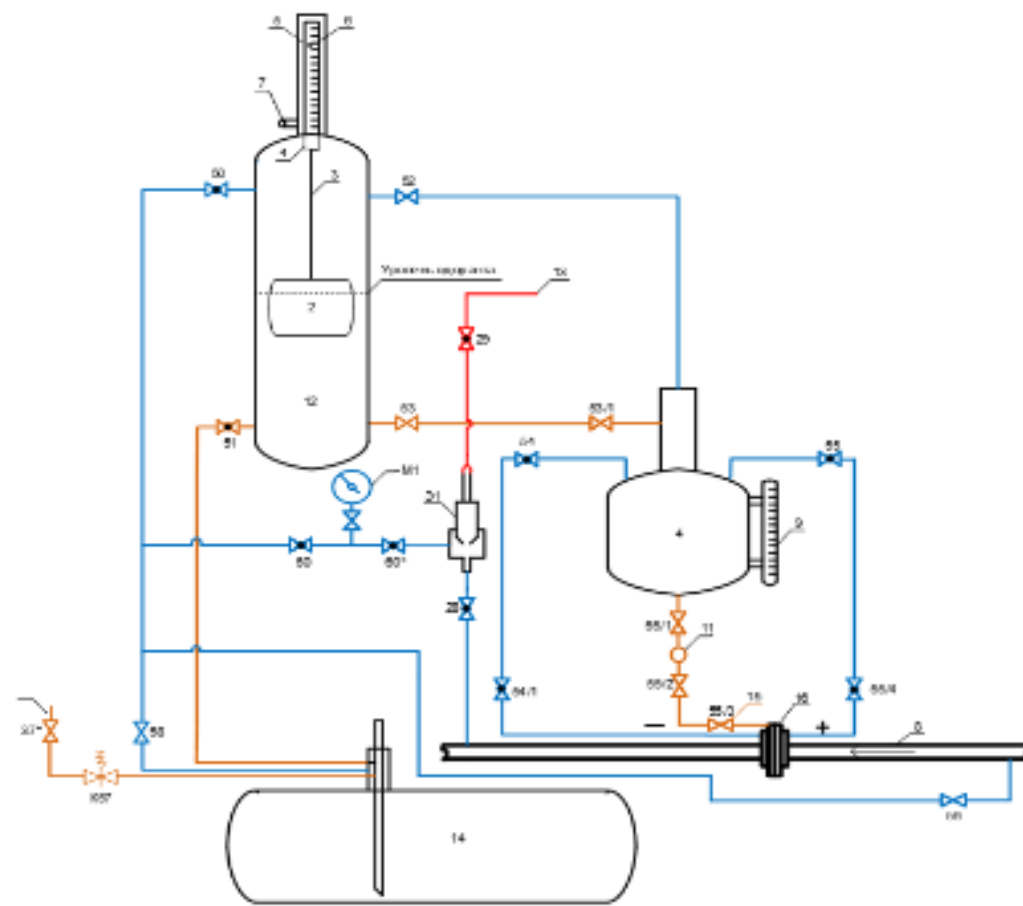
Условные обозначения



					ФЮРА 425280.001.ЭС.02						
изм.	лист	№ док	подп.	Дата	Технологическая схема узла подогрева газа ПГА-200			Лит.	Масса	Мощность	
Разраб.		Соловьев С. А.						у			
Проект											
Т.контр											
Н.контр											
Учт.								ТТУ ИКСУ Генплана 3-8201			



ФЮРА 425280.001.ЭС.04



Обозначение	Наименование
1	Газовый анализатор
2	Газовый анализатор
3	Газовый анализатор
4	Газовый анализатор
5	Газовый анализатор
6	Газовый анализатор
7	Газовый анализатор
8	Газовый анализатор
9	Газовый анализатор
10	Газовый анализатор
11	Газовый анализатор
12	Газовый анализатор
13	Газовый анализатор
14	Газовый анализатор
15	Газовый анализатор
16	Газовый анализатор

ФЮРА 425280.001.ЭС.04				
Изм.	Исх.	На док.	подп.	Дата
Разраб.	Соловьев С. А.			
Пров.				
Т.контр.				
Н.контр.				
Утв.				
Технологическая схема узла одоризации газа				
Лит.	Масштаб			
ТТБ/ИКСУ/Группа 3-8201				

