

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



Институт электронного обучения  
Направление подготовки 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств  
Кафедра систем управления и мехатроники

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Разработка системы автоматизации коммерческого узла учета газа</b>

УДК 622.276.5.05:681.586:004.384

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т21	Струй Артем Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры СУМ	Семенов Николай Михайлович			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Данков Артем Георгиевич	к.и.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ	Невский Егор Сергеевич			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Губин Владимир Евгеньевич	к.т.н.		

Томск – 2017 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Демонстрировать базовые естественнонаучные и математические знания для решения научных и инженерных задач в области анализа, синтеза, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств. Уметь сочетать теорию, практику и методы для решения инженерных задач, и понимать область их применения
P2	Иметь осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в области теории, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств.
P3	Применять полученные знания для определения, формулирования и решения инженерных задач при разработке, производстве и эксплуатации современных систем автоматизации технологических процессов и производств с использованием передовых научно–технических знаний и достижений мирового уровня, современных инструментальных и программных средств.
P4	Уметь выбирать и применять соответствующие аналитические методы и методы проектирования систем автоматизации технологических процессов и обосновывать экономическую целесообразность решений.
P5	Уметь находить необходимую литературу, базы данных и другие источники информации для автоматизации технологических процессов и производств.
P6	Уметь планировать и проводить эксперимент, интерпретировать данные и их использовать для ведения инновационной инженерной деятельности в области автоматизации технологических процессов и производств.
P7	Уметь выбирать и использовать подходящее программно–техническое оборудование, оснащение и инструменты для решения задач автоматизации технологических процессов и производств.
<i>Универсальные компетенции</i>	
P8	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде с пониманием культурных, языковых и социально – экономических различий.
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы с ответственностью за риски работы 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 (специальность) 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Кафедра систем управления и мехатроники

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой СУМ

\_\_\_\_\_ Губин В Е  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т21	Струй Артем Владимирович

Тема работы:

Разработка системы автоматизации коммерческого узла учета газа	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от

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.).*

Объектом исследования является коммерческий узел учета газа

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1 Описание технологического процесса</li> <li>2 Выбор архитектуры АС</li> <li>3 Разработка структурной схемы АС</li> <li>4 Функциональная схема автоматизации</li> <li>5 Разработка схемы информационных потоков АС</li> <li>6 Выбор средств реализации АС</li> <li>7 Разработка схемы соединения внешних проводок</li> <li>8 Выбор (обоснование) алгоритмов управления АС</li> <li>9 Разработка экранных форм АС</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1 Функциональная схема технологического процесса, выполненная в Visio</li> <li>2 Перечень входных/выходных сигналов ТП</li> <li>3 Схема соединения внешних проводок, выполненная в Visio</li> <li>4 Схема информационных потоков</li> <li>5 Структурная схема САР локального технологического объекта. Результаты моделирования (исследования) САР в MatLab</li> <li>6 Алгоритм сбора данных измерений. Блок схема алгоритма</li> <li>7 Дерево экранных форм</li> <li>8 SCADA–формы экранов мониторинга и управления диспетчерского пункта</li> <li>9 Обобщенная структура управления АС</li> <li>10 Трехуровневая структура АС</li> </ol>

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Данков Артем Георгиевич
Социальная ответственность	Невский Егор Сергеевич

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры СУМ	Семенов Николай Михайлович			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–8Т21	Струй Артем Владимирович		

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

---

Институт электронного обучения

Направление подготовки 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Кафедра систем управления и мехатроники

Уровень образования – бакалавр

Период выполнения – осенний/весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа
---------------------

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.05.2017 г.	Основная часть	60
02.05.2017 г.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
03.05.2017 г.	Социальная ответственность	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры СУМ	Семенов Н. М.			

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
СУМ	Губин В. Е.	К.Т.Н.		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 103 с., 18 рис., 28 табл., 15 источников, 9 прил.

Ключевые слова: газораспределительная станция, узел учета газа, расходомер, ГРС, клапан с электроприводом, автоматизированная система управления, ПИД-регулятор, локальный программируемый логический контроллер, коммутационный программируемый логический контроллер, протокол, SCADA-система.

Объектом исследования является коммерческий узел учета газа ГРС.

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

В данном проекте была разработана система контроля и управления технологическим процессом на базе промышленных контроллеров Siemens SIMATIC S7–400, с применением SCADA–системы Infinity.

Разработанная система может применяться в системах контроля, управления и сбора данных на различных промышленных предприятиях. Данная система позволит увеличить производительность, повысить точность и надежность измерений, сократить число аварий

## Содержание

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки .....	9
Введение .....	11
1 Техническое задание .....	13
1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП .....	13
1.2 Назначение системы.....	13
1.3 Цели создания системы.....	14
1.4 Требования к техническому обеспечению.....	14
1.5 Требования к метрологическому обеспечению .....	15
1.6 Требования к программному обеспечению .....	16
1.7 Требования к математическому обеспечению.....	17
1.8 Требования к информационному обеспечению .....	17
2 Основная часть .....	19
2.1 Описание технологического процесса .....	19
2.2 Выбор архитектуры АС .....	22
2.3. Разработка структурной схемы АС .....	27
2.4 Функциональная схема автоматизации.....	28
2.4.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408–13 .....	29
2.4.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA .....	30
2.5 Разработка схемы информационных потоков КУУГ .....	30
2.6 Выбор средств реализации КУУГ .....	33
2.6.1 Выбор контроллерного оборудования КУУГ.....	33
2.6.2 Выбор датчиков.....	35
2.6.3 Выбор исполнительных механизмов .....	52
2.6.4 Разработка схемы внешних проводок .....	57
2.6.5 Выбор алгоритмов управления АС КУУГ .....	58
2.6.6 Экранные формы АС КУУГ .....	61
3. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности .....	66
3.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	66
3.2 Анализ конкурентных технических решений.....	66

3.3	SWOT – анализ .....	68
	Планирование научно-исследовательских работ .....	70
3.4	Структура работ в рамках научного исследования .....	70
3.5	Разработка графика проведения научного исследования .....	71
3.6	Бюджет научно-технического исследования .....	73
3.1.1	Расчет материальных затрат .....	73
3.1.2	Расчет затрат на специальное оборудование .....	74
3.1.1	Основная заработная плата исполнителей темы .....	74
3.1.2	Дополнительная заработная плата исполнителей темы .....	75
3.1.3	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	75
3.4.6	Накладные расходы.....	76
3.4.7	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта .....	76
4.3.2.	Взрывобезопасность.....	89
	Заключение.....	92
	Список используемых источников.....	93

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

### Определения

**автоматизированная система (АС)** – комплекс аппаратных и программных средств, предназначенный для управления различными процессами в рамках технологического процесса.

**интерфейс (RS-232C, RS-422, RS-485, CAN)** – совокупность средств (программных, технических, лингвистических) и правил для обеспечения взаимодействия между различными программными системами, между техническими устройствами или между пользователем и системой.

**видеокадр:** область экрана, которая служит для отображения мнемосхем, трендов, табличных форм, окон управления, журналов и т.п.

**мнемосхема:** представление технологической схемы в упрощенном виде на экране АРМ.

**мнемознак:** представление объекта управления или технологического параметра (или их совокупности) на экране АРМ.

**интерфейс оператора:** совокупность аппаратно-программных компонентов АСУ ТП, обеспечивающих взаимодействие пользователя с системой.

**профиль АС:** определяется как подмножество и/или комбинации базовых стандартов информационных технологий и общепринятых в международной практике фирменных решений (Windows, Unix, Mac OS), необходимых для реализации требуемых наборов функций АС.

**протокол (CAN, OSI, ProfiBus, Modbus, HART и др.):** набор правил, позволяющий осуществлять соединение и обмен данными между двумя и более включёнными в соединение программируемыми устройствами.

**технологический процесс (ТП):** последовательность технологических операций, необходимых для выполнения определенного вида работ.

**архитектура автоматизированной системы:** набор значимых решений по организации системы программного обеспечения, набор структурных элементов и их интерфейсов, при помощи которых конструируется АС.

**OPC-сервер:** программный комплекс, предназначенный для автоматизированного сбора технологических данных с объектов и предоставления этих данных системам диспетчеризации по протоколам стандарта OPC.

**тег:** метка как ключевое слово, в более узком применении идентификатор для категоризации, описания, поиска данных и задания внутренней структуры.

**modbus:** коммуникационный протокол, основанный на архитектуре «клиент-сервер».

### **Обозначения и сокращения**

OSI (Open Systems Interconnection) – Эталонная модель взаимодействия открытых информационных систем;

PLC (Programmable Logic Controllers) – Программируемые логические контроллеры (ПЛК);

HMI (Human Machine Interface) –Человеко-машинный интерфейс;

OPC (Object Protocol Control) – протокол для управления процессами;

IP (International Protection) – Степень защиты;

АЦП – аналого-цифровой преобразователь;

ЦАП – цифро-аналоговый преобразователь;

КИПиА– контрольно-измерительные приборы и автоматика;

## Введение

Автоматизация – одно из направлений научно–технического прогресса, применение саморегулирующих технических средств, экономико-математических методов и систем управления, освобождающих человека от участия в процессах получения, преобразования, передачи и использования энергии, материалов или информации, существенно уменьшающих степень этого участия или трудоёмкость выполняемых операций. Требуется дополнительное применение датчиков (сенсоров), устройств ввода, управляющих устройств (контроллеров), исполнительных устройств, устройств вывода, использующих электронную технику и методы вычислений, иногда копирующие нервные и мыслительные функции человека.

Современный уровень развития газотранспортной промышленности, рост потребности в голубом топливе сопровождается развитием и усовершенствованием газораспределительных станций, обеспечивающих бесперебойную подачу газа потребителю с необходимым давлением. При этом, если эксплуатационные особенности, точность работы и надежность узлов системы, являющихся объектами контроля и управления (датчики, сигнализаторы, измерители, насосы, заслонки и т.п.), не будут соответствовать функциональным и коммутационным возможностям устройств микропроцессорной техники (контроллеры, операторские станции и т.п.), то рассчитывать на существенное улучшение свойств модернизируемой системы вряд ли стоит.

Целями данной работы является систематизация и углубление теоретических и практических знаний в области проектирования автоматизированных систем объектов нефтегазовой отрасли, развитие навыков их практического применения, теоретических знаний при решении инженерных задач автоматизированного управления технологическим процессом в нефтегазовой отрасли.

В данной работе осуществляется описание модернизации автоматизированной системы учета газа ГРС.

Основные функции автоматизированной системы:

- измерение и отображение необходимых технологических параметров;
- измерение и отображение текущих параметров качества газа (точка росы, влажность газа).

Возможные пути повышения эффективности производства следующие:

- получение достоверной информации с технологических объектов для решения задач оперативного контроля;
- повышение уровня автоматизации, точности и оперативности измерения параметров;
- уменьшение отрицательного влияния человеческого фактора на работу системы контроля, и как следствие, возможности возникновения аварийных ситуаций.

## **1 Техническое задание**

### **1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП**

Основное назначение узла учета газа заключается в автоматическом измерении объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, а также определении показателей качества газа, включая компонентный состав, плотность, влажность, удельную теплоту сгорания газа и число Воббе.

### **1.2 Назначение системы**

Назначением системы является модернизация АС узла учета газа АС должна обеспечивать:

- повышение точности измерений количественный показателей газа за счет применения современных методов измерения и высокоточных датчиков с широким динамическим диапазоном;

- обеспечение безопасности технологического процесса учета газа;

- реализация дистанционного контроля всем комплексом оборудования узла учета газа из центрального диспетчерского пункта ГРС при помощи АРМ оператора;

- контроль технологических параметров газа;

- модернизация существующей подсистемы измерения качественных показателей газа, за счет применения хроматографов;

- модернизация существующей подсистемы ручного и автоматического отбора и подготовки проб за счет применения новой трубной обвязки;

- повышение надежности существующей системы автоматизации за счет организации бесперебойного электропитания технических средств автоматизации и применения резервированных средств измерений.

### **1.3 Цели создания системы**

Целью создания системы является формирование высокого качественного уровня для решения следующих основных технологических, организационных и экономических задач:

- получение достоверной информации с технологических объектов;
- оптимизация режимов работы технологических объектов;
- повышение точности и оперативности измерения параметров технологических процессов;
- внедрение автоматизированных и математических методов контроля и управления технологическими процессами и объектами;
- повышение безопасности производства, улучшение экологической обстановки в районе производства.
- минимизация технологических издержек (экономия электроэнергии, продление ресурса электродвигателей).

### **1.4 Требования к техническому обеспечению**

Оборудование, устанавливаемое на открытых площадках, в зависимости от зоны расположения объекта должно быть устойчивым к воздействию температур от  $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$  и влажности не менее 80 % при температуре  $35\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Программно–технический комплекс АС должен допускать возможность наращивания, модернизации и развития системы, а также иметь резерв по каналам ввода/вывода не менее 20 %.

Датчики, используемые в системе, должны отвечать требованиям взрывобезопасности. При выборе датчиков следует использовать аппаратуру с искробезопасными цепями.

Степень защиты технических средств от пыли и влаги должна быть не менее IP56.

Показатели надежности датчиков общепромышленного назначения рекомендуется выбирать, ориентируясь на показатели мирового уровня и лучшие образцы отечественных изделий, а именно:

- 1) время наработки на отказ не менее 100 тыс. час;
- 2) срок службы не менее 10 лет.

Контроллеры должны иметь модульную архитектуру, позволяющую свободную компоновку каналов ввода/вывода. При необходимости ввода сигналов с датчиков, находящихся во взрывоопасной среде, допускается использовать как модули с искробезопасными входными цепями, так и внешние барьеры искробезопасности, размещаемые в отдельном конструктиве.

### **1.5 Требования к метрологическому обеспечению**

СИКГ обеспечивает автоматическое измерение и вычисление количества показателей качества СОГ в следующих единицах:

- расхода –  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;
- объема –  $\text{м}^3$ ;
- расхода, приведенного к стандартным условиям (при  $T=20^\circ \text{C}$ ,  $P=101,325 \text{ кПа абс}$ ) –  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;
- объема, приведенного к стандартным условиям (при  $T=20^\circ \text{C}$ ,  $P=101,325 \text{ кПа абс}$ ) –  $\text{м}^3$ ;
- температуры –  $^\circ \text{C}$ ;
- давления – МПа;
- компонентного состава – % мольн.;
- объемной удельной теплоты сгорания (высшая, низшая) –  $\text{МДж}/\text{м}^3$ ;
- числа Воббе (высшее, низшее) –  $\text{МДж}/\text{м}^3$ ;
- плотности, приведенной к стандартным условиям (при  $T=20^\circ \text{C}$ ,  $P=101,325 \text{ кПа абс}$ ) –  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;
- относительной плотности – (безразмерная величина);
- температуры точки росы по влаге –  $^\circ \text{C}$ ;
- температуры точки по углеводородом –  $^\circ \text{C}$ ;

Пределы основной относительной погрешности измерения объема газа, прошедшего через СИКГ, приведенного к стандартным условиям, во всем диапазоне превышают  $\pm 0,8\%$

Средства измерений, входящие в состав СИКГ, имеют следующие метрологические характеристики:

- пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа счетчиков газа ультразвуковых  $\pm 0,3\%$ ;
- пределы допускаемой относительной погрешности при измерении влажности газа  $10\%$ , в диапазоне  $1 \dots 2500$  ppm;
- пределы допускаемой относительной погрешности при измерении температуры точки росы по углеводородам  $\pm 1^\circ\text{C}$ ;
- пределы допускаемого отклонения сопротивления термопреобразователей от НСХ в температурном эквиваленте  $\pm 0,2^\circ\text{C}$ ;
- пределы допускаемой абсолютной погрешности местного термометра  $\pm 0,2^\circ\text{C}$ ;
- пределы допускаемой основной погрешности дистанционных преобразователей давления измерительных  $\pm 0,075\%$ ;
- пределы допускаемой основной погрешности манометров  $\pm 0,6\%$ ;
- пределы относительной погрешности контроллеров измерительных при вычислении расхода  $\pm 0,02\%$ .

### **1.6 Требования к программному обеспечению**

Программное обеспечение (ПО) АС включает в себя:

- системное ПО (операционные системы);
- инструментальное ПО;
- общее (базовое) прикладное ПО;
- специальное прикладное ПО.

Набор функций конфигурирования в общем случае должен включать в себя:

- создание и ведение базы данных конфигурации (БДК) по входным/выходным сигналам;
- конфигурирование алгоритмов управления, регулирования и защиты с использованием стандартных функциональных блоков;
- конфигурирование отчетных документов (рапортов, протоколов).

Средства создания специального прикладного ПО должны включать в себя технологические и универсальные языки программирования и соответствующие средства разработки (компиляторы, отладчики). Технологические языки программирования должны соответствовать стандарту ИЕС 61131–3.

Базовое прикладное ПО должно обеспечивать выполнение стандартных функций соответствующего уровня АС (опрос, измерение, фильтрация, визуализация, сигнализация, регистрация и др.).

Специальное прикладное ПО должно обеспечивать выполнение нестандартных функций соответствующего уровня АС (специальные алгоритмы управления, расчеты и др.).

### **1.7 Требования к математическому обеспечению**

Математическое обеспечение АС должно представлять собой совокупность математических методов, моделей и алгоритмов обработки информации, используемых при создании и эксплуатации АС и позволять реализовывать различные компоненты АС средствами единого математического аппарата.

### **1.8 Требования к информационному обеспечению**

По результатам проектирования должны быть представлены:

- состав, структура и способы организации данных в АС;
- порядок информационного обмена между компонентами и составными частями АС;

– структура процесса сбора, обработки, передачи информации в АС;

– информация по визуальному представлению данных и результатам мониторинга.

В состав информационного обеспечения должны входить:

– унифицированная система электронных документов, выраженная в виде набора форм статистической отчетности;

– распределенная структурированная база данных, хранящая систему объектов;

– средства ведения и управления базами данных.

## 2 Основная часть

СИКГ предназначена для непрерывного автоматического измерения расхода и определения показателей качества газа, поступающего от УКПГ Усть-Сильгинского ГКМ к МГ «Нишневартовский ГПЗ – Парабель I, II», для проведения взаимных расчетов между ООО «СН-Газодобыча» и «Газпром трансгаз Томск», а также оплату услуг и налогов государству.

### 2.1 Описание технологического процесса

Функциональная схема узла учета приведена в приложении А.

Узлы учета предназначены для автоматического учета расхода и контроля качества продукта при коммерческих операциях по их перекачке между поставщиками и потребителями. Узлы учета обладают возможностью сбора, накопления, обработки и передачи данных. УУГ включает в себя:

- блок измерительных линий (БИЛ)
- блок измерений показателя качества (БИК)
- систему обработки информации (СОИ)
- блок-блок технологического оборудования

Основными функциями узла учета газа является:

измерение количества природного газа в рабочих условиях;

измерение количества природного газа, приведенного к стандартным условиям, формирование отчетов;

измерение давления газа на каждой измерительной линии (далее ИЛ);

индикацию и сигнализацию предельных значений;

измерение температуры газа на каждой ИЛ; индикацию и сигнализацию предельных значений;

определение компонентного состава газа;

определение плотности газа при стандартных и рабочих условиях;

определение качественных показателей газа;

измерение, вычисление и индикацию температуры точки росы по углеводородам;

измерение, вычисление и индикацию температуры точки росы по влаге;

определение в автоматическом режиме объемной доли кислорода;

внесение данных состава и качества газа в контроллер расхода с хроматографа;

сигнализацию состояния запорно-регулирующей арматуры;

сбор и обработка информации о работе основного и вспомогательного оборудования;

сбор, обработка, регистрация и хранение количественных и качественных показателей газа;

Технологическая схема узла учета состоит из двух измерительных трубопроводов: «ИТ №1», перекрываемый кранами К-5, К-6 и «ИТ №2», перекрываемый кранами К-7, К-8.

В любой момент времени измерения расхода и показателей качества газа должны производиться по одной ИЛ (рабочей или резервной) с использованием одного комплекта (рабочего или резервного) измерительных приборов. Утечки газа по второй ИЛ, через запорную арматуру, а также в дренажных линиях рабочей ИЛ и импульсных линиях резервных измерительных устройств не допускаются.

В блоке измерительных линий (БИЛ) предусмотрены две ИЛ Ду-500 (рабочая ИЛ №1 и резервная ИЛ №2). На каждой ИЛ установлен счетчик газа с диапазоном измерений расхода газа в рабочих условиях от 2000 до 20000 м<sup>3</sup>/ч. Измерительные линии включены параллельно.

Газ поступает в рабочие и резервную ИЛ через входной коллектор БИЛ Ду-500 и далее через краны К-5 (7) направляется на преобразователь расхода.

На каждой измерительной линии установлены:

2 преобразователя абсолютного давления измерительный (рабочий и резервный);

2 датчика температуры (рабочий и резервный);

2 пробоотборных узла, один предназначен для автоматического отбора проб газа для хроматографов, второй – для автоматического отбора проб газа для анализаторов влажности и анализатора точки росы по углеводородам.

Для визуального контроля по месту установлены манометр и термометр.

После узла учета установлены краны К-6 (8) через которые газ направляется в выходной коллектор БИЛ Ду-500 и далее в газопровод.

Блок контроля качества газа (БКК) предназначен для автоматического измерения компонентного состава, плотности и показателей качества газа, ручного отбора проб для лабораторных испытаний.

В состав БКК входят:

два полевых блока анализатора влажности газа (рабочий и резервный) предназначенных для определения влажности;

два анализатора температуры точки росы газа по углеводородам (рабочий и резервный) предназначенных для автоматического определения температуры точки росы газа по углеводородам;

блок анализаторов газа, представляющий собой монтажную стойку, на которой установлены:

блок редуцирования, предназначенный для понижения давления газа, поступающего из ИЛ, автоматического поддержания заданного рабочего давления и нагрева газа до температуры, исключающей конденсацию компонентов отбираемой пробы в процессе редуцирования и дальнейшую подачу в хроматограф. Редуктор настроен на выходное давления 0,2 Мпа (2 кгс/см<sup>2</sup>).

2 блока подготовки проб, предназначенных для подготовки анализируемого газа к подаче в хроматографы. Манометры и ротаметры блока подготовки проб выполняют функции индикаторов и периодической поверке не подлежат.

2 блока газового питания, представляющие собой стойку с закрепленными на ней двумя баллонами (основной и резервный) с гелием

марки А по ТУ 51-940-80 (газоноситель) и одним общим баллоном с калибровочным газом.

2 промышленных хроматографа (рабочий и резервный) предназначенных для автоматического определения компонентного состава газа, включая раздельное определение азота, кислорода, углекислого газа и углеводородов до пентана включительно, а также производит вычисление плотности газа, удельной теплоты сгорания и числа Воббе.

Ручной отбор проб газа для лабораторного анализа организован в составе монтажной стойки хроматографа, где оборудовано место отбора проб в соответствии с требованиями ГОСТ 31370-2008.

## 2.2 Выбор архитектуры АС

В основе разработки архитектуры пользовательского интерфейса проекта АС лежит понятие ее профиля. Под профилем понимается набор стандартов, ориентированных на выполнение конкретной задачи. Основными целями применения профилей являются:

- снижение трудоемкости проектов АС;
- повышение качества оборудования АС;
- обеспечение расширяемости (масштабируемости) АС по набору прикладных функций;
- обеспечение возможности функциональной интеграции задач информационных систем.

Профили АС включают в себя следующие группы:

- профиль прикладного программного обеспечения;
- профиль среды АС;
- профиль защиты информации АС;
- профиль инструментальных средств АС.

В качестве профиля прикладного программного обеспечения будет использоваться открытая и готовая к использованию SCADA–система Infinity. Профиль среды АС будет базироваться на операционной системе Windows XP.

Профиль защиты информации будет включать в себя стандартные средства защиты Windows. Профиль инструментальных средств будет основываться на среде OpenPCS.

Концептуальная модель архитектуры OSE/RM КУУГ представлена на рисунке 1.

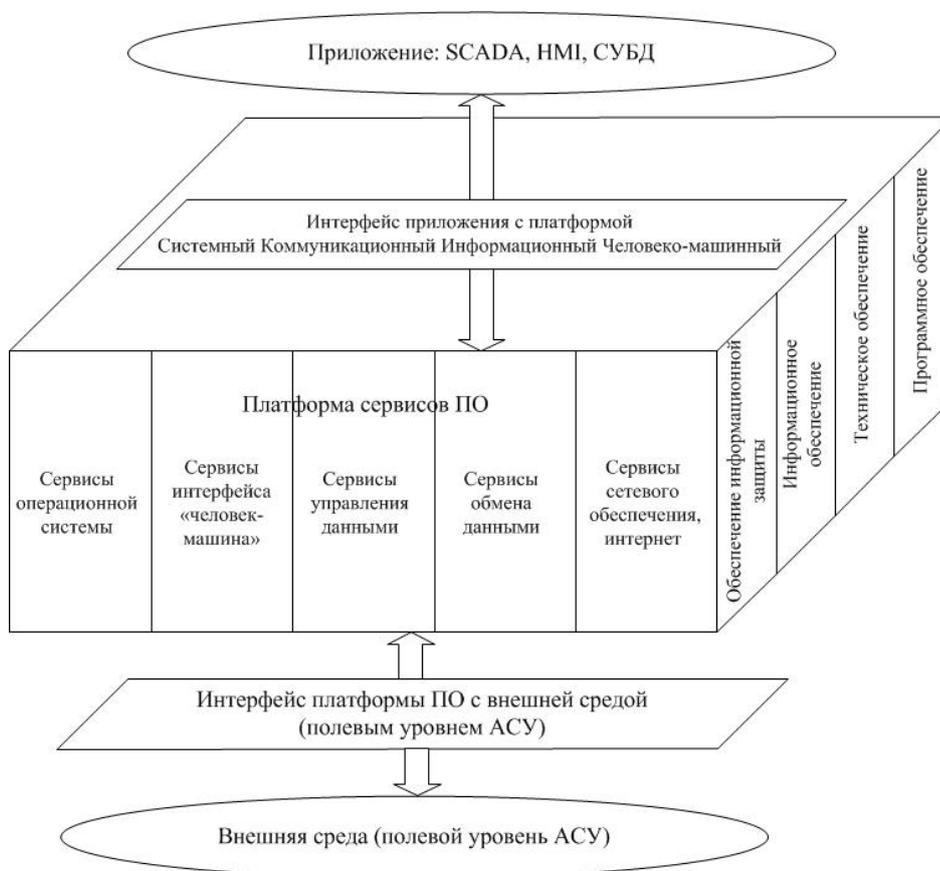


Рисунок 1 – Концептуальная модель архитектуры OSE/RM КУУГ

Концептуальная модель архитектуры OSE/RM предусматривает разбиение ПО на три уровня:

- внешняя среда;
- платформа сервисов;
- прикладное ПО.

Уровни связываются (взаимодействуют) между собой через интерфейсы. Внешней средой АС является полевой уровень АС.

Платформа сервисов предоставляет сервисы классов API и EEI через соответствующие интерфейсы.

Верхний уровень (прикладное ПО) включает в себя SCADA–системы, СУБД и НМИ.

Наиболее актуальными прикладными программными системами АС являются открытые распределенные АС с архитектурой клиент–сервер. Для решения задач взаимодействия клиента с сервером используются стандарты OPC. Суть OPC сводится к следующему: предоставить разработчикам промышленных программ универсальный интерфейс (набор функций обмена данными с любыми устройствами АС).

На рисунке 2 приведена структура OPC–взаимодействий SCADA КУУГ.

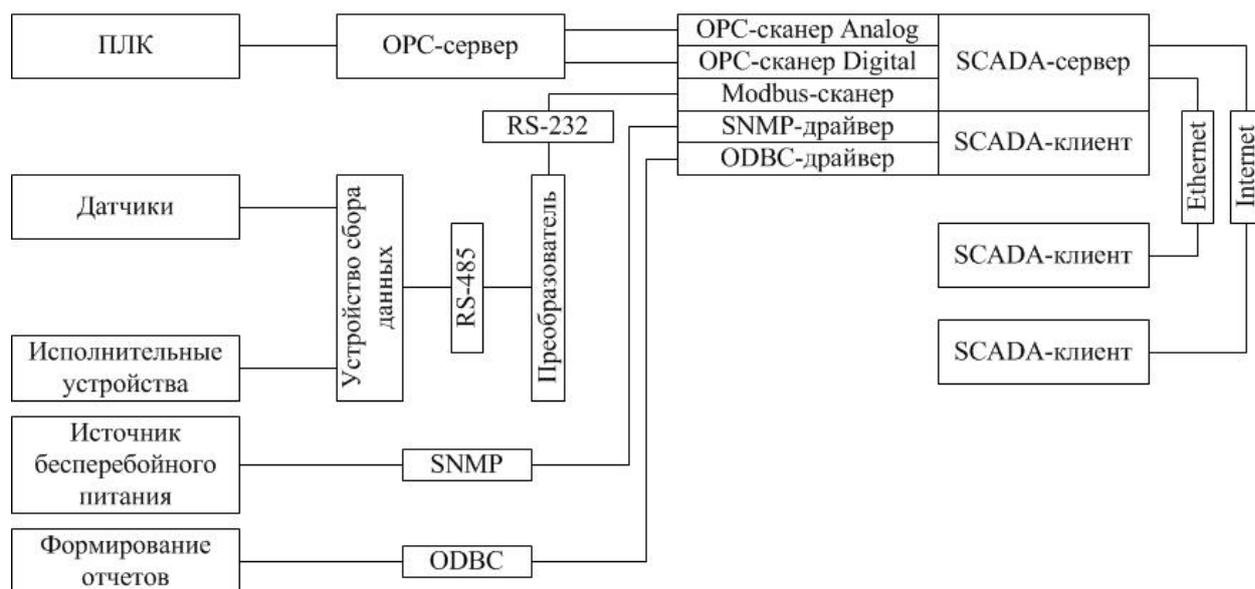


Рисунок 2 – структура OPC–взаимодействий

Взаимодействие ПЛК со SCADA осуществляется посредством OPC–сервера.

Датчики и исполнительные устройства связаны со SCADA посредством унифицированного токового сигнала 4...20 мА. Широко применяется для организации связи промышленного электронного оборудования. Использует для передачи данных последовательные линии связи RS–485, RS–422, RS–232, а также сети TCP/IP. Доступ к устройствам полевого уровня (датчикам, исполнительным устройствам) со всех уровней управления предприятием осуществляется посредством стандарта PROFINET (IEC 61850), который

поддерживает практически все существующие сети полевого уровня (PROFIBUS, Ethernet, AS–I, CAN, LonWorks и др.).

Связь источника бесперебойного питания со SCADA осуществляется посредством протокола SNMP, который позволяет контролировать всю сетевую инфраструктуру, управляя сетевым оборудованием различных типов, наблюдать за работой служб OSE/RM и анализировать отчеты по их работе за заданный период. SNMP предназначен для мониторинга состояния сети АС и управления сетевыми устройствами.

Формирование отчетов, информационный обмен данными в АС строится с использованием протокола ODBC, который позволяет единообразно оперировать с разными источниками данных.

Основными стандартами OPC являются следующие:

- OPC DA (Data Access), описывающий набор функций обмена данными в реальном времени с ПЛК и другими устройствами;
- OPC AE (Alarms & Events), предоставляющий функции уведомления по требованию о различных событиях;
- OPC DX (Data eXchange), предоставляющий функции организации обмена данными между OPC–серверами через сеть Ethernet;
- OPC XML–DA (XML–Data Access), предоставляющий гибкий, управляемый правилами формат обмена данными через Intranet–среду.

Профиль среды АС должен включать в себя стандарт протокола транспортного уровня Modbus, стандарты локальных сетей (стандарт Ethernet IEEE 802.3 или стандарт Fast Ethernet IEEE 802.3 u), а также стандарты средств сопряжения проектируемой АС с сетями передачи данных общего назначения (в частности, RS–485, сети CAN, ProfiBus и др.).

Профиль защиты информации должен обеспечивать реализацию политики информационной безопасности. Функциональная область защиты информации включает в себя функции защиты, реализуемые разными компонентами АС:

- функции защиты, реализуемые операционной системой;

- функции защиты от несанкционированного доступа, реализуемые на уровне программного обеспечения промежуточного слоя;
- функции управления данными, реализуемые СУБД;
- функции защиты программных средств, включая средства защиты от вирусов;
- функции защиты информации при обмене данными в распределенных системах;
- функции администрирования средств безопасности.

Основополагающим документом в области защиты информации в распределенных системах являются рекомендации X.800, принятые МККТТ (сейчас ITU-T) в 1991 г. Подмножество указанных рекомендаций составляет профиль защиты информации в АС с учетом распределения функций защиты информации по уровням концептуальной модели АС и взаимосвязи функций и применяемых механизмов защиты информации.

Профиль инструментальных средств, встроенных в АС, должен отражать решения по выбору методологии и технологии создания, сопровождения и развития конкретной АС. Функциональная область профиля инструментальных средств, встроенных в АС, охватывает функции централизованного управления и администрирования, связанные:

- с контролем производительности и корректности функционирования системы в целом;
- управлением конфигурацией прикладного программного обеспечения, тиражированием версий;
- управлением доступом пользователей к ресурсам системы и конфигурацией ресурсов;
- перенастройкой приложений в связи с изменениями прикладных функций АС;
- настройкой пользовательских интерфейсов (генерация экранных форм и отчетов);
- ведением баз данных системы;

- восстановлением работоспособности системы после сбоев и аварий.

### 2.3. Разработка структурной схемы АС

Специфика каждой конкретной системы управления определяется используемой на каждом уровне программно-аппаратной платформой. КТС СОИ организуется в виде двухуровневой функционально распределённой иерархической структуры. Трёхуровневая структура АС приведена в приложении Б.

В структуре КТС выделены 3 уровня контроля и управления:

#### 1. Нижний (полевой) уровень:

- автоматическое измерение, расчет и выдача информации о расходе природного газа на базе вычислителей расхода «Аконт» (рабочий и резервный) фирмы ЗАО «НИЦ Инкомсистем» (Россия);
- автоматическое измерение, расчет и выдача информации о параметрах природного газа на базе аналитического контроллера «Аконт» (рабочий и резервный) фирмы ЗАО «НИЦ Инкомсистем» (Россия);
- автоматический контроль и управление технологическим оборудованием на базе контроллера «Simatic S7-400» фирмы Siemens (Германия).

2. Средний (контроллерный) уровень состоит из локального контроллера.

3. Верхний (информационно-вычислительный) уровень состоит из коммуникационного контроллера, который играет роль концентратора, а также компьютеров и сервера базы данных, объединенных в локальную сеть Ethernet. На компьютерах диспетчера и операторов установлены операционная система Windows XP и программное обеспечение INFINITY SCADA.

Обобщенная структура управления АС приведена в приложении Г.

Информация с датчиков полевого уровня поступает на средний уровень управления локальному контроллеру (ПЛК). Он выполняет следующие функции:

- сбор, первичную обработку и хранение информации о состоянии оборудования и параметрах технологического процесса;

- автоматическое логическое управление и регулирование;
- исполнение команд с пункта управления;
- обмен информацией с пунктами управления.

Информация с локального контроллера направляется в сеть диспетчерского пункта через коммуникационный контроллер верхнего уровня, который реализует следующие функции:

- сбор данных с локальных контроллеров;
- обработка данных, включая масштабирование;
- поддержание единого времени в системе;
- синхронизация работы подсистем;
- организация архивов по выбранным параметрам;
- обмен информацией между локальными контроллерами и верхним уровнем.

ДП включает несколько станций управления, представляющих собой АРМ диспетчера/оператора. Также здесь установлен сервер базы данных. Компьютерные экраны диспетчера предназначены для отображения хода технологического процесса и оперативного управления.

Все аппаратные средства системы управления объединены между собой каналами связи. На нижнем уровне контроллер взаимодействует с датчиками и исполнительными устройствами. Связь между локальным контроллером и контроллером верхнего уровня осуществляется на базе интерфейса Ethernet.

Связь автоматизированных рабочих мест оперативного персонала между собой, а также с контроллером верхнего уровня осуществляется посредством сети Ethernet.

#### **2.4 Функциональная схема 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 соответствии с заданием разработаны два варианта функциональных схем автоматизации:

- по ГОСТ 21.404–13 «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах» и ГОСТ 21.408–13 «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов»;
- по Стандарту американского общества приборостроителей ANSI/ISA S5.1. «Instrumentation Symbols and Identification».

#### **2.4.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408–13**

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям ГОСТ 21.408–13 и приведена в приложении В. На схеме выделены каналы

измерения (1-11) и канал управления (12). Контур 11-12 реализует автоматическое регулирование давления во газопроводе.

#### **2.4.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA**

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям ANSI/ ISA S5.1 и приведена в приложении Г. Согласно этой схеме осуществляются следующие операции:

- измерение давления в газопроводе, его регистрация на АРМ оператора и регулирование с помощью регулятора давления.
- измерение объема газа, и его регистрация на АРМ.
- измерение давления, температуры, влажности, качества газа в газопроводе и регистрация на АРМ.

#### **2.5 Разработка схемы информационных потоков КУУГ**

Схема информационных потоков, которая приведена в приложении Д, 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 экранам 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:

- объем газа, м<sup>3</sup>/ч,
- температура газа, °С,
- давление газа, МПа,
- влажность газа, МПа,

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;
- VLJ – влажность;
- RAS – расход;
- UPR – управляющий сигнал;
- TTR – температура точки росы;

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

- IL1 – измерительная линия 1;
- IL2 – измерительная линия 2;
- K2 – регулятор давления К-2;

CCCC – уточнение, не более 4 символов:

- VHOD – входной трубопровод;
- VYHD – выходной трубопровод;
- GAZ – газ;

DDDDD – примечание, не более 5 символов:

- REG – регулирование;
- IZM – измерение;

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

В таблице 1 приведены примеры кодировок сигналов для насосной станции.

Таблица 1– кодировка сигналов SCADA

<b>Кодировка</b>	<b>Расшифровка кодировки</b>
Температура газа в узле учета на ИЛ1	TEM_IL1_GAZ_IZM
Давление газа в узле учета на ИЛ1	DAV_IL1_GAZ_IZM
Расход газа на ИЛ1	RAS_IL1_GAZ_IZM
Температура газа в узле учета на ИЛ2	TEM_IL2_GAZ_IZM
Давление газа в узле учета на ИЛ2	DAV_IL2_GAZ_IZM
Расход газа на ИЛ1	RAS_IL1_GAZ_IZM
Расход газа на ИЛ2	RAS_IL2_GAZ_IZM
Точка росы на ИЛ1	TTR_IL1_GAZ_IZM
Точка росы на ИЛ2	TTR_IL2_GAZ_IZM
Влажность газа на ИЛ1	VLJ_IL1_GAZ_IZM
Влажность газа на ИЛ2	VLJ_IL2_GAZ_IZM
Давление газа после регулятора	DAV_K2_GAZ_IZM
Управление регулятором давления	UPR_K2_GAZ_REG

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 INFINITY HISTORY. Данные, хранящиеся более трех месяцев, прореживаются для обеспечения необходимой дискретности.

## **2.6 Выбор средств реализации КУУГ**

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

Программно–технические средства АС КУУГ 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.

### **2.6.1 Выбор контроллерного оборудования КУУГ**

В основе системы автоматизированного управления КУУГ будем использовать два ПЛК Siemens SIMATIC S7–400 (рисунок 3). Связь между локальным контроллером и контроллером верхнего уровня (коммуникационным) осуществляется на базе интерфейса Ethernet.



Рисунок 3 – Siemens SIMATIC S7-400

Контроллер управления Simatic S7-400 предназначен для сбора информации о состоянии и управления электропроводной арматуры, системной сигнализации загазованности и силовым оборудованием.

В состав контроллер управления Simatic S7-400 входят:

- 1) Мощный программируемый контроллер для построения систем автоматизации средней и высокой степени сложности. Широкая гамма центральных процессоров различной производительности с встроенными интерфейсами PROFIBUS DP.
- 2) Широкий спектр модулей для оптимальной адаптации к требованиям решаемой задачи:
  - сигнальные модули (SM) для ввода и вывода дискретных и аналоговых сигналов;
  - коммуникационные модули (CP) для подключения S7-400 к промышленным сетям PROFIBUS/Industrial Ethernet/PROFINET, Modbus TCP/Ethernet а также организации последовательной передачи данных через PtP интерфейс;
  - интерфейсные модули (M), для связи базового блока контроллера со стойками расширения. К одному базовому блоку контроллера SIMATIC s7-400 может подключаться до 21 стойки расширения.
- 3) Высокопроизводительная внутренняя шина S7-400 и коммуникационные интерфейсы, которые могут быть встроены непосредственно в центральный процессор, обеспечивают эффективное функционирование контроллера линии, используемые для связи с системами человеко-машинного интерфейса и

программирования, для высокопроизводительной связи с компонентами систем управления перемещением для связи с стандартными приборами системы распределённого ввода-вывода. При необходимости могут быть установлены дополнительные соединения с системами MES/ERP или Internet.

4) Инструментальные средства. При решении сложных комплексных задач автоматического управления для программирования и конфигурирования контроллера S7-400 могут использоваться инструментальные средства проектирования SIMATIC. Эти средства включают в свой состав языки программирования управляющих последовательностей, программирования на основе разработки графов состояний или функциональных диаграмм.

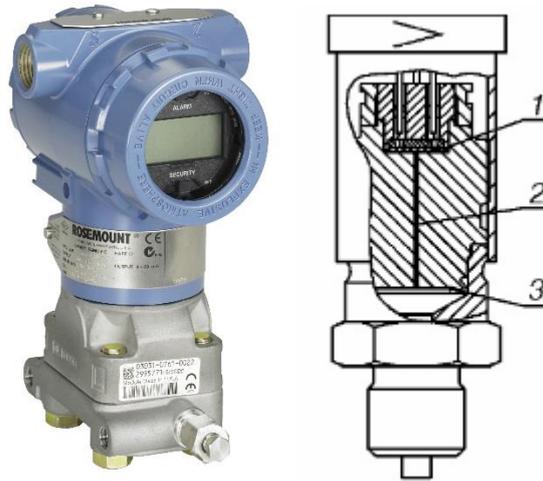
Simatic S7-400 снабжен развитыми сетевыми возможностями. Simatic S7-400 может подключаться к сетям PROFIBUS и Industrial Ethernet через коммуникационные процессоры CP 443-х. Коммуникационные процессоры CP 443-1 IT и CP 443-1 Advanced способны выполнять функции Web-сервера и обеспечивают поддержку обширного набора IT функций связи, что позволяет производить обмен данным с контроллером через Internet/Intrane,

## **2.6.2 Выбор датчиков**

### **2.6.2.1 Выбор датчиков давления**

Измерительные устройства, как и любое другое оборудование автоматизированной системы управления, могут иметь различные конструктивные особенности, эксплуатационные характеристики даже в пределах одного типа измеряемой величины. В связи с этим, так же, как и в случае с выбором контроллера, необходимо заполнить опросный лист для оптимального подбора измерительных средств.

Выбор датчиков давления происходил из следующих вариантов: Сапфир 22 М, Rosemount 3051, Метран -44 Ех-ДД. Исходя из сформированных требований, можно сделать оптимальный выбор устройства для измерения давления газа. Для этих целей выбираем датчик Rosemount 3051S, производства компании «Emerson» (рисунок 4).



E16 <sup>(9)</sup>	Фланец Сорланар	1/4-18 NPT	Углеродистая сталь	Сплав С276		★
--------------------	-----------------	------------	--------------------	------------	--	---

Рисунок 4 – Датчик давления Rosemount 3051S

Представленный преобразователь давления полностью соответствует требованиям опросного листа и имеет следующий принцип действия. Среда оказывает давление на мембрану. В качестве чувствительного элемента выступает тензорезистор, который меняет свое сопротивление в зависимости от давления. Величина сопротивления тензорезистора преобразуется в унифицированный токовый сигнал 4-20мА и передается в модуль аналогового ввода системы управления.

Верхний предел измерения давления достаточно велик, и, с целью упрощения эксплуатации системы, для измерения давления в других точках будем использовать его же, но калибровать в соответствии с позицией.

Помимо датчиков, выдающих аналоговый сигнал, так же требуются реле давления, выдающие дискретный сигнал при достижении определенного значения давления. Эти сигналы можно использовать для формирования алармов и совершение отработки сценариев пуска и останова оборудования. Для этих целей выбираем электроконтактный тип манометров.

Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ, МВПТИ предназначены для измерения избыточного и вакуумметрического давления неагрессивных, некристаллизующихся жидкостей, газа и пара, в том числе кислорода и

применения в сферах государственного метрологического контроля и надзора (ГМКиН) и государственной системы промышленных приборов и средств автоматизации (ГСП). Предлагается использование манометра МВПТИ кл.т.0.4, производства компании «Манотомь» (рисунок 5).



Рисунок 5 – Манометр показывающий МВПТИ

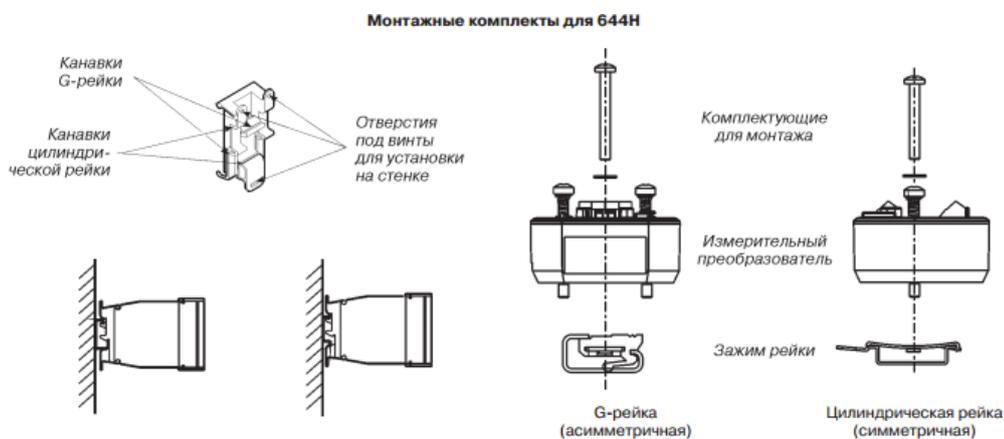
### Опросный лист для выбора датчиков давления Метран-150

\* - поля, обязательные для заполнения!

Общая информация		
Предприятие *: ТПУ	Дата заполнения:	
Контактное лицо *: Соснин	Тел. / факс *:	
Адрес *:	E-mail:	
Опросный лист №	Позиция по проекту:	Количество *:
Параметры процесса		
Измеряемый параметр *	<input checked="" type="checkbox"/> Избыточное давление <input type="checkbox"/> Разрежение <input type="checkbox"/> Абсолютное давление <input type="checkbox"/> Давление-Разрежение <input type="checkbox"/> Разность давлений	
Измеряемая среда	газожидкостная смесь	
Диапазон измерения (шкала прибора) *	от 0 до 5,5 МПа	
Требуемая основная приведенная погрешность измерения		
Температура окружающей среды	от -50 до +50 °С	
Температура измеряемой среды	от -45 до +45 °С	
Рабочее избыточное давление (для датчиков разности давлений) *		
Требования к исполнению датчика		
Выходной сигнал *	<input checked="" type="checkbox"/> 4-20 мА + HART <input type="checkbox"/> обратный <input type="checkbox"/> 0-5 мА <input type="checkbox"/> квадратный корень (только для датчиков разности давлений)	
Соединение с технологическим процессом *	Резьбовое подключение	
	<input checked="" type="checkbox"/> M20x1,5 <input type="checkbox"/> ниппель с накидной гайкой <input type="checkbox"/> K 1/2" <input type="checkbox"/> 1/2"-14 NPT <input checked="" type="checkbox"/> наружная резьба <input type="checkbox"/> K 1/4" <input type="checkbox"/> 1/4"-18 NPT <input type="checkbox"/> внутренняя резьба	
	Фланцевое соединение, ГОСТ 12815-80 исполнение 2	
	<input type="checkbox"/> DN 50 <input type="checkbox"/> PN 6 (только для DN 50) <input type="checkbox"/> DN 80 <input type="checkbox"/> PN 40 <input type="checkbox"/> другое (сборка с разделительной мембраной 1199)	
Электрическое подключение	Описание соединения	
	<input type="checkbox"/> электрический разъем (вилка 2PMГ14, розетка 2PM14) <input type="checkbox"/> электрический разъем (вилка 2PMГ22, розетка 2PM22) <input type="checkbox"/> штепсельный разъем DIN	
	Кабельный ввод	
	<input type="checkbox"/> никелированная латунь <input type="checkbox"/> небронированный кабель <input checked="" type="checkbox"/> нержавеющая сталь <input checked="" type="checkbox"/> бронированный кабель <input type="checkbox"/> полиамид	
Дополнительные опции		
<input checked="" type="checkbox"/> встроенный ЖК-индикатор <input type="checkbox"/> кнопки для конфигурирования <input type="checkbox"/> кронштейн для крепления датчика на трубе ø50 мм <input checked="" type="checkbox"/> кронштейн для установки датчика на плоской поверхности <input checked="" type="checkbox"/> гарантия 5 лет <input checked="" type="checkbox"/> дополнительная маркировочная табличка на проволоке	<input checked="" type="checkbox"/> клапанный блок	<input type="checkbox"/> в сборе с клапанным блоком серия количество вентилей 2 <input checked="" type="checkbox"/> кронштейн для крепления клапанного блока на трубе ø50 мм
Примечания:		

### 2.6.2.2 Выбор датчиков температуры

Для измерения температуры предлагается использование преобразователя температуры Rosemount 644, производства компании «Emerson», изображенного на рисунке 6.



Резьбовая универсальная головка сенсора (код опции J5, J6, J7 или J8)	Соединительная головка сенсора DIN (код опции R1, R2, R3 или R4)

Рисунок 6 – Датчик температуры Rosemount 644

Высокоточный измерительный преобразователь Rosemount 644 с возможностью передачи данных по протоколам HART, FOUNDATION Fieldbus или PROFIBUS PA, в конструктивных исполнениях с монтажом в головке датчика или на DIN рейке, соответствует самым высоким требованиям условий применения. ЖК-дисплей обеспечивает индикацию результатов измерения, а опция согласования преобразователя-сенсора обеспечивает непревзойденную точность измерения для преобразователя и сенсора термометра сопротивления.

Особенности измерительного преобразователя:

Поддержка протоколов HART/ 4-20 мА, Foundation fieldbus или Profibus PA;

Типы монтажа измерительного преобразователя DIN А или на рейке;

ЖК дисплей;

Согласование измерительного преобразователя с первичным преобразователем уменьшает погрешность системы на 75%;

Сертификат калибровки по 3 точкам.

Представленный датчик предназначен для измерения температуры жидких и газообразных сред, по отношению к которым материал защитной арматуры является коррозионностойким. Чувствительный элемент первичного преобразователя и встроенный в головку датчика микропроцессорный преобразователь преобразуют измеряемую температуру в унифицированный выходной сигнал постоянного тока, что дает возможность построения АСУ ТП без применения дополнительных нормирующих преобразователей. Rosemount 644 может применяться во взрывоопасных зонах, в которых возможно образование взрывоопасных смесей газов, паров, горючих жидкостей с воздухом. Основные технические характеристики датчика температуры приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Технические характеристики датчика Rosemount 644

<b>Техническая характеристика</b>	<b>Значение</b>
Измеряемые среды	Жидкости (в т.ч. нефтепродукты), пар, газ, в т.ч. газообразный кислород и кислородосодержащие газовые смеси;
Диапазон преобразуемых температур	-200...850 оС
Пределы приведенной основной погрешности измерений	±0,18 оС
Выходной сигнал	4...20 мА
Наличие взрывозащищенного (Ex, Вн) исполнения	есть
Степень защиты от воздействия пыли и воды	IP65
Чувствительный элемент первичного преобразователя	Платиновый термометр сопротивления (100Ω, Pt100)
Протоколы связи с компьютерной средой	HART, Foundation Fieldbus, Profibus
Средний срок службы	Не менее 5 лет

## Опросный лист для выбора датчика температуры

\* - поля, обязательные для заполнения!

Для получения подсказки по выбранному полю нажмите F1!

Общая информация			
Предприятие *: ТПУ		Дата заполнения:	
Контактное лицо *: Струй А		Тел. / факс *:	
Адрес *: г. Томск		E-mail:	
Опросный лист №	Позиция по проекту (тэг):		Количество *:
Параметры измеряемой и окружающей среды			
Измеряемая среда:		Фазовое состояние: <input type="checkbox"/> газ <input type="checkbox"/> жидкость	
Диапазон измеряемых температур, С*	Мин <u>-30</u>	Макс <u>100</u>	
Давление измеряемой среды, МПа*	<u>5</u>		
Скорость потока измеряемой среды, м/с			
Диапазон окружающих температур, °С	Мин _____	Макс _____	
Датчик температуры			
<input checked="" type="checkbox"/> Rosemount (Emerson) *		<input type="checkbox"/> Метран *	
Первичный преобразователь (ПП), без защитной гильзы			
<input checked="" type="checkbox"/> Требуется *		<input type="checkbox"/> Не требуется *	
<input type="checkbox"/> Требуется *		<input type="checkbox"/> Не требуется *	
<i>Тип чувствительного элемента (ЧЭ)</i>		<i>Тип чувствительного элемента (ЧЭ)</i>	
<input checked="" type="checkbox"/> Термопара		<input type="checkbox"/> Термометр сопротивления	
<input type="checkbox"/> Термометр сопротивления		<input type="checkbox"/> Термопара	
<i>Количество чувствительных элементов</i>		<i>Количество чувствительных элементов</i>	
<input checked="" type="checkbox"/> 1 <input type="checkbox"/> 2		<input type="checkbox"/> 1 <input type="checkbox"/> 2	
Номинальная статическая характеристика (НСХ) *		Номинальная статическая характеристика (НСХ) *	
<input checked="" type="checkbox"/> К <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/> Pt100		<input type="checkbox"/> К <input type="checkbox"/> В <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/> 50М <input type="checkbox"/> 100М <input type="checkbox"/> 50П	
<input type="checkbox"/> J _____ (другие НСХ) _____ (другие НСХ)		<input type="checkbox"/> L <input type="checkbox"/> R <input type="checkbox"/> S _____ (другие НСХ) _____ (другие НСХ)	
Рабочий спай		Рабочий спай	
<input checked="" type="checkbox"/> изолированный <input type="checkbox"/> неизолированный		<input type="checkbox"/> изолированный <input type="checkbox"/> неизолированный	
<i>Класс допуска</i>		<i>Класс допуска</i>	
1 <input type="checkbox"/> А <input type="checkbox"/> В		<input type="checkbox"/> 1 <input type="checkbox"/> 2 <input type="checkbox"/> А <input type="checkbox"/> В <input type="checkbox"/> С	
<i>Схема соединений</i>		<i>Схема соединений</i>	
2-хпроводная <input type="checkbox"/> 2-хпроводная		2-хпроводная <input type="checkbox"/> 2-хпроводная	
<input type="checkbox"/> 3-хпроводная		<input type="checkbox"/> 3-хпроводная	
<input type="checkbox"/> 4-хпроводная		<input type="checkbox"/> 4-хпроводная	
<i>Диаметр оболочки ЧЭ</i>		<i>Диаметр защитной арматуры (без защитной гильзы)</i>	
6мм		<input type="checkbox"/> 20мм <input type="checkbox"/> 10мм <input type="checkbox"/> 8мм <input type="checkbox"/> 6мм <input type="checkbox"/> 5мм <input type="checkbox"/> 3мм	
Глубина погружения (длина монтажной части)*		Глубина погружения (длина монтажной части)*	
<u>100</u> мм		_____ мм	
<i>Материал оболочки кабеля</i>		<i>Материал защитной арматуры</i>	
321 SST (НСХ J) Inconel 600 (НСХ K) Nicrobell B (НСХ N)		316/321 SST	
<input type="checkbox"/> 12X18H10T <input type="checkbox"/> 10X17H13M2T <input type="checkbox"/> 15X25T <input type="checkbox"/> ХН78Т		<input type="checkbox"/> 10X23H18 <input type="checkbox"/> Латунь <input type="checkbox"/> ХН45Ю _____ (другие мат-лы)	
Способ крепления первичного преобразователя		Способ крепления первичного преобразователя*	
<input checked="" type="checkbox"/> 1/2" NPT _____ (другая резьба) <input type="checkbox"/> Без резьбы		<input type="checkbox"/> М20х1.5 _____ (другая резьба) <input type="checkbox"/> Без резьбы	
<input type="checkbox"/> Фланец _____ <input type="checkbox"/> Вварной		<input type="checkbox"/> Фланец _____ <input type="checkbox"/> Вварной	

### 2.6.2.3 Выбор датчика расхода

В связи с тем, что коммерческий учет расхода газа является одной из самых главных задач ГРС, то и расходомер необходимо выбирать с достаточно высокой точностью и надежностью. Поэтому использование измерительной системы FLOWSIC600 Quatro (рисунок 7) будет отличным решением для реализации данной задачи.

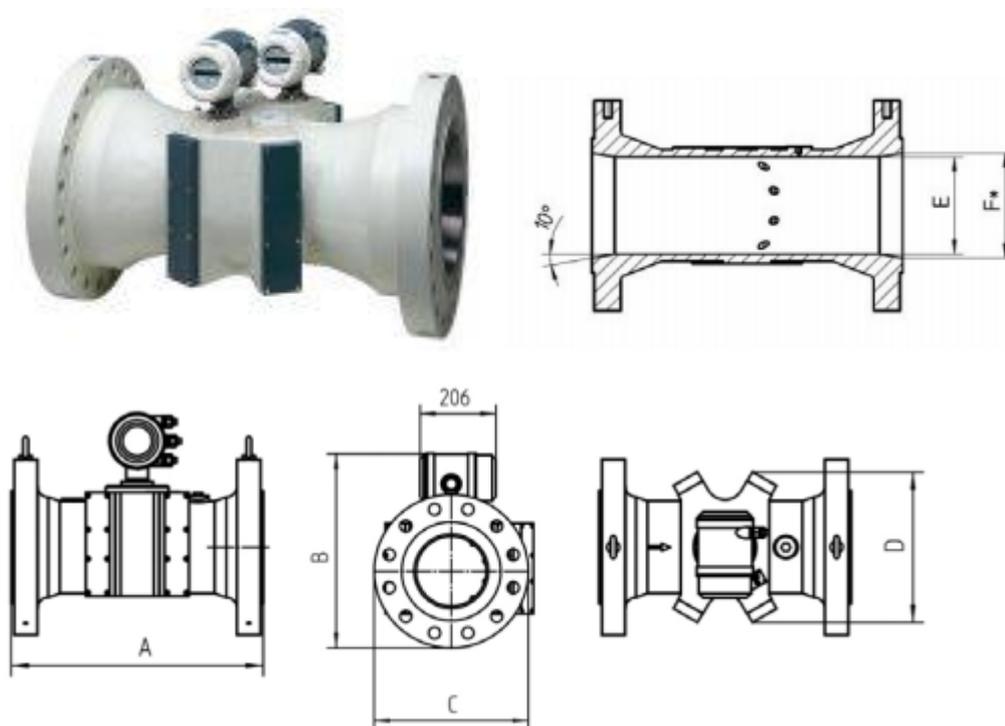


Рисунок 7 – Измерительная система FLOWSIC600 Quatro

Измерительная система FLOWSIC600 предназначена для измерения объемного расхода газа в трубопроводах. Она может быть использована для измерения объемного расхода при стандартных условиях и скорости звука в газах. Данная система является первый компактным газовым счетчиков в области ультразвукового измерения объемного расхода газов. В нашем случае предлагается использовать конфигурацию, состоящую из двух 4-лучевых коммерческих счетчиков, расположенных в одном измерительном корпусе. Оба счетчика обладают равной точностью и тем самым обеспечивают полное дублирование измерений. Каждый электронный блок управляет 4 парами датчиков (расположенными в одной плоскости), причем каждый измеряет

расход независимо от другого. Такая конструкция позволяет значительно снизить затраты на установку по сравнению с традиционным использованием двух отдельных счетчиков вместе с присоединяемыми трубопроводами. Одним из преимуществ такой конструкции является тот факт, что две различные фирмы или организации могут использовать один и тот же измерительный корпус, но при этом иметь абсолютно электрически изолированные друг от друга измерительные системы. Кроме того, в случае, если на одном из электронных блоков возникают проблемы или происходит отказ, другой будет продолжать поставлять точные измерительные данные.

Основными особенностями FLOWSIC600 являются:

накопительные счетчики объема, журналы событий и конфигурируемые архивы данных;

встроенные в корпус ультразвуковые приемопередатчики;

конструкция с измерительными лучами, расположенными в одной плоскости;

устойчивость к превышению диапазона работы;

измерительный диапазон до 1:120;

потребляемая мощность < 1 Вт;

интеллектуальная система самодиагностики с функцией техобслуживания по состоянию (CBM);

MERAFLOW600 CBM, обширный набор пользовательских интерфейсов, включающий управление счетчиком и данными;

создание диагностического файла нажатием одной кнопки;

техническая поддержка и сервисное обслуживание по всему миру.

Принцип работы счетчика газа основан на сравнении времени прохождения ультразвукового импульса через среду в направлении, совпадающем с направлением движения среды, и в обратном. Два ультразвуковых преобразователя, которые установлены под углами к потоку газа, работают попеременно как передатчик и приемник. Сигналы, переданные в направлении движения среды ускоряются, а против движения потока – замедляются. Результирующая разница времени передачи сигналов

используется чтобы определить значение скорости потока газа. Используя расстояние между преобразователями, вычисляется значение объемного расхода газа. На корректность измерений не влияет давление, температура или состав газа. Основные технические характеристики датчика расхода FLOWSIC600 Quatro приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики датчика расхода FLOWSIC600 Quatro

<b>Техническая характеристика</b>	<b>Значение</b>
Газы	Природный газ (сухой, влажный), попутный нефтяной газ, воздух и т.д.
Диапазон температур измеряемой среды	-40...+180 оС
Диапазон давлений измеряемой среды	0 бар ... 250 бар (изб.)
Рабочий расход для DN 500	200...20000 м3/ч
Типичная погрешность	4 луча: $\pm 0,5\%$ (сух. калибровка); $\pm 0,3\%$ (после калибровки – Россия ГОСТ); $\pm 0,1\%$ (после калибровки и коррекции полиномом – Европа; США)
Выходной сигнал	Аналоговый выход: Активный/Пассивный; оптически изолированный; 4...20 мА. Цифровые выходы: Пассивные, оптически изолированные, открытый коллектор или NAMUR.
Наличие взрывозащищенного исполнения (Ex, Вн)	есть
Степень защиты от воздействия пыли и воды	IP 65/IP 67
Интерфейсы	2xRS485
Протоколы связи с компьютерной средой	HART, Modbus ASCII/Modbus RTU
Средний срок службы	Не менее 5 лет

#### 2.6.2.4 Выбор анализатора температура точки росы.

Анализатор температуры точки росы по углеводородам АМЕТЕК, модель 241СЕ II представлен на рисунке 8.



Рисунок 8 – Анализатор АМЕТЕК 241СЕ II

Анализатор АМЕТЕК 241СЕ II предназначен для определения точки росы по углеводородам в природном газе в процессе его добычи, переработки, транспортировки и потребления. Анализатор 241СЕ II допущен для автономной работы во взрывоопасных зонах в соответствии с маркировкой 1ExdПВТ4 Х.

Особенности:

- Высокая чувствительность и точность;
- Нечувствительность к помехам;
- Большой ресурс измерительной ячейки;
- Простая проверка с использованием чистого пропана;
- Постоянная диагностика.

Работа анализатора основана на первичном принципе – конденсации углеводородов на охлаждаемом зеркале. Для циклического охлаждения и нагрева зеркала применяется трехступенчатый термоэлектрический охладитель/нагреватель (элемент Пельтье). Поверхность зеркала освещается источником постоянной интенсивности. Детектирование момента конденсации осуществляется оптической системой, которая регистрирует изменение

интенсивности отраженного света от поверхности охлаждаемого зеркала. Температура зеркала определяется с помощью платинового термометра сопротивления.

Процессом измерения и обработкой результатов управляет встроенный микропроцессор, который также выполняет повторяющиеся измерительные циклы, состоящие из трех этапов: продувки, охлаждения и нагрева. При охлаждении и нагреве ячейки выход пробы запирается соленоидным клапаном. Диагностическая программа непрерывно контролирует ключевые рабочие параметры и ход каждого этапа измерительного цикла. На встроенный дисплей кроме значения точки росы по углеводородам выводится информация о последнем значении измеренной температуры точки росы, рабочем давлении внутри измерительной ячейки (при наличии датчика), продолжительности работы монитора, диагностика состояния работы монитора и другая служебная информация. Имеются токовые выходы 4-20 мА для непрерывной регистрации измеренной точки росы и условного кода состояния.

Высокая точность при измерении температуры точки росы сочетается с высокой надежностью при флуктуационных изменениях рабочего давления, температуры, расхода газа. Специальный фильтр на входе предохраняет анализатор от возможного загрязнения такими типовыми продуктами, как аэрозоли, механические частицы, жидкости.

#### **2.6.2.5 Выбор анализатора влажности газа.**

Анализатор влажности газов АМЕТЕК, модель 5000 (рисунок 9).



Рисунок 9 – Анализатор влажности АМЕТЕК модель 5000

Поточный анализатор влажности АМЕТЕК модель 5000 предназначен для определения влажности в водородосодержащих и углеводородных газах.

Исключительные характеристики:

- Быстрый отклик;
- Высокая чувствительность и точность;
- Нечувствительность к помехам;
- Большой ресурс измерительной ячейки.

Анализатор 5000 определяет влажность в потоке газа, измеряя частоту колебаний кварцевого кристалла. Когда кристалл обдувается анализируемым влажным газом, вода адсорбируется специальным покрытием кристалла, вызывая уменьшение частоты его колебаний. Затем кристалл продувается сравнительным газом, в качестве которого используется осушенный анализируемый газ. При этом адсорбированная вода удаляется с кристалла, и его частота колебаний вновь восстанавливается. Разность между этими двумя частотами - "влажной" и "сухой" – пропорциональна содержанию воды в газе. Периодичность переключения потоков влажного и сухого газов - 30 с.

#### **2.6.2.6 Выбор контроллера для измерения расхода.**

В качестве контроллера предлагается использование вычислителя расхода FloBoss 107, представленный на рисунке 10. Вычислитель FloBoss 107 построен на основе новой модульной платформы, обладающей повышенной гибкостью, высокими рабочими характеристиками и простотой в эксплуатации. FloBoss 107 рассчитан на работу с разным числом трубопроводов (один или несколько), а также с различным количеством точек ввода-вывода.



Рисунок 10 – Вычислитель расхода FloBoss 107

Эта модель является идеальным выбором для решения различных задач, предполагающих измерение расхода природного газа, включая, например, следующие:

- Коммерческий учет;
- Измерение и регулирование в составе устьевого оборудования скважины;
- Контроль давления закачки;
- Контроль расхода газового топлива компрессора;
- Контроль расхода газов в промышленности;
- Контроль расхода газов в коммерческих организациях.

Новый вычислитель FloBoss 107 позволяет удовлетворить распространенные требования пользователей подобных систем. Он обладает всеми проверенными функциями предыдущих моделей FloBoss, такими как точный расчет расхода по стандарту AGA, сохранение архивных данных, поддержка большого числа протоколов обмена данными, малая потребляемая мощность, поддержка контуров с ПИД-регулированием, работа с таблицами последовательности функций (FST) и возможность эксплуатации при крайне высоких и низких температурах. В стандартную конфигурацию FloBoss 107 включены три порта: один порт интерфейса оператора, коммуникационные

порты RS-232 и RS-485. Также поддерживается дополнительный порт при использовании расширенного коммуникационного модуля.

Особенности и преимущества вычислителя FloBoss 107:

Работа с сенсорами переменного перепада давления и импульсными измерительными приборами на 1-4 трубопроводах.

Возможность расширения ввода-вывода – 6 точек на модуле ЦП (устанавливается по дополнительному заказу) и до 6 модулей ввода-вывода.

Настройка скорости работы для оптимизации энергопотребления.

Сохранение данных в стандартном и дополнительном архиве.

Локальное хранение результатов контроля, измерений и расчетов.

Локальное управление периферийным оборудованием, включая клапаны и электродвигатели.

Локальный и дистанционный обмен данными.

Высокий уровень защиты данных.

Батарея для резервного электропитания памяти и конденсатор большой емкости для обеспечения сохранности данных и конфигурационной информации и обеспечения работоспособности прибора в случае длительного простоя.

Основные технические характеристики контроллера расхода FloBoss 107:

32-разрядный процессор Renesas HD64F2378 с выбором тактовой частоты: 29,4 МГц, 14,7 МГц и 3,7 МГц.

Резервное питание памяти от аккумулятора и конденсатора большой емкости для обеспечения целостности краткосрочных и долгосрочных данных и конфигурации контроллера, а также для поддержания его работоспособности.

Флэш-память загрузки: – 8 Кбайт для инициализации и диагностики системы.

Флэш-память (внутренняя): 512 Кбайт для прикладной программы.

Флэш-память (внешняя): 1 Мбайт x 16 для образа микропрограммного обеспечения (для хранения конфигурации и программ User C).

SRAM (внешнее статическое ОЗУ): 1 МБ x 16 для конфигурации и архивных журналов данных.

RAM (ОЗУ): 32 Кбайт для выполнения микропрограммы, хранения данных и локальных переменных.

Локальный интерфейс оператора: Формат EIA-232 (RS-232C).

COM1: EIA-485 (RS-485), скорость передачи данных от 300 до 115200 бит/с, последовательный интерфейс. Стандарт для дифференциальной передачи данных на расстояние до 1220 м (4000 футов).

COM2: EIA-232 (RS-232), скорость передачи данных от 300 до 115200 бит/с, основной последовательный интерфейс. Стандарт для асимметричной передачи данных на расстояние до 15 м (50 футов).

COM3: EIA-232 (RS-232) и EIA-485 (RS-485). Требуется дополнительный коммуникационный модуль. Протоколы связи: ROC или Modbus для ведомых (slave) устройств (ASCII или RTU). Modbus для ведущего (host) устройства на портах COM1, 2 или 3, с использованием дополнительного коммуникационного модуля.

#### **2.6.2.6 Нормирование погрешности канала измерения**

Нормирование погрешности канала измерения выполняется в соответствии с РМГ 62–2003 «Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Оценивание погрешности измерений при ограниченной исходной информации ВНИИМС Госстандарта».

В качестве канала измерения выберем канал измерения расхода. Требование к погрешности канала измерения не более 1 %. Разрядность АЦП составляет 12 разрядов.

Расчет допустимой погрешности измерения расходомера производится по формуле

$$\delta_1 \leq \sqrt{\delta^2 - (\delta_2^2 + \delta_3^2 + \delta_4^2 + \delta_5^2 + \delta_6^2)}, \quad (1)$$

где  $\delta = 1\%$  – требуемая суммарная погрешность измерения канала измерений при доверительной вероятности 0,95;

$\delta_2$  – погрешность передачи по каналу измерений;

$\delta_3$  – погрешность, вносимая АЦП;

$\delta_4, \delta_5, \delta_6$  – дополнительные погрешности, вносимые соответственно окружающей температурой, температурой измеряемой среды, электропроводностью измеряемой среды.

Погрешность, вносимая десятиразрядным АЦП, рассчитывается следующим образом:

$$\delta_3 = \frac{1 \cdot 100}{2^{12}} = 0,02 \%. \quad (2)$$

Погрешность передачи по каналу измерений устанавливается рекомендациями:

$$\delta_2 = \frac{1 \cdot 15}{100} = 0,15 \%. \quad (3)$$

При расчете учитываются также дополнительные погрешности, вызванные влиянием:

- температуры окружающего воздуха;
- температуры измеряемой среды;
- электропроводностью измеряемой среды.

Дополнительная погрешность, вызванная температурой окружающего воздуха, устанавливается согласно рекомендации:

$$\delta_4 = \frac{1 \cdot 27}{100} = 0,27 \%. \quad (4)$$

Дополнительная погрешность, вызванная температурой измеряемой среды, устанавливается согласно рекомендации:

$$\delta_5 = \frac{1 \cdot 27}{100} = 0,27 \%. \quad (5)$$

Дополнительная погрешность, вызванная электропроводностью измеряемой среды, устанавливается согласно рекомендации:

$$\delta_6 = \frac{1 \cdot 8}{100} = 0,08 \%. \quad (6)$$

Следовательно, допускаемая основная погрешность расходомера должна не превышать

$$\delta_1 \leq \sqrt{1 - (0,0225 + 0,0004 + 0,0729 + 0,0729 + 0,0064)} = 0,9. \quad (7)$$

В итоге видно, что основная погрешность выбранного расходомера не превышает допустимой расчетной погрешности. Следовательно, прибор пригоден для использования.

### **2.6.3 Выбор исполнительных механизмов**

#### **2.6.3.1 Выбор регулирующего клапана**

Исполнительным устройством называется устройство в системе управления, непосредственно реализующее управляющее воздействие со стороны регулятора на объект управления путем механического перемещения регулирующего органа.

Регулирующее воздействие от исполнительного устройства должно изменять процесс в требуемом направлении для достижения поставленной задачи – стабилизации регулируемой величины.

В процессе подачи газа потребителю необходимо регулировать давление на входе узла учета таким образом, чтобы оно было не выше заданного исходя из условий прочности трубопровода и не ниже заданного давления на входе. В качестве исполнительного механизма для регулирования давления газа будем использовать клапан с электроприводом.

В качестве способа регулирования давления будем использовать метод дросселирования (рисунок 11). PE–PT–PC–PY – контур регулирования давления (P).

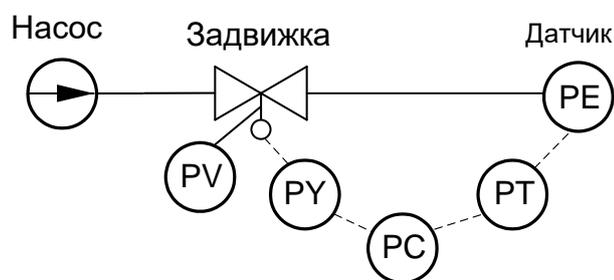


Рисунок 11 – контур регулирования

Для быстрого и плавного изменения величины давления в настоящее время наибольшее распространение получил метод дросселирования потока. Дросселирующим устройством может служить задвижка (кран, вентиль) или специальная шайба. Применяются также дроссельные втулки.

Для дросселирования используют задвижку только на напорном трубопроводе насоса, но не на всасывающем. Дросселирование всасывающей задвижкой увеличит сопротивление линии всасывания и может вывести насос на режим кавитации.

Регулирование подачи задвижкой удобно тем, что с ее помощью можно быстро изменить режим работы насоса в зависимости от обстоятельств, т. е. если насос работает в переменном режиме. В то же время, если требуется какая-то определенная подача, то после остановки насос необходимо снова регулировать, выводя его на заданный режим работы. В этом случае следует применять дроссельную шайбу, которая обеспечит постоянный перепад давления (при постоянном расходе).

Выбран конструкционный тип клапана – клеточно-плунжерный регулирующе-отсечной типа КМР.

Пропускную способность клапана  $K_v$  ( $\text{м}^3/\text{час}$ ) рассчитывают по формуле:

$$K_v = Q_{\max} \sqrt{\frac{\Delta p_0}{\Delta p}} \cdot \sqrt{\frac{\rho}{\rho_0}}, \quad (8)$$

где  $\Delta p_0$  – потеря давления на клапане (ее принимают равной  $1 \text{ кгс}/\text{см}^2$ );

$\Delta p$  – изменение давления в трубопроводе до и после клапана;

$\rho$  – плотность среды ( $\text{кг/м}^3$ );

$\rho_0=1000 \text{ кг/м}^3$  – плотность воды (в соответствии с определением значения  $Kv$ ).

Исходными данными для расчета пропускной способности являются следующие:

$\Delta p_0$  – потеря давления на клапане принята равной  $1 \text{ кгс/см}^2$ ;

$\Delta p$  – изменение давления в трубопроводе  $0,5 \text{ кгс/см}^2$ ;

$Q_{\max}$  – максимальное значение расхода  $20000 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Расчетная пропускная способность клапана должна быть не менее  $200 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

В соответствии с таблицей зависимости диаметра трубопровода от расхода жидкости получен присоединительный размер клапана к трубопроводу –  $D_y = 500 \text{ мм}$ .

В качестве регулирующего клапана будет использоваться клапан регулирующей седельной проходной VFM2 (рисунок 12):



Рисунок 12 – клапан регулирующей седельной проходной  
Технические характеристики данного клапана приведены в таблице 7.

Таблица 7 – технические характеристики VFM2

Техническая характеристика	Значение
Условный проход Ду, мм	500
Пропускная способность К <sub>v</sub> , м <sup>3</sup> /ч	20000
Ход штока, мм	100
Динамический диапазон регулирования	Более 100 : 1
Характеристика регулирования	линейная (30%)/логарифмическая (70%)
Температура регулируемой среды Т, °С	-40...150
Присоединение	Фланцевое
Корпус клапана и крышка	Нержавеющая сталь
Седло, золотник и шток	Нержавеющая сталь
Уплотнение сальника	EPDM

Характеристика регулирования приведена на рисунке 13.

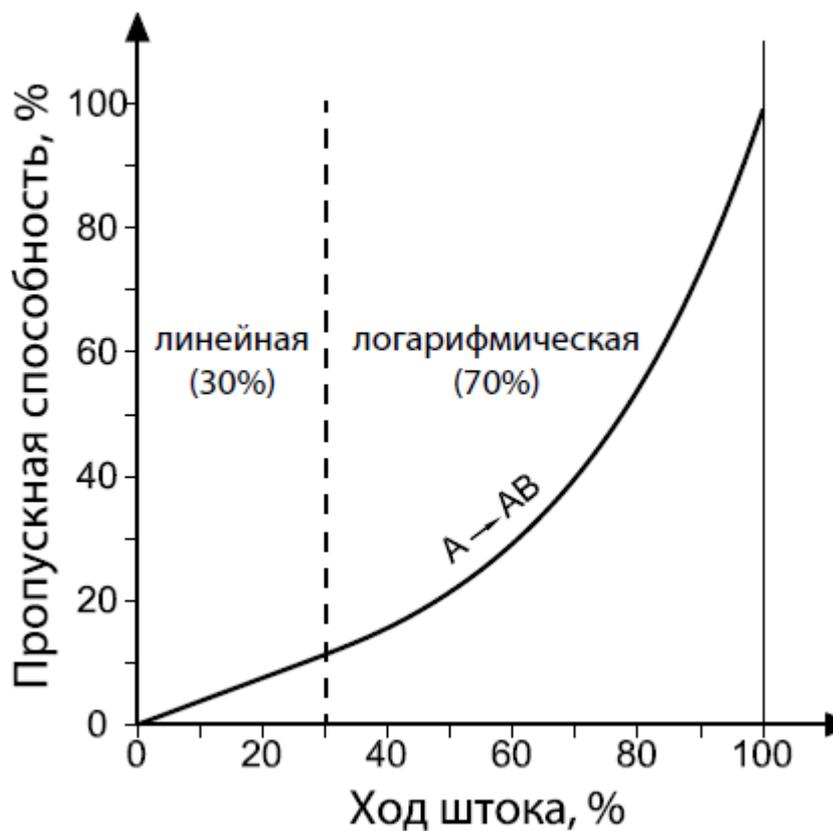


Рисунок 13 – характеристика регулирования

При монтаже клапана необходимо убедиться, чтобы направление движения регулируемой среды совпадало с направлением стрелки на его корпусе. Необходимо предусмотреть достаточное пространство вокруг клапана с электроприводом для их демонтажа и обслуживания.

В качестве приводов были рассмотрены Danfoss на постоянном токе, SIPOS 5 FLASH асинхронный электропривод, Auma Matic асинхронный электропривод.

Для управление клапана выбран прямоходный привод SIPOS 5 Flash 2SB5 (рисунок 14).

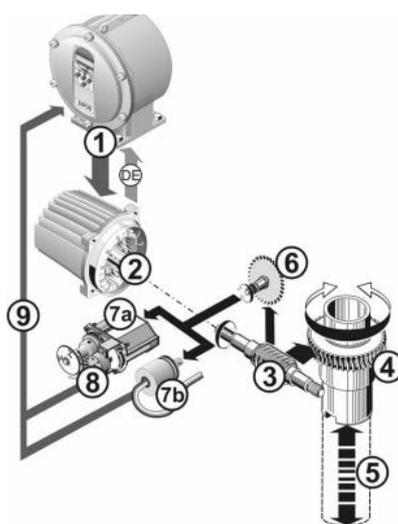


Рисунок 14 – привод SIPOS 5 Flash 2SB5

Электроника со встроенным преобразователем частоты (1) управляет двигателем (2). Двигатель вращает посредством червячного вала (3) ведомый вал (4), который в свою очередь приводит в действие привод или посредством ходовой гайки шпindelь арматуры (5). Движение червячного вала (3) передается посредством сигнального вала (6) на сигнальный привод (7a). Сигнальный привод уменьшает движение и вращает потенциометр или магнитный датчик перемещения (8). Или неинтрузивный позиционный датчик (niP) (7b) при использовании «неинтрузивной» конструкции. Неинтрузивный позиционный датчик (niP) подсчитывает количество оборотов. Регистрация положения осуществляется также без внешнего электропитания. По положению потенциометра или неинтрузивного позиционного датчика (niP) электроника распознает положение ведомого вала (9) и посредством этого положение

включенной арматуры, а также управляет двигателем согласно технологическим требованиям

Технические характеристики привода приведены в таблице 8.

Таблица 8 – технические характеристики SIPOS 5 Flash 2SB5

Техническая характеристика	Значение
Тип сигнала управления	4–20 мА
Класс защиты	IP 67
Тип двигателя	Асинхронный
Температурный диапазон, °С	От –20 ... до +60
Макс. сила тяги	90

#### 2.6.4 Разработка схемы внешних проводок

Схема внешней проводки приведена в приложении Е. Первичные и внешние приборы включают в себя датчики давления Rosemount 5600, расположенные на ИЛ-1 и ИЛ-2, расходомеры FlowSIC600 Quatro, расположенный на ИЛ-1 и ИЛ-2, датчики температуры Rosemount 644, расположенные на ИЛ-1 и ИЛ-2, датчик температуры росы АМТЕК 241СЕ II, расположенный на ИЛ-1 и ИЛ-2. На выходе расходомера имеется унифицированный токовый сигнал 4...20 мА. На выходе датчика температуры токовый сигнал 4..20 мА. Датчик давления имеет встроенный преобразователь сигнала, таким образом, на выходе имеем токовый сигнал 4..20 мА. Датчик температуры росы имеет на выходе токовый сигнал 4...20 мА.

Для передачи сигналов от датчиков давления, датчиков температуры и расходомеров на щит КИПиА используются по три провода. В качестве кабеля выбран КВВГ. Это – кабель с медными токопроводящими жилами с пластмассовой изоляцией в пластмассовой оболочке, с защитным покровом и предназначен для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам и распределительным устройствам номинальным переменным напряжением до 660 В частотой до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В при температуре окружающей среды от -50°С до +50°С. Медные токопроводящие жилы кабелей КВВГ выполнены однопроволочными.

Изолированные жилы скручены. Кабель прокладывается в трубе диаметром 20 мм.

### **2.6.5 Выбор алгоритмов управления АС КУУГ**

В автоматизированной системе на разных уровнях управления используются различные алгоритмы:

- алгоритмы пуска (запуска)/ останова технологического оборудования (релейные пусковые схемы) (реализуются на ПЛК и SCADA-форме),
- релейные или ПИД-алгоритмы автоматического регулирования технологическими параметрами технологического оборудования (управление положением рабочего органа, регулирование давления, и т. п.) (реализуются на ПЛК),
- алгоритмы управления сбором измерительных сигналов (алгоритмы в виде универсальных логически завершенных программных блоков, помещаемых в ППЗУ контроллеров) (реализуются на ПЛК),
- алгоритмы автоматической защиты (ПАЗ) (реализуются на ПЛК),
- алгоритмы централизованного управления АС (реализуются на ПЛК и SCADA-форме) и др.

В ВКР разработаны следующие алгоритмы АС:

- алгоритм сбора данных измерений,
- алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

Для представления алгоритма сбора данных будем использовать правила ГОСТ 19.002.

#### **2.6.5.1 Алгоритм сбора данных**

В качестве канала измерения выберем канал измерения давления. Для этого канала разработаем алгоритм сбора данных. Алгоритм сбора данных с канала измерения давления представлен в приложении Ж.

При включении, начинается инициализация показаний датчика. Далее идет проверка на достоверность данных. Затем идет масштабирование показаний датчика давления. Проверка на изменения давления. Если давление не изменилось, завершается работа программы, если давление изменилось, то идет формирование и посылка пакета данных и выводится информация на дисплей. При этом идет проверка уставок на допустимые и аварийные.

### 2.6.5.2 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

В процессе измерения расхода газа необходимо поддерживать давление газа в трубопроводе, чтобы оно не превышало заданного уровня, исходя из условий прочности трубопровода, и не падало ниже заданного уровня. Поэтому в качестве регулируемого параметра технологического процесса выбираем давление газа. В качестве алгоритма регулирования будем использовать алгоритм ПИД регулирования, который позволяет обеспечить хорошее качество регулирования, достаточно малое время выхода на режим и невысокую чувствительность к внешним возмущениям.

Структурная схема автоматического регулирования давлением приведена в приложении И. Данная схема состоит из следующих основных элементов: задание, ПЛК с ПИД-регулятором, регулирующий орган, объект управления.

Функциональная схема системы поддержания давления в трубопроводе приведена на рисунке 15.

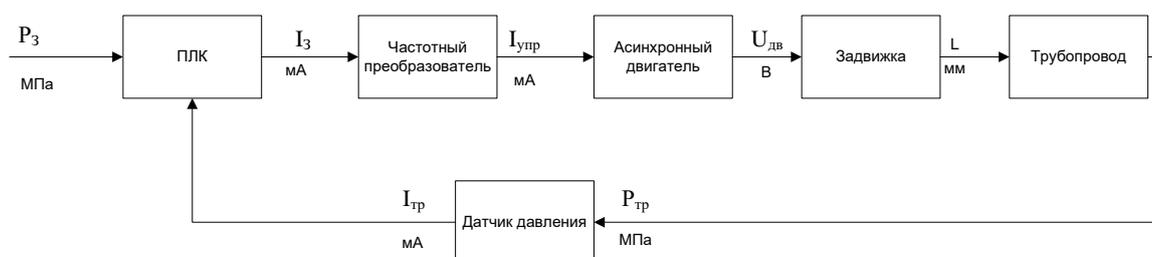


Рисунок 15 – Функциональная схема автоматизации

Объектом управления является участок трубопровода после задвижки. С панели оператора задается давление, которое необходимо поддерживать в трубопроводе. Далее это давление приводится к унифицированному токовому

сигналу 4-20 мА и подается на ПЛК. В ПЛК также подается значение с датчика давления, происходит сравнение значений, и формируется выходной токовый сигнал. Этот сигнал подается на преобразователь, на выходе которого имеет напряжение питания электропривода задвижки. Задвижка с электроприводом преобразует электрическую энергию в поступательное движение штока задвижки, в результате чего происходит изменение давления в трубопроводе.

Линеаризованная модель системы управления описывается следующим набором уравнений.

$$\text{Уравнение двигателя: } T_{\text{дв}} \frac{d\omega}{dx} + \omega = K_{\text{дв}} \cdot f.$$

$$\text{Частотный преобразователь: } T_{\text{п}} \frac{df}{dx} + f = K_{\text{п}} \cdot I_p$$

$$\text{Задвижка: } \frac{dv}{dt} = \omega$$

$$\text{Преобразование открытия в давление } P_{\text{вх}} = K_{\text{д}} \cdot v$$

$$\text{Трубопровод } T_{\text{т}} \frac{dP}{dt} + P = k_{\text{т}} \cdot P_{\text{вх}}$$

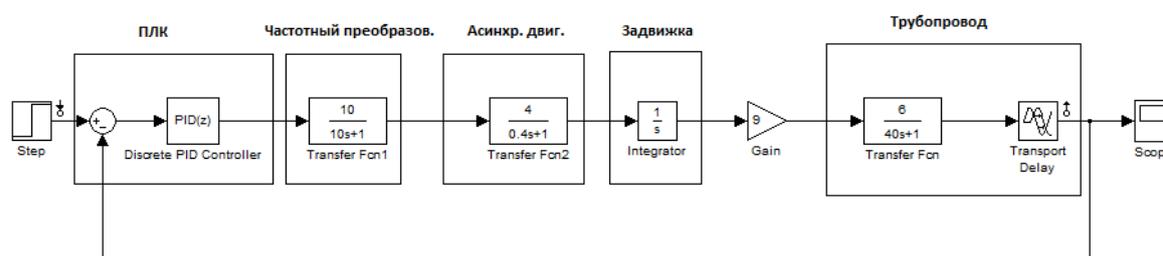
Исходные данные приведены в таблице 9.

Таблица 9 – исходные данные

K1	T1	k2	T1	k2	T2	k3
10	40	1500	10	4	0.4	6

В процессе управления объектом необходимо поддерживать давление на выходе равное 9 МПа, поэтому в качестве передаточной функции задания выступает ступенчатое воздействие, которое в момент запуска программы меняет свое значение с 0 до 9.

Модель с выделенными блоками показана на рисунке 16.



## Рисунок 16 – Модель в Simulink

График переходного процесса САР мы можем наблюдать на рисунке 17.

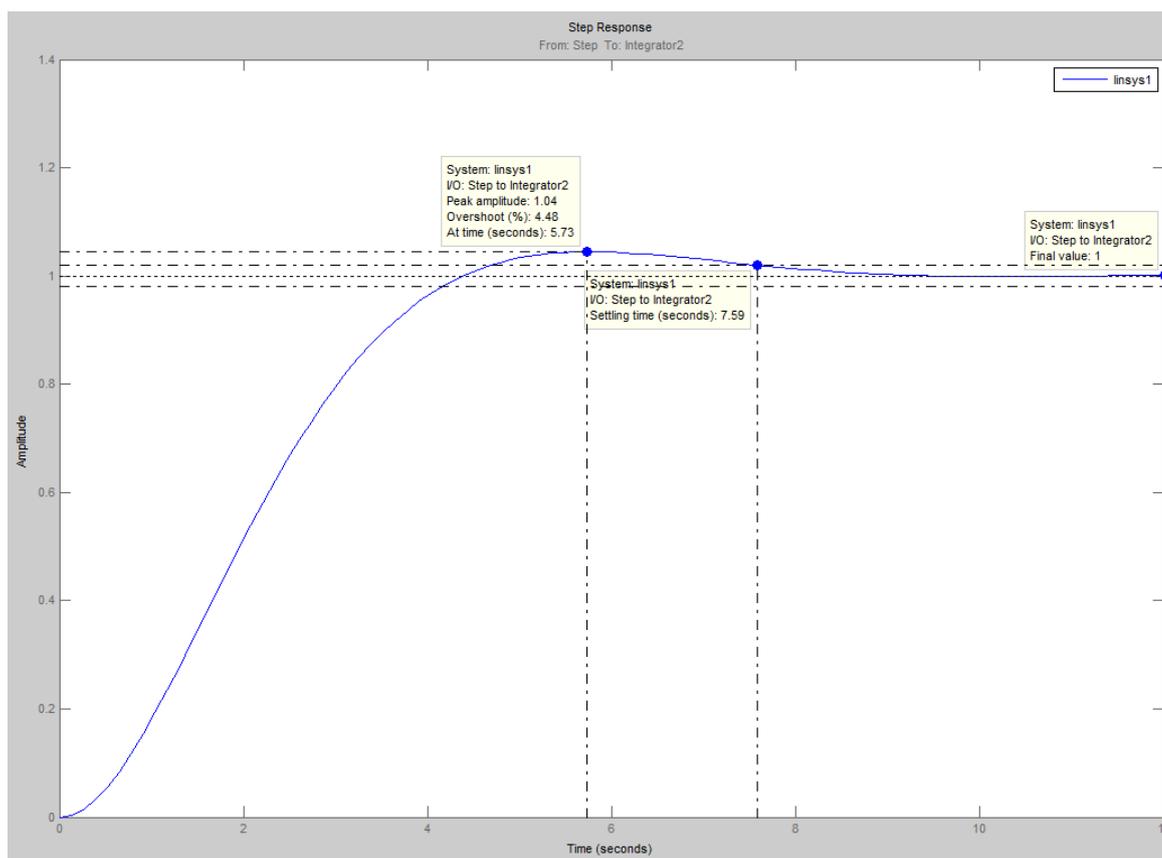


Рисунок 17 – График переходного процесса

Из данного графика видно, что перерегулирование составляет 4.48%. Время переходного процесса 7.59с. Ошибка перерегулирования равна нулю.

### 2.6.6 Экранные формы АС КУУГ

Управление в АС ГРС реализовано с использованием SCADA-системы INFINITY SCADA компании EleSy. Эта SCADA-система предназначена для использования на действующих технологических установках в реальном времени и требует использования компьютерной техники в промышленном исполнении, отвечающей жестким требованиям в смысле надежности, стоимости и безопасности. SCADA-система Genesis32 обеспечивает возможность работы с оборудованием различных производителей с использованием OPC-технологии. Другими словами, выбранная SCADA-система не ограничивает выбор аппаратуры нижнего уровня, т. к. предоставляет большой набор драйверов или серверов ввода/вывода. Это

позволяет подключить к ней внешние, независимо работающие компоненты, в том числе разработанные отдельно программные и аппаратные модули сторонних производителей.

#### **2.6.6.1 Разработка дерева экранных форм**

Дерево экранных форм приведено в приложении Ж.

Пользователь (диспетчер по обслуживанию, старший диспетчер, руководитель) имеет возможность осуществлять навигацию экранных форм с использованием кнопок прямого вызова. При старте проекта появляется экран авторизации пользователя, в котором предлагается ввести логин и пароль. После ввода логина и пароля, если же они оказываются верными, появляется мнемосхема основных объектов ГРС. Кроме того, с мнемосхемы основных объектов пользователь имеет прямой доступ к карте нормативных параметров ГРС. Открытие мнемосхем ГРС происходит нажатием на прямоугольную область мнемосхемы основных объектов в соответствии с названием объекта, за которым необходимо вести контроль. Мнемосхемы некоторых объектов ГРС включают в себя дополнительные мнемосхемы, которые позволяют вести более тщательный контроль состояний объектов ГРС и управлением этими объектами. Открытие дополнительных мнемосхем осуществляется нажатием на прямоугольной области с соответствующим названием функции или на фигуре устройства мнемосхемы объекта ГРС.

#### **2.6.6.2 Разработка экранных форм АС КУУГ**

Интерфейс оператора содержит рабочее окно (рисунок 18), состоящее из следующих областей:

- главное меню;
- область видеокadra;
- окно оперативных сообщений;



Рисунок 18 – Рабочее окно

#### 2.6.6.4 Область видеокadra

Видеокadры предназначены для контроля состояния технологического оборудования и управления этим оборудованием. В состав видеокadров входят:

- мнемосхемы, отображающие основную технологическую информацию;
- всплывающие окна управления и установки режимов объектов и параметров;
- табличные формы, предназначенные для отображения различной технологической информации, не входящей в состав мнемосхем, а также для реализации карт ручного ввода информации (уставок и др.).

В области видеокadra АРМ оператора доступны следующие мнемосхемы:

- узел учета газа;
- ИЛ-1 и ИЛ-2;
- Расходомеры;

На мнемосхеме «Узел учета» отображается работа следующих объектов и параметров:

- измеряемые параметры трубопроводов;
- состояние и режим работы задвижек.

Прямоугольник белого фона используется для отображения, как дискретных состояний, так и предельных значений аналогового параметра, и принимает следующий вид:

– состояние 1 – красный цвет – предельный нижний уровень (значение дискретного параметра).

– состояние 2 – желтый цвет – допустимый нижний уровень (значение дискретного параметра);

– состояние 3 – зеленый цвет – норма;

– состояние 4 – желтый цвет) – допустимый верхний уровень (значение дискретного параметра);

– состояние 5 – красный цвета) – предельный верхний уровень (значение дискретного параметра).

Мнемознак лампочка имеет следующие цветовые обозначения:

– красный цвет – предельный уровень;

– желтый цвет – допустимый уровень;

– серый цвет – параметр в норме.

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

Студенту:

Группа 3-8Т21	ФИО Струй Артем Владимирович
------------------	---------------------------------

Институт Уровень образования	ИнЭО Бакалавриат	Кафедра Направление/специальность	СУМ 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	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определение назначения объекта и определение целевого рынка
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Разработка НИР на этапы, составление графика работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка технико-экономической эффективности проекта

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Данков Артем Георгиевич	к.и.н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа 3-8Т21	ФИО Струй Артем Владимирович	Подпись	Дата
------------------	---------------------------------	---------	------

### 3. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности

#### 3.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследования являются коммерческие организации, специализирующиеся в нефтегазовой отрасли, в частности – газодобывающие компании. Для данных предприятий разрабатывается модернизация АС коммерческого узла учета газа.

В таблице 10 приведены основные сегменты рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика и направление деятельности.

Таблица 10 – Карта сегментирования рынка

		Направление деятельности			
		Проектирование строительства	Выполнение проектов строительства	Разработка АСУ ТП	Внедрение SCADA систем
Размер компании	Мелкая	+	+	+	-
	Средняя	+	+	+	+
	Крупная	+	+	+	+

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

#### 3.2 Анализ конкурентных технических решений

Данный анализ проводится с помощью оценочной карты для сравнения конкурентных технических решений, приведенной в таблице 11.

Таблица 11 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Проект АСУ ТП РП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией	Проект АСУ ТП РП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение производительности	0,2	5	2	4	1	0,4	0,8
Удобство эксплуатации	0,1	4	3	3	0,4	0,3	0,3
Помехоустойчивость	0,04	2	3	2	0,08	0,12	0,08
Энергоэкономичность	0,08	5	4	2	0,4	0,32	0,16
Надежность	0,1	4	5	5	0,4	0,5	0,5
Безопасность	0,1	4	5	5	0,4	0,5	0,5
Потребность в ресурсах памяти	0,05	2	5	3	0,1	0,25	0,15
Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,05	5	3	5	0,25	0,15	0,25
Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность продукта	0,03	2	1	3	0,06	0,03	0,09
Уровень проникновения на рынок	0,03	2	3	3	0,06	0,09	0,09
Цена	0,06	3	5	1	0,18	0,3	0,06
Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	4	3	5	0,24	0,18	0,3
Послепродажное обслуживание	0,1	5	3	3	0,5	0,3	0,3
Итого:	1	47	45	44	4,07	3,44	3,58

Опираясь на полученные результаты, можно сделать вывод, что разрабатываемая модернизация АС коммерческого узла учета газа является наиболее эффективной. Уязвимость конкурентов объясняется наличием таких причин, как меньшее увеличение производительности, более низкая устойчивость и надежность, высокая цена и низкий срок эксплуатации.

### 3.3 SWOT – анализ

SWOT-анализ — метод стратегического планирования, заключающийся в выявлении факторов внутренней и внешней среды организации и разделении их на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 12.

Таблица 12 – SWOT-анализ.

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>С1. Экономичность и энергоэффективность проекта.</p> <p>С2. Наличие опытного руководителя.</p> <p>С3. Более низкая стоимость.</p> <p>С4. Актуальность разработки.</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>Сл1. Отсутствие работающего прототипа.</p> <p>Сл2. Большой срок поставок оборудования.</p> <p>Сл3. Медленный процесс вывод на рынка новой системы.</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Большой потенциал применения данной системы.</p> <p>В2. Использование существующего ПО.</p> <p>В3. Повышение стоимости конкурентных разработок</p>	<p>Большой потенциал применения обуславливается введением системы управления, мало распространенной на территории РФ и находящейся на уровне лучших зарубежных аналогов.</p> <p>Использование существующего программного обеспечения позволяет не тратить время и деньги на создание уникального ПО.</p>	<p>Санкции, наложенные на РФ, и высокий курс евро/доллара будут ограничивать появление новых иностранных технологий на российском рынке.</p>
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии.</p> <p>У2. Развитая конкуренция.</p> <p>У3. Сложность перехода на новую систему.</p>	<p>Новая система управления и актуальность разработки не сказываются на спросе</p> <p>Противодействие со стороны конкурентов не повлияет на наличие опытного руководителя.</p>	<p>Медленный ввод данной системы в эксплуатацию позволит переждать возможных скачков на рынке спроса.</p>

Выявим соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Данные соответствия или

несоответствия помогут выявить потребность в проведении стратегических изменений. Для этого построим интерактивные матрицы проекта.

Таблица 13 – Интерактивная матрица для сильных сторон и возможностей.

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	-	+	+
	B2	-	-	+	+
	B3	+	-	+	+

Таблица 14 – Интерактивная матрица для слабых сторон и возможностей.

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	-	-	-
	B2	-	-	-
	B3	-	-	-

Таблица 15 – Интерактивная матрица для сильных сторон и угроз.

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

Таблица 16 – Интерактивная матрица для слабых сторон и угроз.

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	+	+
	У2	+	-	+
	У3	+	-	+

## Планирование научно-исследовательских работ

### 3.4 Структура работ в рамках научного исследования

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

Для реализации проекта необходимы два исполнителя – руководитель (Р), студент-дипломник (СД). Разделим выполнение дипломной работы на этапы, представленные в таблице 17.

Таблица 17 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель проекта
Выбор направления исследования	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Изучение существующих объектов проектирования	Инженер
	4	Календарное планирование работ	Руководитель, инженер
Теоретическое и экспериментальное исследование	5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер
	6	Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	Инженер
	7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
	9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель, инженер
Разработка технической документации и проектирование	10	Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	Инженер
	11	Составление перечня вход/выходных сигналов	Инженер
	12	Составление схемы информационных потоков	Инженер
	13	Разработка схемы внешних проводок	Инженер
	14	Разработка алгоритмов сбора данных	Инженер
	15	Разработка алгоритмов автоматического регулирования	Инженер
	16	Разработка структурной схемы автоматического регулирования	Инженер

	17	Проектирование SCADA-системы	Инженер
Оформление отчета	18	Составление пояснительной записки	Инженер

### 3.5 Разработка графика проведения научного исследования

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

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

В таблице 18 приведены расчеты длительности отдельных видов работ.

Таблица 18 – Временные показатели проведения работ

	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях	Длительность работ в календарных днях
	t min	t max	t ож			
Составление и утверждение технического задания	1	2	1,4	1	1,4	2
Подбор и изучение материалов по теме	2	5	3,2	1	3,2	5
Изучение существующих объектов проектирования	2	5	3,2	1	3,2	5
Календарное планирование работ	0,5	1	0,7	2	0,35	1
Проведение теоретических расчетов и обоснований	1	3	1,8	1	1,8	3
Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	2	4	2,8	1	2,8	4
Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Оценка эффективности полученных результатов	0,5	1	0,7	2	0,35	1
Определение целесообразности проведения ОКР	0,5	1	0,7	2	0,35	1
Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	1	2	1,4	1	1,4	2
Составление перечня вход/выходных сигналов	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Составление схемы информационных потоков	0,5	1	0,7	1	0,7	1

Разработка схемы внешних проводок	1	3	1,8	1	1,8	3
Разработка алгоритмов сбора данных	1	3	1,8	1	1,8	3
Разработка алгоритмов автоматического регулирования	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Разработка структурной схемы автоматического регулирования	2	4	2,8	1	2,8	4
Проектирование SCADA-системы	2	5	3,2	1	3,2	5
Составление пояснительной записки	1	3	1,8	1	1,8	3

На основе таблицы 18 построим график работ. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Таблица 19 – Диаграмма Ганта

№ работ	Вид работ	Исполнитель и	Продолжительность выполнения работ													
			Февраль			Март			Апрель			Май			Июнь	
			3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	1		
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель проекта	■													
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	■													
3	Изучение существующих объектов проектирования	Инженер		■												
4	Календарное планирование работ	Руководитель		■												
		Инженер		■												
5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер			■											
6	Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	Инженер			■											
7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Инженер				■										
8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель					■									
		Инженер					■									
9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель					■									
		Инженер					■									



Таблица 20 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб	Затраты на материалы
Контроллер "SIMATIC S7-400"	шт.	1	350 000	437500
Датчики давления "Rosemount 3051S"	шт.	3	142 400	491280
Манометр МВПТИ	шт.	2	17 000	39100
Датчик температуры "Rosemount 644"	шт.	4	63 000	289800
Датчик расхода "FLOWSIC600 Quatro"	шт.	2	134 400	309120
Анализатор влажности "АМТЕК 5000"	шт.	2	44 000	101200
Анализатор температуры точки росы "АМТЕК 241СЕ II"	шт.	2	36 050	82915
Вычислитель расхода FloBoss 107	шт.	1	295 000	339250
клапан регулирующий VFM2	шт.	1	174 600	209520
Электропривод "SIPOS 5 Flash 2SB5"	шт.	1	125 000	156250
Итого:				2455935

### 3.1.2 Расчет затрат на специальное оборудование

В данной статье расхода включаются затраты на приобретение специализированного программного обеспечения для программирования ПЛК Siemens SIMATIC S7-400. В таблице 21 приведен расчет бюджета затрат на приобретение программного обеспечения для проведения научных работ:

Таблица 21 – Расчет бюджета затрат на приобретения ПО

INFINITY Elesy	1	14 000	14000
итого:			14000

### 3.1.1 Основная заработная плата исполнителей темы

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Основная заработная плата

Исполнители	Тарифная заработная плата	Премимальный коэффициент	Коэффициент доплат	Районный коэффициент	Месячный должностной оклад работника	Среднедневная заработная плата	Продолжительност ь работ	Заработная плата основная
Руководитель	23264,86	0,3	0,2	1,3	45366,5	2278,50	4	9113,98
Инженер	7800	0,3	0,5	1,3	18252	916,69	39	35751,00
Итого:								44864,99

### 3.1.2 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:

$$З_{\text{допР}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 9113,98 = 1367,09$$

$$З_{\text{допИ}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 35751 = 5362,65$$

### 3.1.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений определяется по формуле:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}),$$

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

На 2017 г. взнос в социальные фонды установлен в размере 30% от заработной платы.

Все расчеты сведены в таблицу 23

Таблица 23 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата
Руководитель проекта	9113,98	1367,09
Инженер	35751	5362,65
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды, %	30	30
Итого:	13459,49	2018,92

### 3.4.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают все затраты, не вошедшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование, оплата электроэнергии, оплата пользования услугами и пр.

Расчет накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 15%.

$$Z_{\text{накл}} = (24555935 + 14000 + 44864,99 + 6729,74 + 15478,42) \cdot 0,15 = 380551,22 \text{ руб}$$

Где 0,015 - коэффициент, учитывающий накладные расходы.

### 3.4.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 15.

Таблица 24 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты	2455935
2. Затраты на специальное оборудование	14000
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	44864,99
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	6729,74
5. Отчисления во внебюджетные фонды	15478,42
6. Накладные расходы	380551,22
7. Бюджет затрат НИИ	2917559,37

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т21	Струй Артем Владимирович

Институт	Электронного обучения	Кафедра	СУМ
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Автоматизация технологических процессов и производств (в нефтегазовой отрасли)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p><i>Рабочей зоной отделение коммерческого узла учета газа. Задача проектируемой системы проверка показателей качества и расхода газа. Вредными факторами производственной среды, которые могут возникнуть на рабочем месте, являются: повышенный уровень шума и вибрации, повышенный уровень электромагнитных излучений.</i></p> <p><i>Опасными проявлениями факторов производственной среды, которые могут возникнуть на рабочем месте, являются: электрический ток.</i></p> <p><i>Чрезвычайной ситуацией, которая может возникнуть на рабочем месте, является возникновение пожара.</i></p>
<p><i>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ГОСТ 12.0.003-74</li> <li>2. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96.</li> <li>3. СП 51.13330.2011.</li> <li>4. ГОСТ 31192.2-2005</li> <li>5. СанПиН 2.2.4.1191-03</li> <li>6. Гост Р 12.1.019 – 2009</li> </ol>
<p><b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b></p>	
<p><i>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p><i>В ходе анализа производственной среды на предмет вредных факторов было выявлено следующее:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Повышенный уровень шумов на рабочем месте.</li> <li>2. Повышенный уровень вибрации.</li> <li>3. Электромагнитные излучения.</li> </ol>
<p><i>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства</li> </ul>	<p><i>Электрический ток (источником является датчики, исполнительные механизмы и другое электрооборудование автоматики)</i></p> <p><i>Пожар (попутная нефть, является легковоспламеняющейся жидкостью)</i></p> <p><i>Взрыв (основным веществом с которым работает КУУГ является газ, который является взрывоопасным веществом)</i></p>

защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Воздействие на селитебную зону не происходит. Гидросферу незначительное. Воздействие на атмосферу происходит в результате выбросов углеводородов, связанных с технологическим процессом Воздействую на литосферу происходит в результате производства, обслуживания и утилизации оборудования.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Возможные ЧС на объекте: утечка газа, возгорание, взрыв. Наиболее распространённым типом ЧС является пожар, взрыв.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Рабочее место должно соответствовать требованиям: ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное. Общие требования безопасности и настоящего стандарта».
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

### Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ	Невский Егор Сергеевич			

### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т21	Струй Артем Владимирович		

## **4. Социальная ответственность**

### **Введение**

В данном разделе ВКР рассматриваются вопросы обнаружения и анализа вредных и опасных факторов труда на рабочем месте оператора узла учета (КУУГ), минимизация негативных последствий проектируемой деятельности в соответствии с требованиями санитарных норм и правил, техники безопасности и пожарной безопасности.

В проектируемом КУУГ предлагается применение и внедрение новых и более точных приборов многофазной расходомерии. Уменьшение числа приборов по измерению основных параметров в блоке измерения качества газа и, как следствие, удешевление и упрощение всего узла. Коммерческий учет газа является одним из основных технологических циклов при подготовке товарного газа и последующей продаже, так как здесь происходит оценка рентабельности всей добычи.

В ВКР рассматривается проектирование системы автоматизации коммерческого узла учета газа. В данном разделе выпускной квалификационной работы дается характеристика рабочей зоны, которой является коммерческий узел учета газа, непосредственно куда проектировалась автоматизированная система управления. Проанализированы опасные и вредные факторы.

## 4.1. Профессиональная социальная безопасность

### 4.1.1. Анализ вредных и опасных факторов

По природе действия опасные и вредные производственные факторы подразделяются на четыре группы: физические, химические, биологические и психофизиологические. Для выбора факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы. Классификация». Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлен в таблице 25.

Таблица 25 – Опасные и вредные фактора при работе

Источник фактора, наименование видов работы	Факторы (по ГОСТ 12.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<i>Рабочим местом является помещение где установлен коммерческий узел учета газа. Технологический процесс представляет собой автоматическое управление и контроль основных параметров коммерческого узла учета газа. Здание, в котором находится коммерческий узел учета газа, расположено на территории газодобывающего завода.</i>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Повышенный уровень шумов</li><li>2. Повышенный уровень вибрации</li><li>3. Электромагнитные излучения</li></ol>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Электро-безопасность</li><li>2. Пожаро-взрывобезопасность</li></ol>	<b>Шумы</b> – СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [1] <b>Вибрация</b> – ГОСТ 31192.2-2005 [3] <b>Электромагнитное излучение</b> - СанПиН 2.2.2/2.4.1340 [5] <b>Электробезопасность</b> – ГОСТ 12.1.038-82 [6] <b>Пожарная безопасность</b> – СНиП 2.11.03-93 [7] <b>Взрывобезопасность</b> – ГОСТ 12.1.010-76 СББТ [8].

### 4.1.2. Анализ вредных факторов

#### 4.1.2.1. Повышенный уровень шума

Шумом называют любой нежелательный звук или совокупность таких звуков. Длительное воздействие шума может отрицательно сказаться на здоровье работника, а в некоторых крайних случаях даже привести к глухоте. В производственном помещении, предназначенном для работы оператора АСУ, источником шума служит персональный компьютер, различные периферийные устройства и т.п.

При выполнении работ на рабочих местах в помещениях цехового управленческого аппарата, в рабочих комнатах конторских помещениях предельно допустимое звуковое давление равно 75 дБА [8].

Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется в соответствии с СП 51.13330.2011 [9].

Характеристикой постоянного шума на рабочих местах являются уровни звукового давления в Дб в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31,5, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 Гц. Допустимым уровнем звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте следует принимать данные из таблицы 26.

Таблица 26 – Допустимые уровни звукового давления

Помещения и рабочие места	Уровень звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц					Уровень звука, дБА
	63	125	250	500	4000	
Помещения управления, рабочие комнаты	79	70	68	55	50	60

При разработки проектируемой системы добавилось электрооборудование, которое является источником шума, такие как автоматические задвижки, электромагнитные реле, пожарные сигнализации, сигнализаторы загазованности. При этом основным источником шума работа задвижек, электроприводов. До разработки противоаварийной автоматической защиты шум на площадке составлял 50 дБ, после внедрения автоматизированной установки уровень шума не изменился и остался на уровне 50 дБ. При этом дополнительных мер защиты, как наушники не требуется.

В качестве рекомендаций для уменьшения негативного действия шума могут быть предприняты следующие меры:

- рациональная планировка производственного помещения, снижающая уровень шума (экранирование рабочего места);
- применение звукоизоляционных материалов;
- применение техники, производящей минимальный шум.

Наиболее простым и действенным способом облегчения работ, является кратковременные отдыхи в течение рабочего дня при выключенных источниках шума.

#### 4.1.2.2. Повышенный уровень вибрации

Гигиеническое нормирование вибраций регламентирует параметры производственной вибрации и правила работы с виброопасными механизмами и оборудованием, ГОСТ 31192.2-2005. Вибрация. измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека [10].

Вибрация определяется следующими основными параметрами:

- частота  $f$ , Гц;
- амплитуда колебаний  $d$ , мм.

Таблица 27 – Гигиенические нормы вибрации

Вид вибрации	Допустимый уровень вибростойкости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц			
	2	4	8	50
Технологическая	108	99	93	92

Основными источниками вибрации в цехе пиролиза нефти являются работающие задвижки, электроприводы, насосные агрегаты.

Методы защиты от вибрации:

- снижение вибрации в источнике ее возникновения: замена динамических технологических процессов статическими, тщательный выбор режима работы оборудования, тщательная балансировка вращающихся механизмов;
- уменьшение параметров вибрации по пути ее распространения от источника: вибродемпфирование, виброгашение, виброизоляция, жесткое присоединение агрегата к фундаменту большой массы. Средства индивидуальной защиты не требуются, так как вибрация не значительная.

#### 4.1.2.3. Повышенный уровень электромагнитного излучения

Каждое устройство, которое производит или потребляет электроэнергию, создает электромагнитное излучение. Воздействие электромагнитных полей на человека зависит от напряжения электрического и магнитного полей, потока энергии, частоты колебаний, размера облучаемого тела. Нарушение в

организме человека при воздействии электромагнитных полей незначительных напряжений носят обратимых характер.

На производстве имеется множество источников электромагнитных полей (высоко- и низковольтные кабели, шины, трансформаторы тока и напряжения, распределительные шкафы, шкафы управления, а также насосные агрегаты, работающие от сети переменного тока).

Согласно СанПиН 2.2.4.1191-03 – Электромагнитные поля в производственных условиях допустимые уровни магнитного поля и длительность пребывания работающих без средств защиты в электрическом поле приведены в таблице 28 [11].

Таблица 28 – Допустимые уровни магнитного поля и длительность пребывания

Время пребывания, час	Допустимые уровни МП, Н [А/м]/В [мкТл] при воздействии	
	Общем	Локальном
<=1	1600/2000	6400/8000
2	800/1000	3200/4000
4	400/500	1600/2000
8	80/100	800/1000

После внедрения автоматизированного комплекса, уровень магнитного поля не превышает 200 А/м, а время пребывания обслуживающего персонала не более 2 часов в смену. Трансформаторы (активная часть) – помещены в металлических маслonaполненный бак, вся коммутационная аппаратура устанавливается в металлических шкафах.

Уровень влияния магнитного поля незначителен, следовательно, дополнительных средств защиты от магнитного излучения не требуется.

### **4.1.3. Анализ опасных факторов**

#### **4.1.3.1. Электробезопасность**

Требования электробезопасности данного объекта направлены на создание условий эксплуатации оборудования, при которых исключаются

образование электрической цепи через тело человека. Под действием тока сокращаются мышцы тела. Если человек взялся за находящуюся под постоянным напряжением часть оборудования, он, возможно, не сумеет оторваться от нее без посторонней помощи.

Во время монтажа и эксплуатации линий электросети необходимо полностью сделать невозможным возникновения электрического источника возгорания в следствии короткого замыкания и перегрузки проводов, ограничивать применение проводов с легковоспламеняющейся изоляцией и, за возможности, перейти на негорючую изоляцию.

Линия электросети для питания шкафов автоматики, периферийных устройств и оборудования для обслуживания, ремонта и налаживания шкафов автоматики выполняется как отдельная групповая трехпроводная сеть, путем прокладки фазового, нулевого рабочего и нулевого защитного проводников. Нулевой защитный проводник используется для заземления (зануление) электроприемников и прокладывается от стойки группового распределительного щита, распределительного пункта к розеткам питания.

Использование нулевого рабочего проводника как нулевого защитного проводника запрещается, а также не допускается подключение этих проводников на щите до одного контактного зажима.

Площадь перерезу нулевого рабочего и нулевого защитного проводника в групповой трехпроводной сети должна быть на меньше площади перерезу фазового проводника. Все проводники должны отвечать номинальным параметрам сети и нагрузки, условиям окружающей среды, условиям деления проводников, температурному режиму и типам аппаратуры защиты, требованиям ПОЭ.

При проектировании автоматизированной системы добавилось большое количество электроприборов, таких как датчики, исполнительные механизмы с электроприводами.

Данное оборудование работает от постоянного тока, с напряжением 24 В, относительная влажность воздуха 50%, средняя температура около 24°C.

Для указанных электроприборов никаких дополнительных средств электрозащиты не требуется, т. к. при низковольтном напряжении 24 В, вероятность поражения током маловероятна. Для гашения дуги исполнительных реле, были подобраны реле со встроенным дугогасительным устройством.

Контроллерное оборудование, исполнительные нагревательные элементы работают от сети переменного напряжения 220 В и частотой 50 Гц. Данное оборудование подключено через распределительный шкаф. Эти виды оборудования являются потенциальными источниками опасности поражения человека электрическим током. При осмотре, работе, наладке этого оборудования возможен удар током при соприкосновении с токоведущими частями оборудования.

Для обеспечения безопасности в данном случае необходимо установить защитные барьеры или ограждения в близи от распределительного шкафа. Поставить табличку «Опасно. Высокое напряжение».

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходима изоляция токоведущих частей, установлено защитное отключение, защитное заземление и зануление [12].

#### **4.2. Экологическая безопасность**

В процессе эксплуатации коммерческого учета газа, а именно замера, анализа и учета газа, появляются источники негативного химического воздействия на окружающую среду. По влиянию и длительности воздействия данные источники загрязнения относятся к прямым и постоянно действующим. Предельно допустимые выбросы в атмосферу определяются «Методика по нормированию и определению выбросов вредных веществ в атмосферу». Утечка газа влечет за собой выделение низкомолекулярных углеводородов с примесями, например, алканы и циклоалканы. Алканы сравнительно малоядовиты и поддаются биологическому разложению, в отличии от циклоалканов, которые плохо поддаются биологическому разложению.

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

Воздействие на селитебные зоны не распространяется, в связи удаленностью данного предприятия от жилой зоны.

Воздействия на атмосферу незначительное, т. к. системы противоаварийной защиты позволяют быстро реагировать на любые утечки, аварии и другие опасные ситуации. При этом все технологические аппараты оснащены защитными фильтрами.

Воздействие на гидросферу. С целью охраны водоемов от попадания загрязненных стоков, все промышленные стоки направляются по системе трубопроводов на очистные сооружения с последующей подачей их в систему поддержки пластового давления.

Воздействие на литосферу. В связи с тем, что для производства и обслуживания оборудования средств автоматизации необходимы ресурсы, оказывается влияние на литосферу, а именно на недра земли, добыча ископаемых. В этом случае мы не можем повлиять на защиту литосферы, однако после использования оборудования необходимо его утилизировать в соответствующих местах утилизации.

### **4.3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

#### **4.3.1. Пожарная безопасность**

Возникшее пламя при пожаре в блоке коммерческого узла учета газа можно потушить одним из следующих способов:

- удаление горючих материалов;
- прекращение доступа кислорода;
- охлаждение горящего вещества ниже его температуры воспламенения;
- цех коммерческого узла учета газа должен быть оснащен первичными средствами пожаротушения (вода, огнетушители, песок).

Система автоматического тушения пожаров (АПТ) предназначена для автоматического обнаружения очага пожара в защищаемых сооружениях с включением пожарной сигнализации и подачи пены к очагу пожара.

К основным причинам пожаров на нефтегазодобывающих заводах можно отнести следующие:

- переполнение при наливке резервуара, что приводит к предельной концентрации взрывоопасной смеси под верхней крышей резервуара;
- короткие замыкания в цепях систем автоматики;
- нагрев резервуаров в летний период, особенно в районах с жарким климатом;
- несоблюдение правил пожарной безопасности на территории нефтебаз (курение и т. п.).

Пожарная безопасность резервуаров и резервуарных парков в соответствии с требованиями [13] должна обеспечиваться за счет:

- предотвращения разлива и растекания нефти;
- предотвращения образования на территории резервуарных парков горючей паровоздушной среды и предотвращение образования в горючей среде источников зажигания;
- противоаварийной защиты, способной предотвратить аварийный выход нефти из резервуаров, оборудования, трубопроводов;
- организационных мероприятий по подготовке персонала, обслуживающего резервуарный парк, к предупреждению, локализации и ликвидации аварий, аварийных утечек, а также пожаров и загораний.

В качестве основного средства тушения пожара нефти и нефтепродуктов принят 6% раствор пенообразователя. Инертность систем АПТ (с момента возникновения пожара до поступления пены) должна быть не более 3 мин.

Расчётное время тушения пожара пенным раствором принято в соответствии с ВНПБ 01-01-01 и составляет 15 минут. Продолжительность водотушения (охлаждение горящих резервуаров) составляет 4 часа по СНиП 2.11.03-93 [13].

После внедрения автоматизированной системы управления добавилось электрооборудование, которое потенциально повышает вероятность воспламенения. В связи с этим все датчики были подобраны со взрывобезопасным исполнением, дополнительно были заказаны искробезопасные цепи. Дополнительных первичных средств пожаротушения не требуется.

### **4.3.2. Взрывобезопасность**

В связи с тем, что основной рабочей зоной является коммерческий узел учета газа, то необходимо рассмотреть взрывобезопасность. Взрывоопасными являются трубопроводы в которых происходит замер показателей качества газа, места соединений с исполнительными механизмами. В первую очередь необходимо распределительный шкаф автоматики вынести за блок бокс коммерческого узла учета газа.

Для предотвращения образования взрывоопасной среды и обеспечение в воздухе производственных помещений содержания взрывоопасных веществ применялось герметичное производственное оборудование, вмонтированы системы рабочей и аварийной вентиляции, установлен отвод, удаление взрывоопасной среды и веществ, способных привести к ее образованию в соответствии с ГОСТ 12.1.010-76 – Взрывобезопасность [15].

Установлены дополнительно датчики загазованности, для контроля состава воздушной среды.

## **4.4. Особенности законодательного регулирования проектных решений**

1. ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы. Классификация». Настоящий стандарт распространяется на опасные и вредные производственные факторы, устанавливает их классификацию и содержит особенности разработки стандартов ССБТ на требования и нормы по видам опасных и вредных производственных факторов.

2. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. Санитарные нормы устанавливают классификацию шумов; нормируемые параметры и предельно допустимые уровни шума на рабочих местах, допустимые уровни шума в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.

3. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Настоящий свод правил устанавливает нормы допустимого шума на территориях и в помещениях зданий различного назначения, порядок проведения акустических расчетов по оценке шумового режима на этих территориях и в помещениях зданий, порядок выбора и применения различных методов и средств для снижения расчетных или фактических уровней шума до требований санитарных норм, а также содержит указания по обеспечению в помещениях специального назначения оптимального акустического качества с точки зрения их функционального назначения.

4. ГОСТ 31192.2-2005. Вибрация. измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека. Настоящий стандарт устанавливает требования к проведению измерений и оценке воздействия локальной вибрации на рабочем месте

5. СанПиН 2.2.4.1191-03 – Электромагнитные поля в производственных условиях. Санитарные правила устанавливают санитарно-эпидемиологические требования к условиям производственных воздействий ЭМП, которые должны соблюдаться при проектировании, реконструкции, строительстве производственных объектов, при проектировании, изготовлении и эксплуатации отечественных и импортных технических средств, являющихся источниками ЭМП.

6. Гост Р 12.1.019 – 2009. Электробезопасность. Настоящий стандарт относится к группе стандартов, регламентирующих требования электробезопасности электроустановок производственного и бытового назначения на стадиях проектирования, изготовления, монтажа, наладки, испытаний и эксплуатации.

7. СНиП 2.11.03–93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы». Настоящие нормы распространяются на склады нефти и нефтепродуктов и устанавливают противопожарные требования к ним.

8. ГОСТ 12.1.010-76. Взрывобезопасность. Настоящий стандарт распространяется на производственные процессы (включая транспортирование и хранение), в которых участвуют вещества, способные образовать взрывоопасную среду, и устанавливает общие требования по обеспечению их взрывобезопасности.

## Заключение

В результате выполненной работы была разработана автоматизированная система учета газа га ГРС. В ходе выполнения ВКР был изучен технологический процесс ГРС. Были разработаны структурная и функциональная схемы автоматизации узла учета, позволяющие определить состав необходимого оборудования и количество каналов передачи данных и сигналов. Системы автоматизации, диспетчерского контроля и управления были спроектированы на базе полевых устройств фирмы Rosemount, метран, промышленных контроллеров Siemens SIMATIC S7-400 и программного SCADA-пакета Infinity. В данном курсовом проекте была разработана схема внешних проводок, позволяющая понять систему передачи сигналов от полевых устройств на щит КИПиА и АРМ оператора и, в случае возникновения неисправностей, легко их устранить. Для управления технологическим оборудованием и сбором данных были разработаны алгоритмы управления сбором данных. Для поддержания давления газа в трубопроводе был выбран способ регулирования давления (дросселирование) и разработан алгоритм автоматического регулирования давления (разработан ПД-регулятор). В заключительной части ВКР были разработаны дерево экранных форм, мнемосхемы узла учета.

Таким образом, спроектированная САУ не только удовлетворяет текущим требованиям к системе автоматизации, но и имеет высокую гибкость, позволяющую изменять и модернизировать разработанную САУ в соответствии с возрастающими в течение всего срока эксплуатации требованиям. Кроме того, SCADA-пакет, который используется на всех уровнях автоматизации ГРС, позволяет заказчику сократить затраты на обучение персонала и эксплуатацию систем.

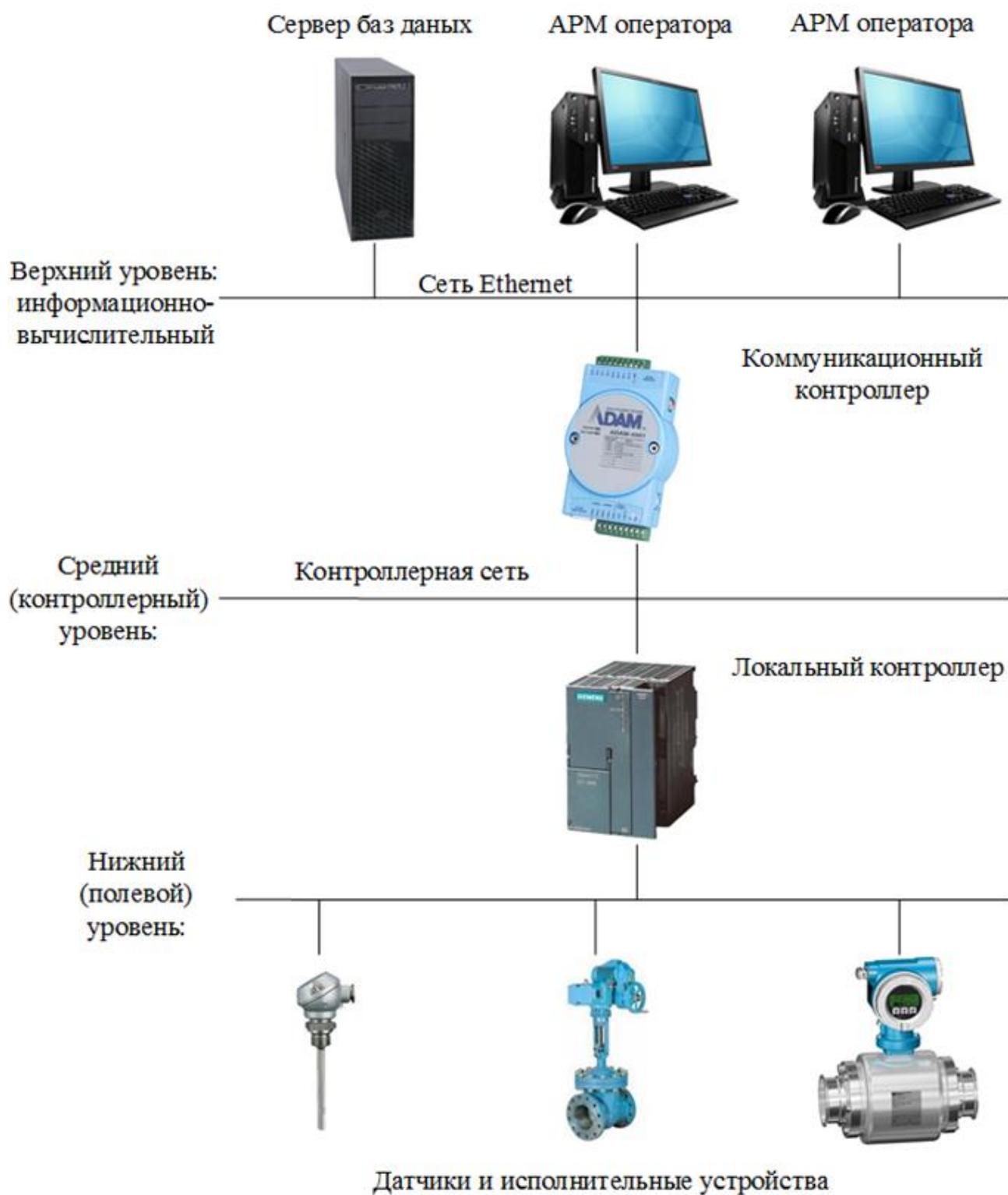
## Список используемых источников

1. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.
2. Клюев А. С., Глазов Б. В., Дубровский А. Х., Клюев А. А.; под ред. А.С. Клюева. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 464 с.
3. Комиссарчик В.Ф. Автоматическое регулирование технологических процессов: учебное пособие. Тверь 2001. – 247 с.
4. ГОСТ 21.408-93 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов М.: Издательство стандартов, 1995.– 44с.
5. Разработка графических решений проектов СДКУ с учетом требований промышленной эргономики. Альбом типовых экранных форм СДКУ. ОАО «АК Транснефть». – 197 с.
6. Комягин А. Ф., Автоматизация производственных процессов и АСУ ТП газонефтепроводов. Ленинград, 1983. – 376 с.
7. Попович Н. Г., Ковальчук А. В., Красовский Е. П., Автоматизация производственных процессов и установок. – К.: Вицашк. Головное изд-во, 1986. – 311с.
8. ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы. Классификация».
9. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
10. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
11. ГОСТ 31192.2-2005. Вибрация. измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека.
12. СанПиН 2.2.4.1191-03 – Электромагнитные поля в производственных условиях.
13. Гост Р 12.1.019 – 2009. Электробезопасность.

14. СНиП 2.11.03–93 «Склады нефти и нефтепродуктов.
15. ГОСТ 12.1.010-76. Взрывобезопасность.



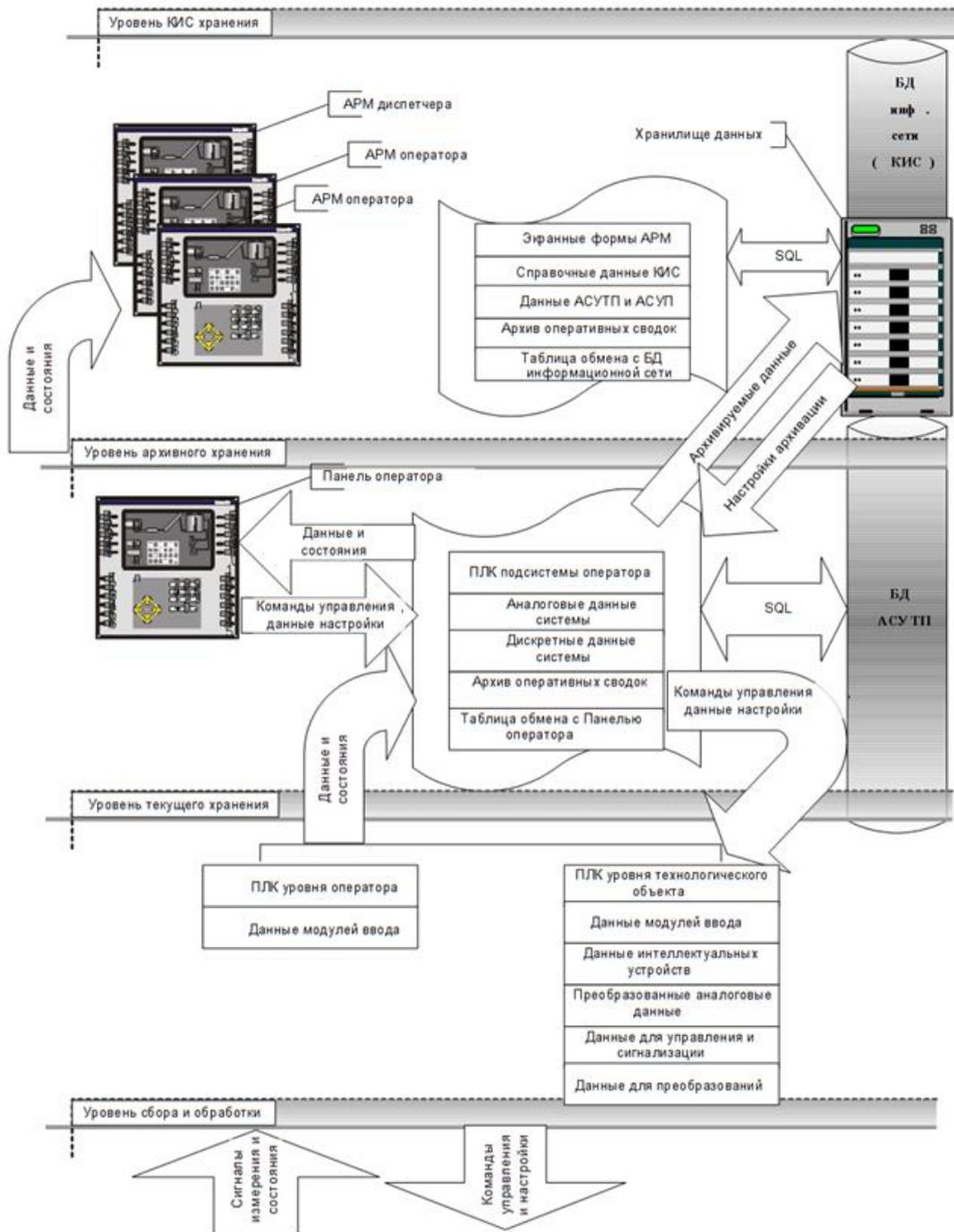
## Приложение Б



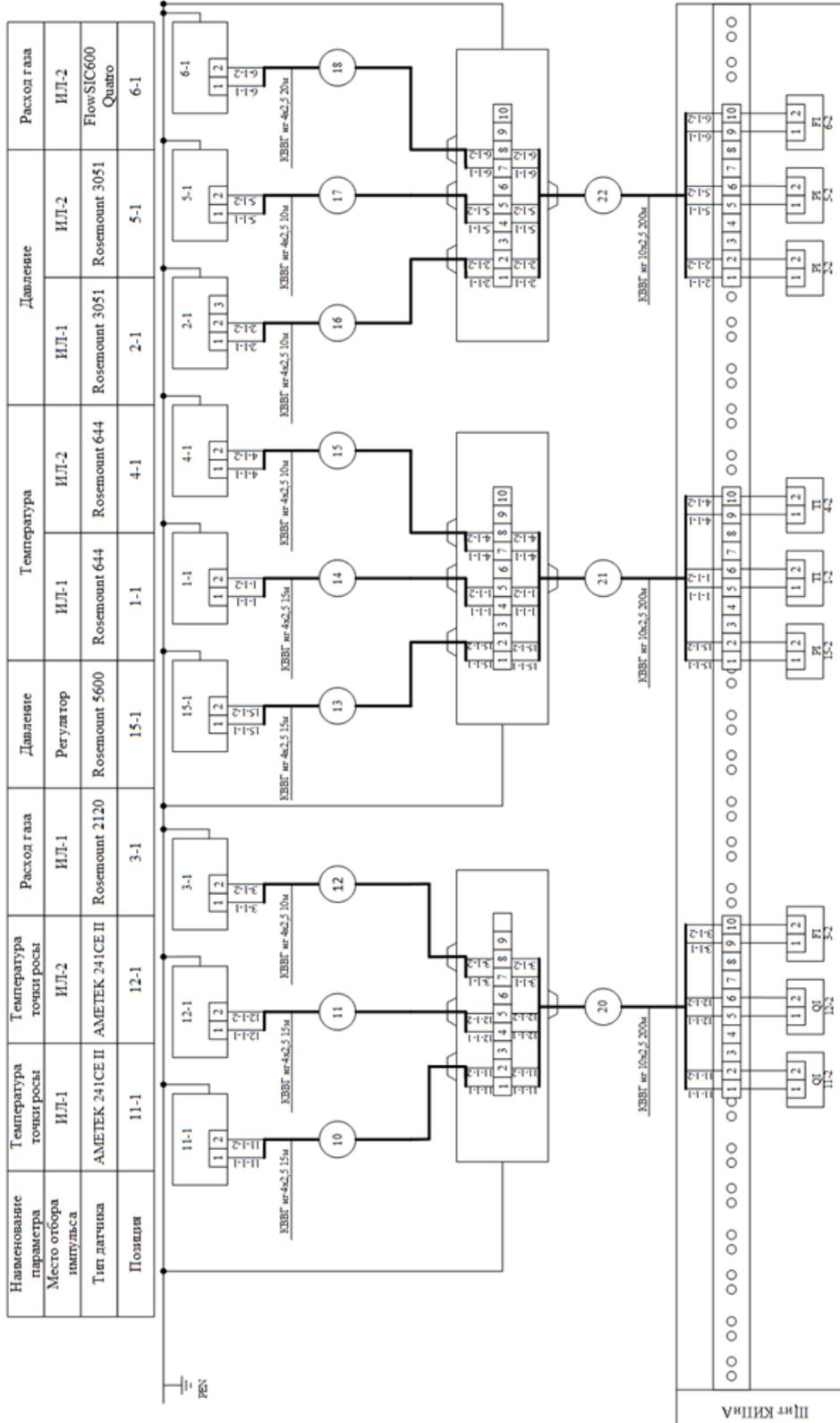




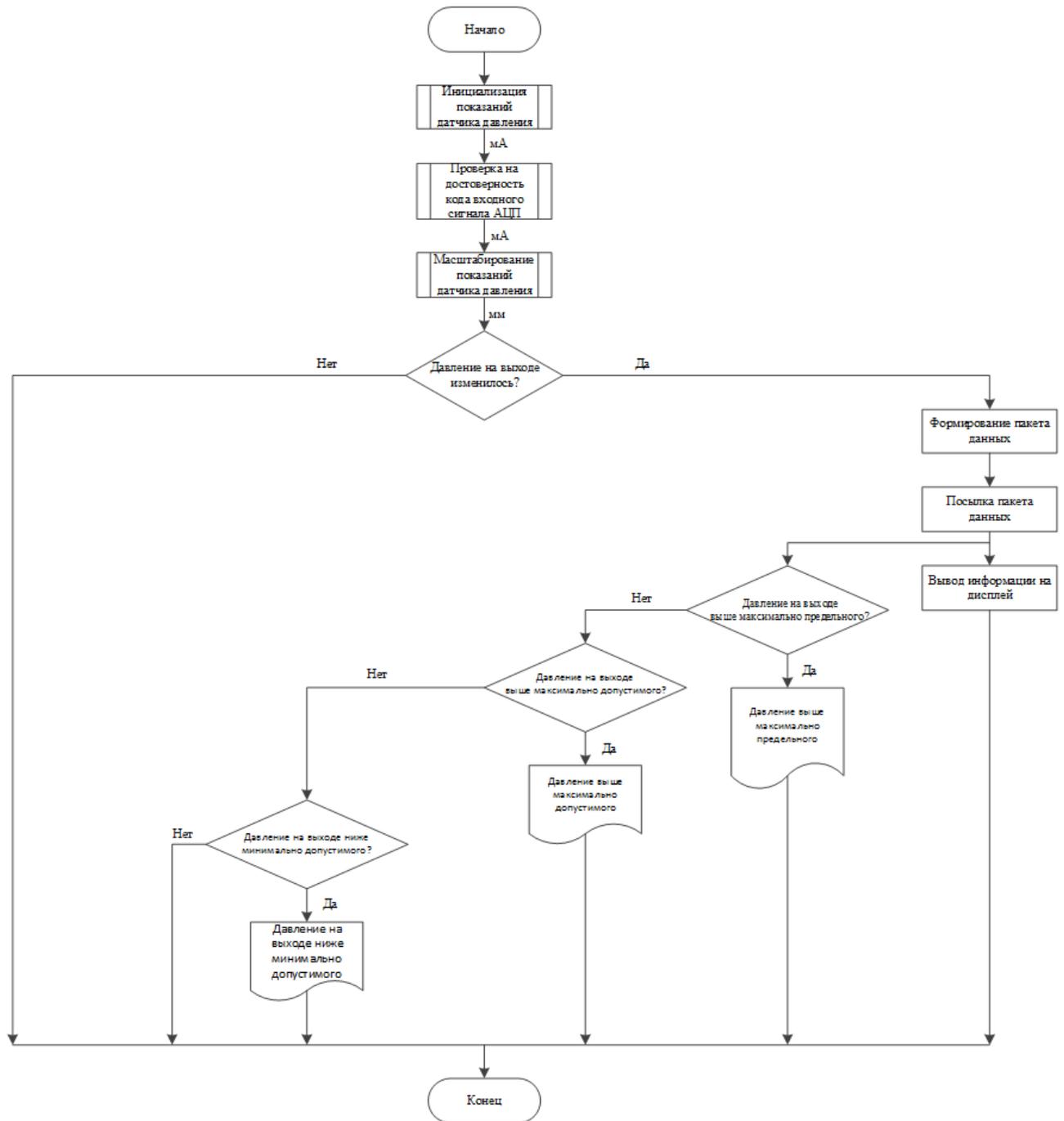
# Приложение Д



# Приложение Е



## Приложение Ж



## Приложение 3



# Приложение К

