

Реферат

Пояснительная записка содержит 98 страницы машинописного текста, 19 таблиц, 43 рисунка, 1 список использованных источников из 18 наименований, 1 альбом графической документации.

Объектом исследования является КУУГ.

В данном проекте была разработана система контроля и управления технологическим процессом на базе промышленных контроллеров Siemens SIMATIC S7-300, с применением SCADA-системы WinCC.

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.

Ниже представлен перечень ключевых слов.

КОММЕРЧЕСКИЙ УЗЕЛ УЧЕТА ГАЗА, АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ, ПИД-РЕГУЛЯТОР, ЛОКАЛЬНЫЙ ПРОГРАММИРУЕМЫЙ ЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЛЕР, ПРОТОКОЛ, SCADA-СИСТЕМА.

Содержание

Глоссарий	10
Обозначения и сокращения	16
Введение	18
1 Техническое задание	20
1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП	20
1.2 Назначение системы	20
1.3 Цели создания системы	21
1.4 Требования к техническому обеспечению	21
1.5 Требования к метрологическому обеспечению	22
1.6 Требования к программному обеспечению	23
1.7 Требования к математическому обеспечению	24
1.8 Требования к информационному обеспечению	24
2 Основная часть	26
2.1 Описание технологического процесса	26
2.2 Выбор архитектуры АС	29
2.3. Разработка структурной схемы АС	34
2.4 Функциональная схема автоматизации	36
2.4.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.404–13	37
2.4.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA	38
2.5 Разработка схемы информационных потоков КУУГ	38
2.6 Выбор средств реализации КУУГ	41
2.6.1 Выбор контроллерного оборудования КУУГ	41
2.6.2 Выбор датчиков	44
2.6.3 Выбор исполнительных механизмов	59
2.6.4 Разработка схемы внешних проводок	64
2.6.5 Выбор алгоритмов управления АС КУУГ	68
2.6.6 Экранные формы АС КУУГ	70
3 Профессиональная социальная безопасность	76
3.1 Анализ вредных и опасных факторов	76
3.2 Анализ вредных факторов	76
3.2.1 Отклонение показаний микроклимата	76
3.2.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны	78
3.2.3 Повышенный уровень шума	79

3.2.4 Электромагнитное излучение	80
3.3 Анализ опасных факторов	81
3.3.1 Электробезопасность	81
4. Экологическая безопасность	83
5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	83
5.1 Пожарная безопасность	83
6. Организационные мероприятия обеспечения безопасности	84
6.1 Эргономические требования к рабочему месту	84
6.2 Окраска и коэффициент отражения	85
7. Особенности законодательного регулирования проектных решений	85
8. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности	88
8.1 Потенциальные потребители исследования	88
8.2 Анализ конкурентных технических решений	89
8.3 Технология QuaD	91
8.4 SWOT-анализ	92
8.5 Планирование научно-исследовательских работ	93
8.5.1 Структура работ в рамках научного исследования	93
8.5.2 Разработка графика научного исследования	95
8.6 Бюджет научно-технического исследования	98
8.6.1 Расчет материальных затрат	98
8.6.2 Расчет затрат на специальное оборудование	98
8.6.3 Основная заработная плата	99
8.6.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы	99
8.6.5 Отчисление во внебюджетные фонды	99
8.6.6 Накладные расходы	100
8.6.7 Формирование бюджета затрат	100
Список используемых источников	101
Приложение А. Функциональная схема КУУГ	103
Приложение Б. Таблица вход/выходных сигналов	104
Приложение В. Трехуровневая система АС	105
Приложение Г. Обобщенная структура управления АС	106
Приложение Д. Функциональная схема автоматизации по ГОСТ	107
Приложение Е. Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA	108

Приложение Ж. Схема информационных потоков	109
Приложение З. Схема внешних проводок	110
Приложение И. Алгоритм сбора данных измерений	111
Приложение К. Структурная схема автоматического регулирования	112
Приложение Л. Дерево экранных форм	113
Приложение М. Мнемосхема КУУГ	114

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.

2 Основная часть

СИКГ предназначена для непрерывного автоматического измерения расхода и определения показателей качества газа, поступающего от УКПП Усть-Сильгинского ГКМ к МГ «Нижневартовский 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 альбоме схем (ФЮРА.425280.001.ЭП.01).

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. КУУГ включает в себя:

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

Таблица состава (перечня) входных/выходных сигналов (измерительных, сигнальных, командных и управляющих) приведена в альбоме схем (ФЮРА.425280.001.ЭП.02).

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 м³/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 (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, исключаяющей

конденсацию компонентов отбираемой пробы в процессе редуцирования и дальнейшую подачу в хроматограф. Редуктор настроен на выходное давления 0,2 Мпа (2 кгс/см²).

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 SCADA–система WinCC. 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.

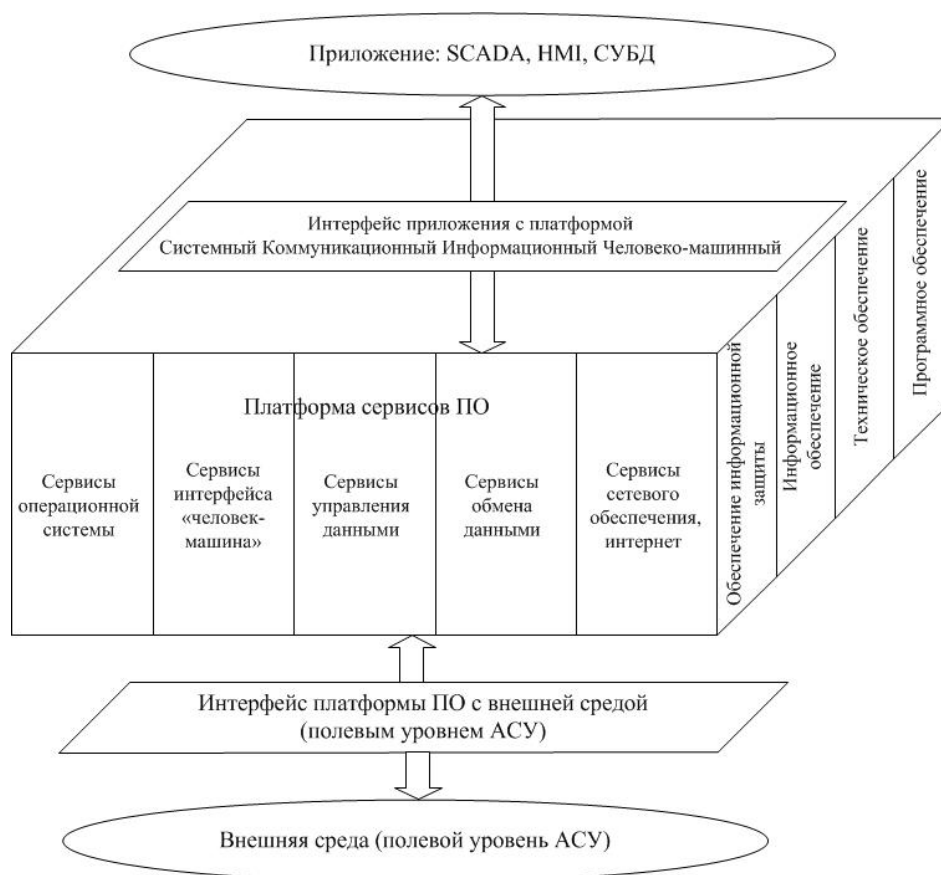


Рисунок 1 – Концептуальная модель архитектуры OSE/RM КУУГ

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

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

Уровни связываются (взаимодействуют) между собой через интерфейсы.

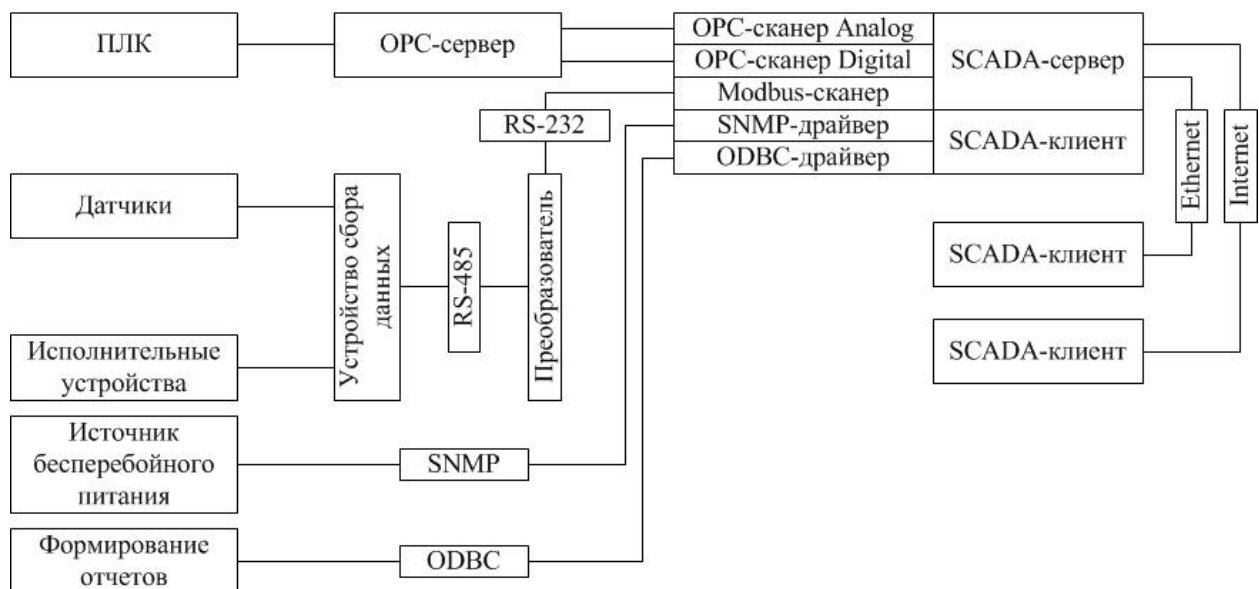
Внешней средой АС является полевой уровень АС.

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

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

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.



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. Трехуровневая структура АС приведена в приложении (ФЮРА.425280.001.ЭП.03).

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 FloBoss 107 (рабочий и резервный) фирмы "Emerson Process Management / Fisher Controls International Inc. / Remote Automation Solutions", (США)

2. Средний (контроллерный) уровень состоит из

– автоматический контроль и управление технологическим оборудованием на базе контроллера «Simatic S7-300» фирмы Siemens (Германия).

3. Верхний (информационно-вычислительный) уровень состоит из компьютеров и сервера базы данных, объединенных в локальную сеть Ethernet. На компьютерах диспетчера и операторов установлены операционная система Windows XP и программное обеспечение SCADA WinCC.

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, 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 21.404–13

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям ГОСТ 21.404–13 и приведена в альбоме схем ФЮРА.425280.001.ЭП05. 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 Е. 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 альбоме схем ФЮРА.425280.001.ЭП.07 включает в себя три уровня сбора и хранения информации:

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

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

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

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

- объем газа, м³/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 КУУГ

Таблица 1– кодировка сигналов SCADA

Кодировка	Расшифровка
-----------	-------------

	кодировки
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 S7–300 (рисунок 3).



Рисунок 3

Контроллер управления Simatic S7-300 предназначен для сбора информации состояния и управления электропроводной арматуры, системной сигнализации загазованности и силовым оборудованием.

В состав контроллер управления Simatic S7-300 входят:

1) Мощный программируемый контроллер для построения систем автоматизации разной 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 S7-300 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 s7-300 может подключаться до 21 стойки расширения.

3) Высокопроизводительная внутренняя шина S7-300 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 S7-300 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 S7-300 снабжен развитыми сетевыми возможностями. Simatic S7-300 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/Intranet,

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 8).



Рисунок 5 – 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.

Помимо датчиков, выдающих аналоговый сигнал, так же требуются манометры.

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 9).



Рисунок 6 – 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 *	☒ Избыточное давление ☐ Абсолютное давление ☐ Разность давлений	
	☐ Разрежение ☐ Давление-Разрежение	
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 °C	
Температура измеряемой среды	от -45 до +45 °C	
Рабочее избыточное давление (для датчиков разности давлений) *		
Выходной сигнал *	☒ 4-20 мА + HART ☐ 0-5 мА	
Соединение с технологическим процессом *	☐ обратный ☐ квадратный корень (только для датчиков разности давлений)	
	Резьбовое подключение	
	☒ M20x1,5 ☐ ниппель с накидной гайкой материал ниппеля: _____	
	☐ K 1/2" ☐ 1/2"-14 NPT ☒ наружная резьба ☐ K 1/4" ☐ 1/4"-18 NPT ☐ внутренняя резьба	
	Фланцевое соединение, ГОСТ 12815-80 исполнение 2	
	☐ DN 50 ☐ PN 6 (только для DN 50) ☐ DN 80 ☐ PN 40	
Электрическое подключение	☐ другое (сборка с разделительной мембраной 1199) Описание соединения	
	☐ электрический разъем (вилка 2РМГ14, розетка 2РМ14) ☐ электрический разъем (вилка 2РМГ22, розетка 2РМ22) ☐ штепсельный разъем DIN	
	Кабельный ввод	
	☐ никелированная латунь ☐ небронированный кабель ☒ нержавеющая сталь ☒ бронированный кабель ☐ полиамид	
Требования к исполнению датчика		
Исполнение по взрывозащите	☐ взрывонепр. оболочка (Ex d) ☐ искробезопасная цепь (Ex ia)	
☒ комбинированное (Ex ia и Ex d) ☐ общепромышленное		
Дополнительные опции		
☒ встроенный ЖК-индикатор ☐ кнопки для конфигурирования		☐ в сборе с клапанным блоком серия _____ количество вентилей 2 ☒ кронштейн для крепления клапанного блока на трубе ø50 мм
☐ кронштейн для крепления датчика на трубе ø50 мм		
☒ кронштейн для установки датчика на плоской поверхности		
☒ гарантия 5 лет		
☒ дополнительная маркировочная табличка на проволоке		
Примечания:		

2.6.2.2 Выбор датчиков температуры

Для измерения температуры предлагается использование преобразователя температуры Rosemount 644, производства компании «Emerson», изображенного на рисунке 7.



Рисунок 7 – 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 A 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

Техническая характеристика	Значение
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 (100П, Pt100)
Протоколы связи с компьютерной средой	HART, Foundation Fieldbus, Profibus
Средний срок службы	Не менее 5 лет

2.6.2.3 Выбор датчика расхода

В связи с тем, что коммерческий учет расхода газа является одной из самых главных задач КУУГ, то и расходомер необходимо выбирать с достаточно высокой точностью и надежностью. Поэтому использование измерительной системы FLOWSIC600 Quatro (рисунок 11) будет отличным решением для реализации данной задачи.



Рисунок 8 – 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 первым компактным газовым счетчиком 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, второй 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);
 MEPAFLOW600 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

Техническая характеристика	Значение
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

Техническая характеристика	Значение
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 (Ex, Вн) исполнения	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 9.



Рисунок 9 – 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 1ExdIIBT4 X.

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 10).



Рисунок 10 – 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 12. 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 11 – 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.

2.6.2.7 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;

δ_2 – погрешность передачи по каналу измерений;

δ_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 качестве способа регулирования давления будем использовать метод дросселирования (рисунок 12). PE–PT–PC–PY – контур регулирования давления (P).

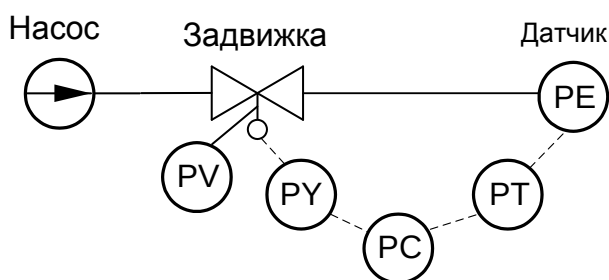


Рисунок 12 – контур регулирования

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 регулирующие–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 Δp_0 – потеря давления на клапане (ее принимают равной 1 $\text{кгс}/\text{см}^2$);

Δp – изменение давления в трубопроводе до и после клапана;

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

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

Исходными данными для расчета пропускной способности являются следующие:

Δp_0 – потеря давления на клапане принята равной 1 $\text{кгс}/\text{см}^2$;

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

$Q_{\max}$ – 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 регулирующий седельный проходной VFM2 (рисунок 13):



Рисунок 13 – клапан регулирующий седельный проходной

Технические характеристики данного клапана приведены в таблице 7:

Таблица 7 – технические характеристики VFM2

Техническая характеристика	Значение
Условный проход Ду, мм	500
Пропускная способность Kv, м3/ч	20000
Ход штока, мм	100
Динамический диапазон регулирования	Более 100 : 1
Характеристика регулирования	линейная (30%)/логарифмическая (70%)

Продолжение таблицы 11

Температура регулируемой среды T, °C	–40...150
Присоединение	Фланцевое
Корпус клапана и крышка	Нержавеющая сталь
Седло, золотник и шток	Нержавеющая сталь
Уплотнение сальника	EPDM

Характеристика регулирования приведена на рисунке 14:

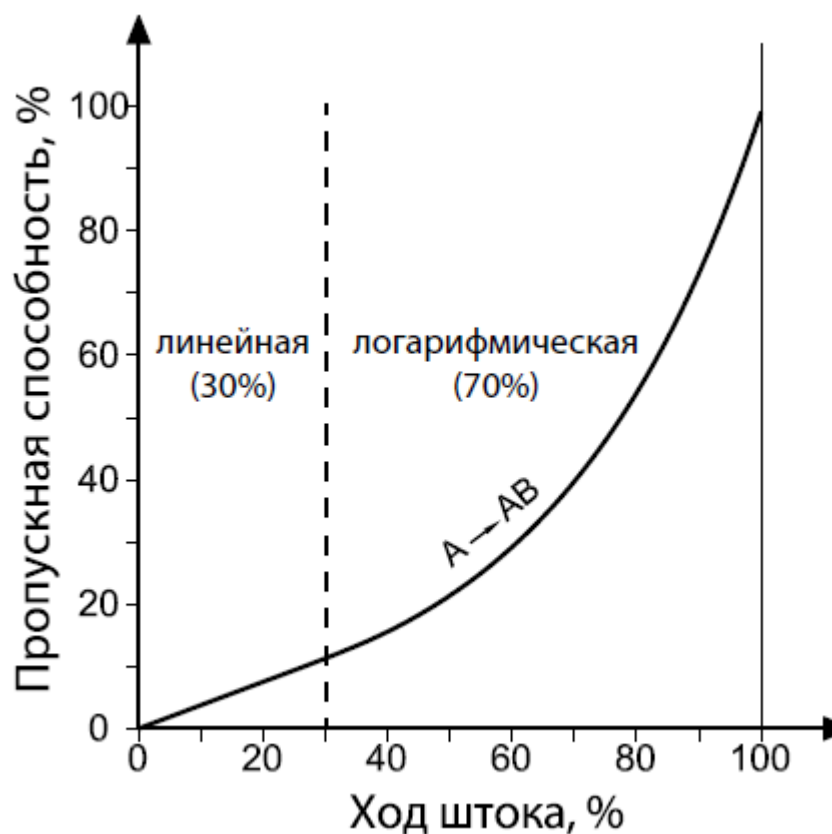


Рисунок 14 – характеристика регулирования

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.

Для управление клапана выбран прямоходный привод SIPOS 5 Flash 2SB5 (рисунок 15):

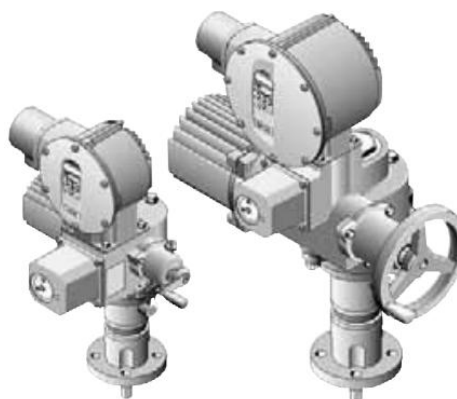


Рисунок 15 – привод SIPOS 5 Flash 2SB5

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 3. 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 АМЕТЕК 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 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 16:

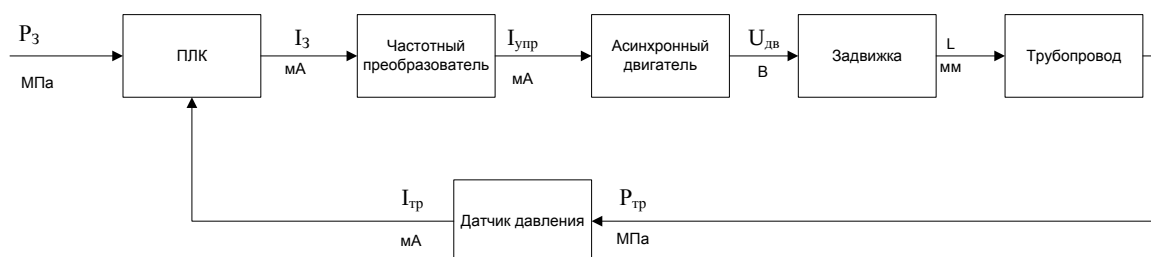


Рисунок 16 – Функциональная схема автоматизации

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.

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 в Simulink представлена в альбоме схем (ФЮРА). Модель с выделенными блоками показана на рисунке 17:

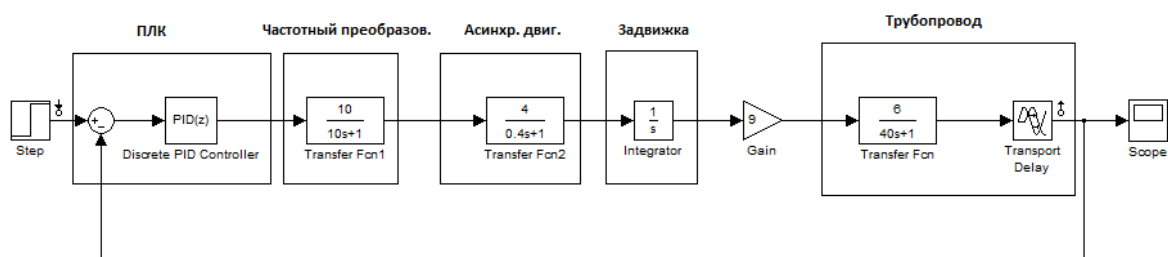


Рисунок 17 – Модель в Simulink

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

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

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

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

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

График переходного процесса САР мы можем наблюдать на рисунке

21:

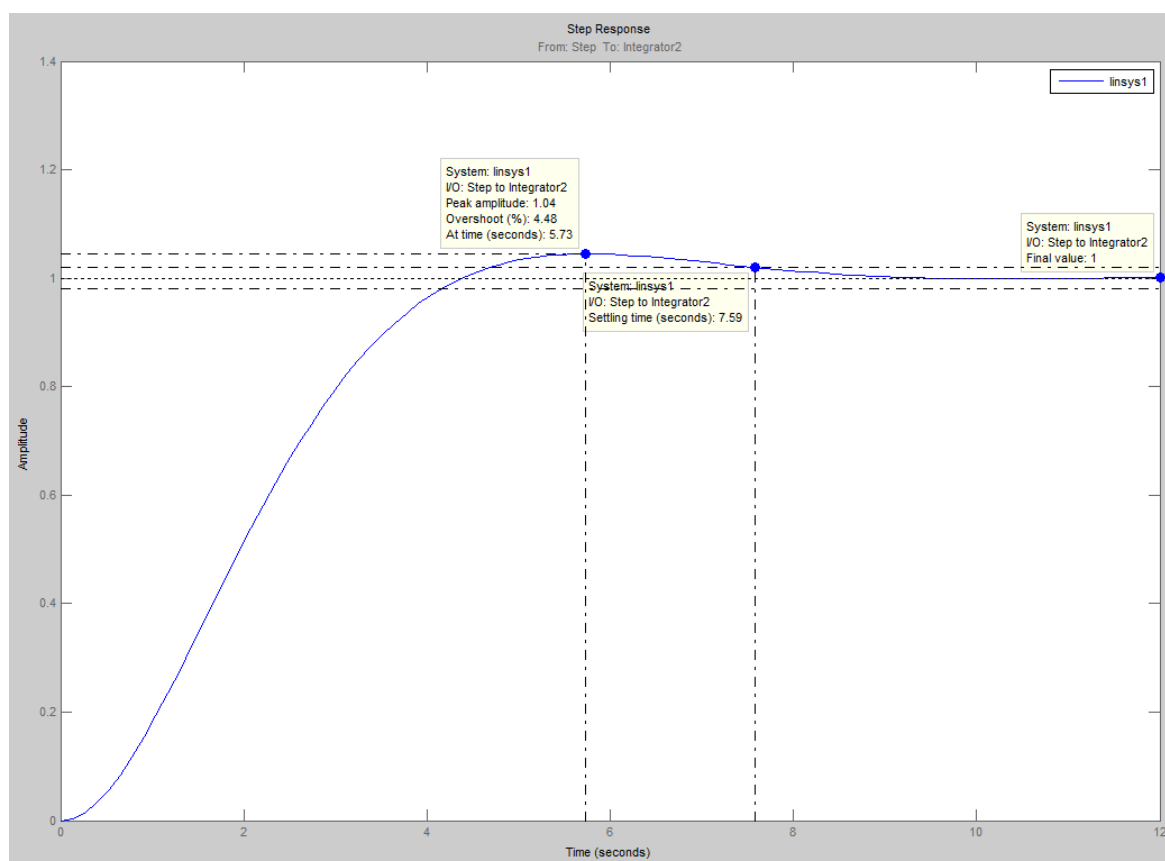


Рисунок 18 – График переходного процесса

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 КУУГ реализовано с использованием SCADA-системы WinCC компании Siemens. 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 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 К.

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 КУУГ. Кроме того, с мнемосхемы основных объектов пользователь имеет прямой доступ к карте нормативных параметров КУУГ. Открытие мнемосхем КУУГ происходит нажатием на прямоугольную область мнемосхемы основных объектов в соответствии с названием объекта, за которым необходимо вести контроль. Мнемосхемы некоторых объектов КУУГ включают в себя дополнительные мнемосхемы, которые позволяют вести более тщательный контроль состояний объектов КУУГ и управлением этими объектами. Открытие дополнительных мнемосхем осуществляется нажатием на прямоугольной области с соответствующим названием функции или на фигуре устройства мнемосхемы объекта КУУГ.

2.6.6.2 Разработка экранных форм АС КУУГ

Интерфейс оператора содержит рабочее окно (рисунок 33), состоящее из следующих областей:

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



Рисунок 19 – Рабочее окно

2.6.6.3 Область видеокadra

Видеокадры 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.

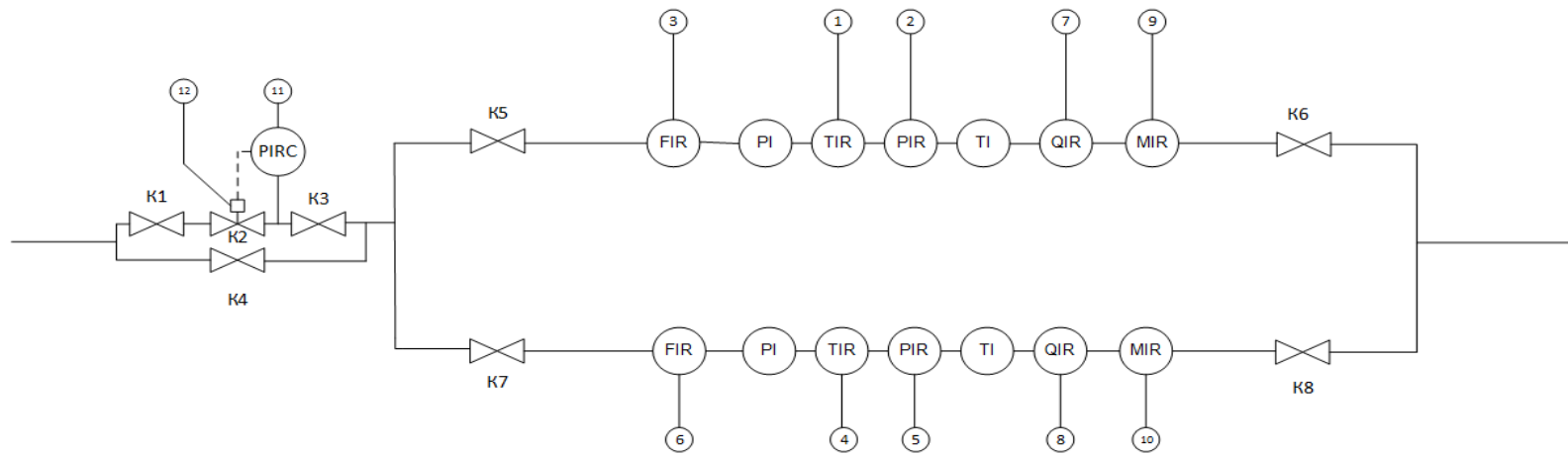
Список использованных источников

1. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.
2. Ключев А. С., Глазов Б. В., Дубровский А. Х., Ключев А. А.; под ред. А.С. Ключева. 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.: Вища шк. Головное изд-во, 1986. — 311с.
8. ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
9. СанПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. М.: Минздрав России, 1997.

10. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278 – 03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. М.: Минздрав России, 2003.
11. СП 52.13330.2011. Свод правил. Естественное и искусственное освещение.
12. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
13. СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.
14. ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
15. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды: учебник для вузов. – М.: Изд-во Юрайт, 2013. – 671с.
16. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
17. ГОСТ 12.2.032-78. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
18. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ.

Приложение А. Функциональная схема узла учета газа

ФЮРА.425280.001.ЭП.01



ФЮРА. 425280.001.ЭП.01			
Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Соснин Ф.		
Пров.	Громаков Е.		
Т.контр			
Н.контр			
Утв.			
Функциональная схема узла учета газа		Лит	Масштаб
		у	
ТПУ ИнЭО Группа 3-8111			

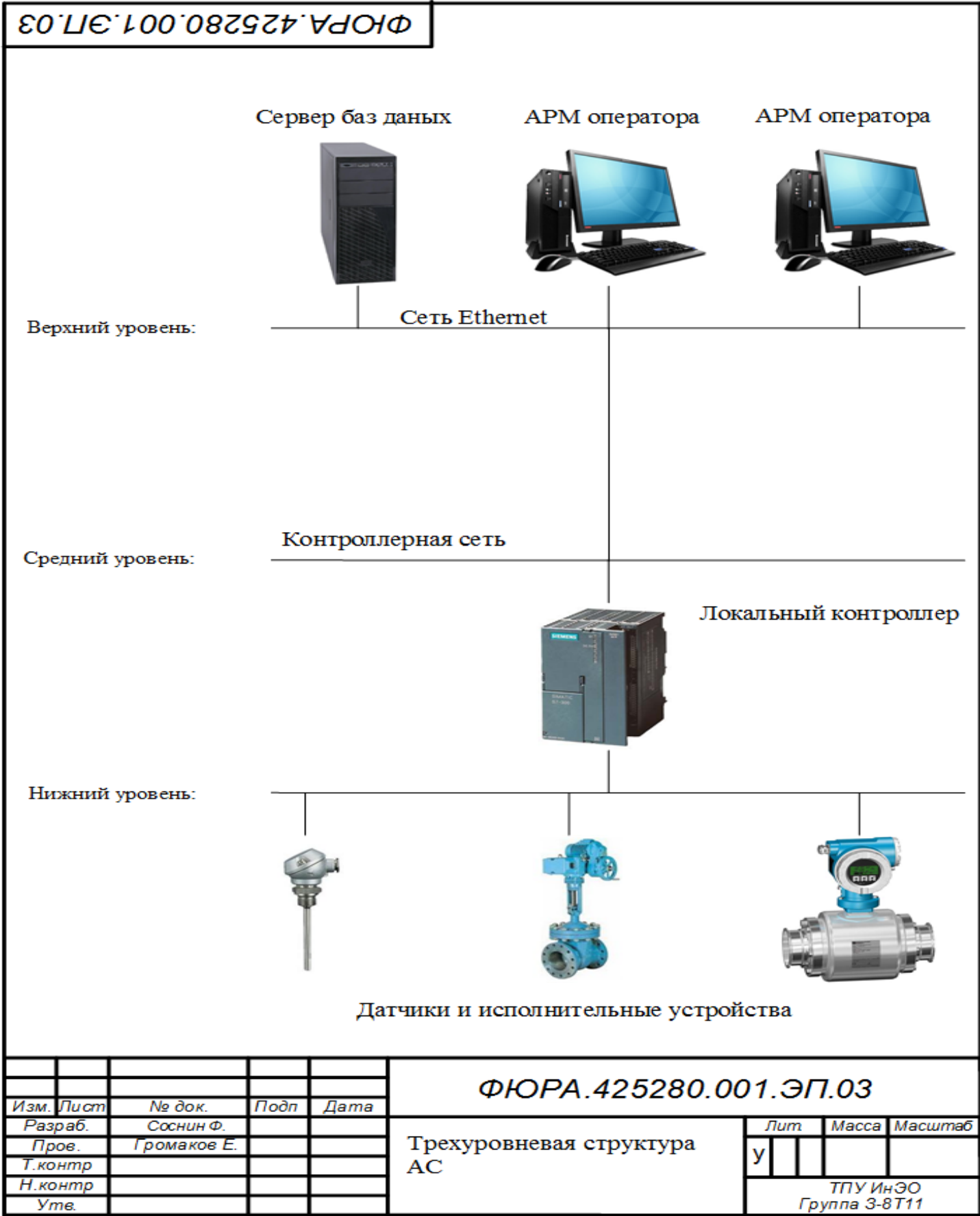
Приложение Б. Таблица перечня вход/выходных сигналов

ФЮРА.425280.001.ЭП.02

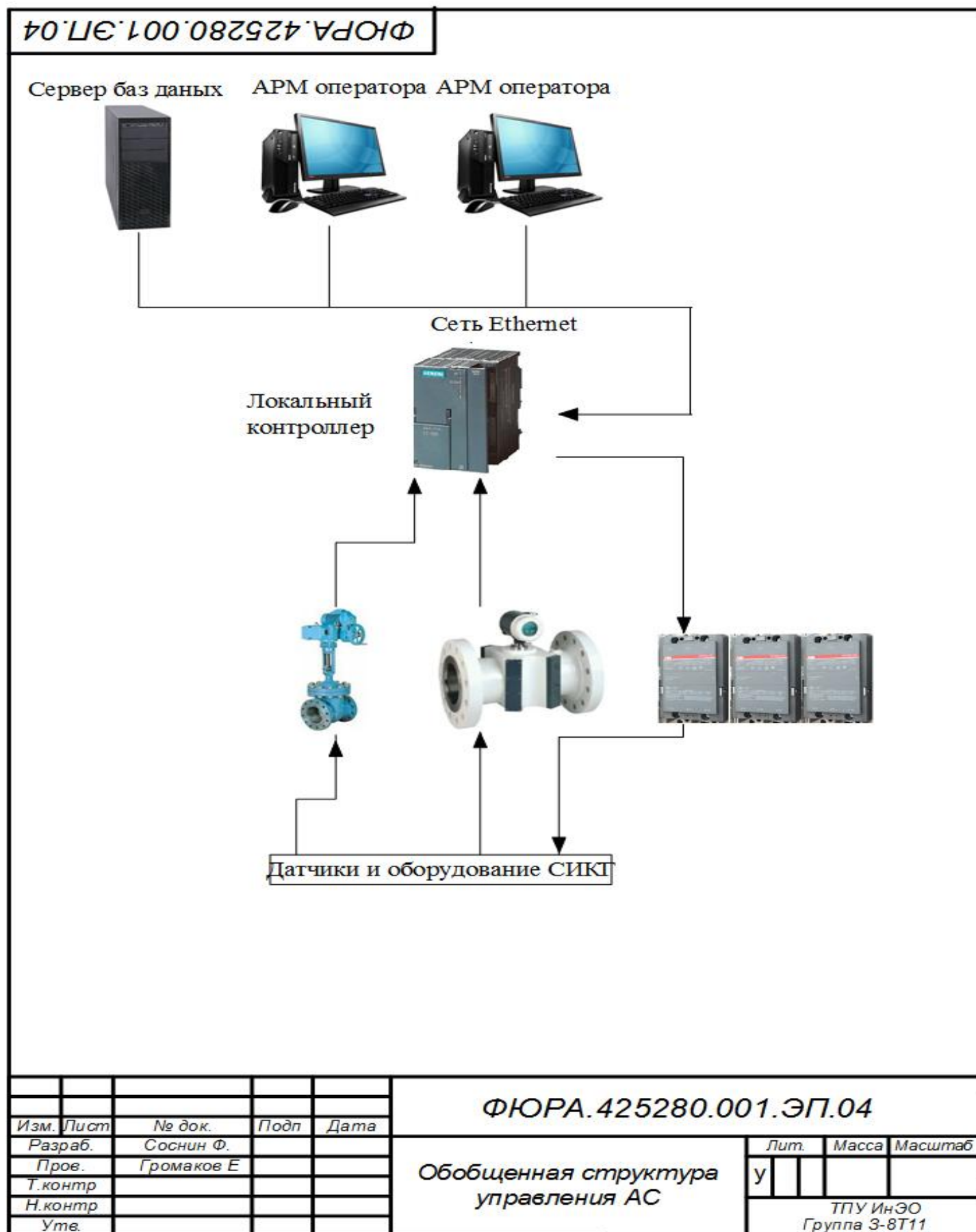
Наименование сигнала	Идентификатор сигнала	Диапазон измерения	Единица измерения	Тип сигнала	Технологические уставки			
					Предупредительные		Аварийные	
					min	max	min	max
Температура газа в узле учета (ИЛ1), точка 1	TEM_IL1_GAZ_Izm	-200...850	°C	4-20мА	-	-	-	-
Давление газа в узле учета (ИЛ1), точка 2	DAV_IL1_GAZ_Izm	0,0105...25	МПа	4-20мА	-	-	-	-
Расход газа (ИЛ1), точка 3	RAS_IL1_GAZ_Izm	200..2000	м3/ч	4-20мА	-	-	-	-
Температура газа в узле учета (ИЛ2), точка 4	TEM_IL2_GAZ_Izm	-200...850	мм	4-20мА	-	-	-	-
Давление газа в узле учета (ИЛ2), точка 5	DAV_IL2_GAZ_Izm	0,0105...25	МПа	4-20мА	-	-	-	-
Расход газа (ИЛ2), точка 6	RAS_IL2_GAZ_Izm	200..2000	м3/ч	4-20мА	-	-	-	-
Точка росы (ИЛ1), точка 7	TTR_IL1_GAZ_Izm	-10...+150	°C	4-20мА	-	-	-	-
Точка росы (ИЛ2), точка 8	TTR_IL2_GAZ_Izm	-10...+150	°C	4-20мА	-	-	-	-
Влажность газа (ИЛ1), точка 9	VLJ_IL1_GAZ_Izm	0..100	%	4-20мА	-	-	-	-
Влажность газа (ИЛ2), точка 10	VLJ_IL2_GAZ_Izm	0..100	%	4-20мА	-	-	-	-
Давление газа после регулятора, точка 11	DAV_K2_GAZ_Izm	0,0105...25	МПа	4-20мА	-	-	-	-
Управление регулятором давления, точка 12	TEM_K2_GAZ_REG	0...100	%	4-20мА	-	-	-	-

				ФЮРА.425280.001.ЭП.02			
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Таблица перечня вход/выходных сигналов		
Разраб.	Соснин Ф.			20.01.16			
Прое.	Громаков Е.						
Т.контр.							
Н.контр.							
Утв.					Лит. Масса Масштаб		
					у		
					ТПУ ИнЭО Группа 3-8Т11		

Приложение В. Трехуровневая система АС

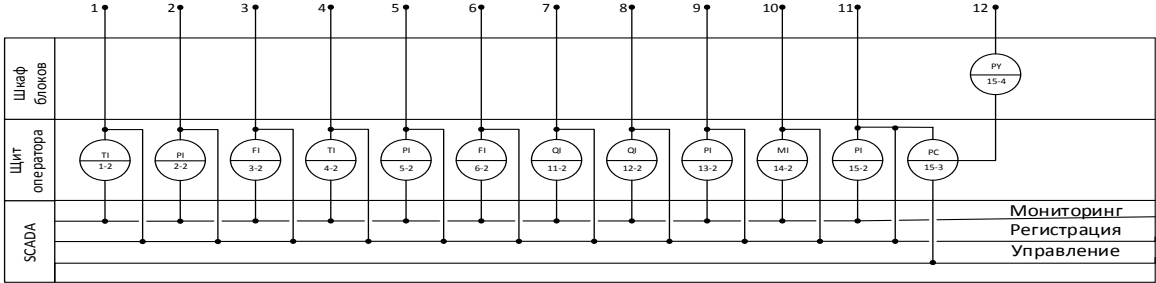
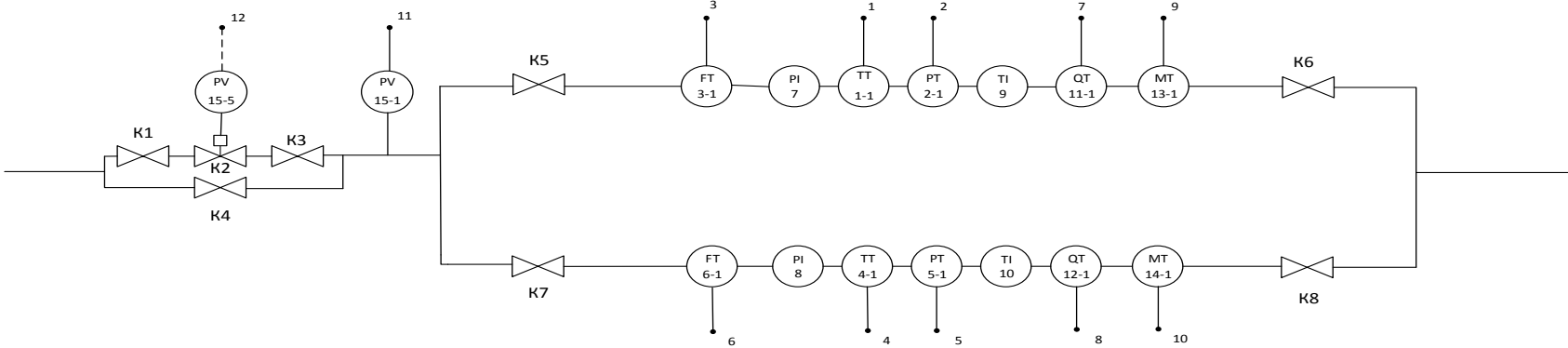


Приложение Г. Обобщенная структура управления АС.



Приложение Д. Функциональная схема автоматизации по ГОСТ

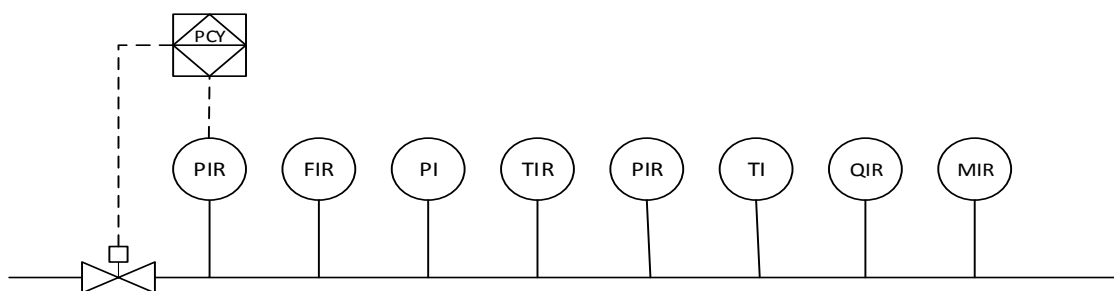
ФЮРА.425280.001.ЭП.05



				ФЮРА. 425280.001.ЭП.05		
Лист	№ док.	Подп.	Дата	Функциональная схема автоматизации по ГОСТ		
Разраб.	Соснин Ф.					
Прое.	Громаков Е.					
Т. контр.						
Н. контр.						
Уме.						
				Лит.	Масштаб	Масштаб
				У		
				ТПУ ИИЭО Группа 3-8Т11		

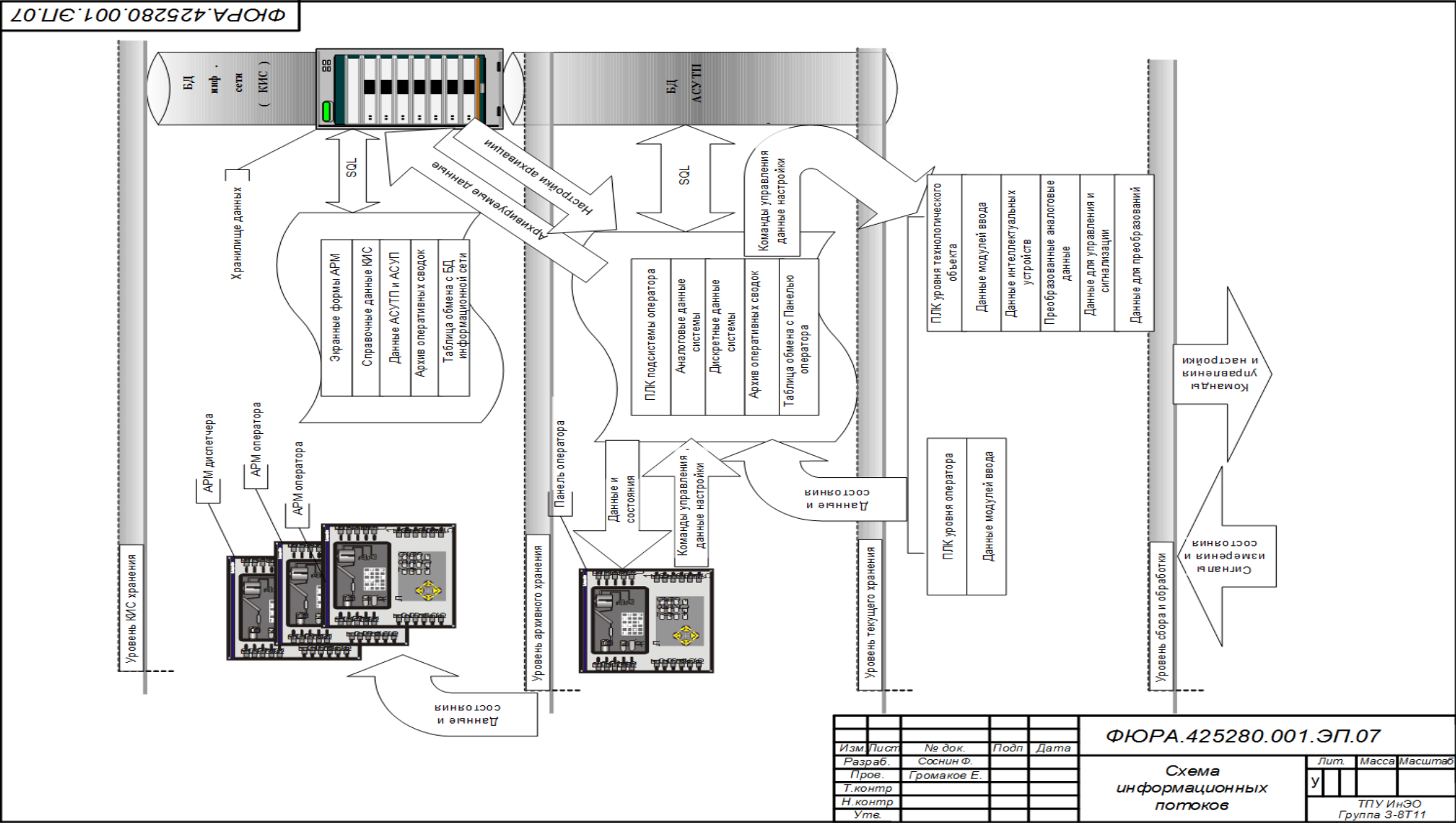
Приложение Е. Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA

ФЮРА.425280.001.ЭП.06



					ФЮРА.425280.001.ЭП.06						
Изм.	Лист	№ док.	Подп	Дата	Функциональная схема автоматизации по ANSI/ ISA			Лит.	Масса	Масштаб	
Разраб.	Соснин Ф.							у			
Пров.	Громаков Е.И.										
Т.контр											
Н.контр											
Утв.											
					ТПУ ИнЭО Группа 3-8Т11						

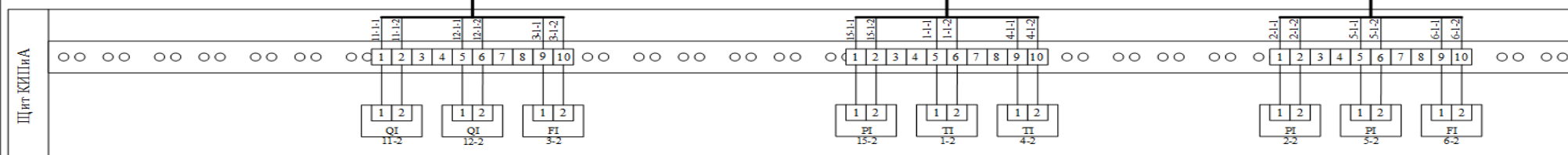
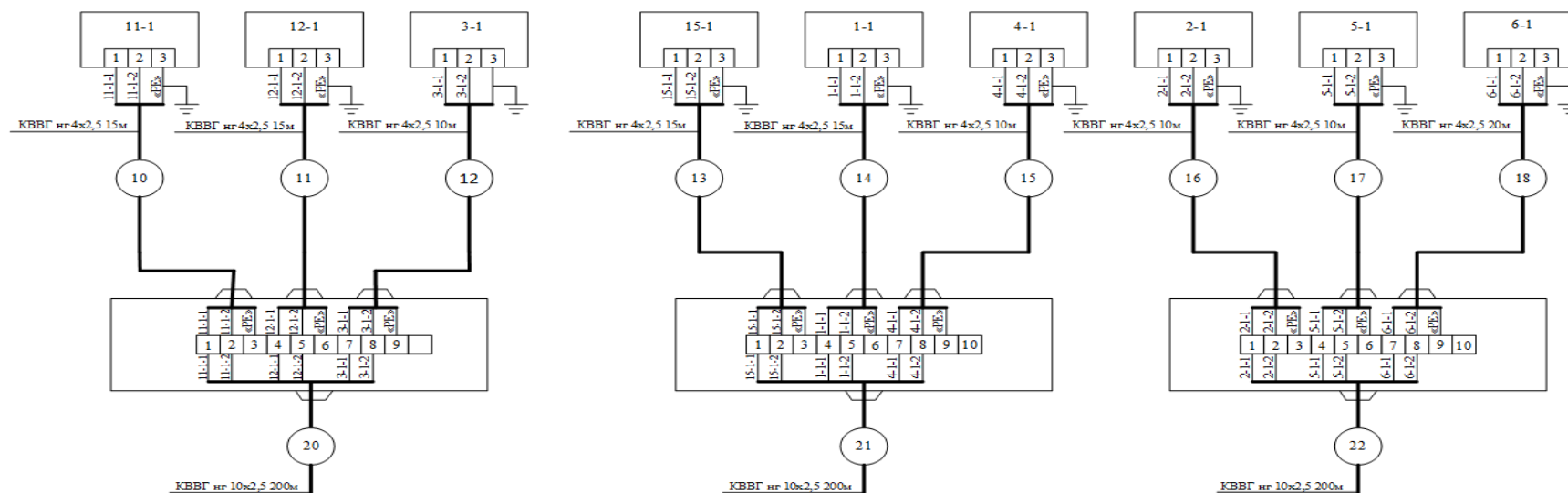
Приложение Ж. Схема информационных потоков



Приложение 3. Схема внешних проводов

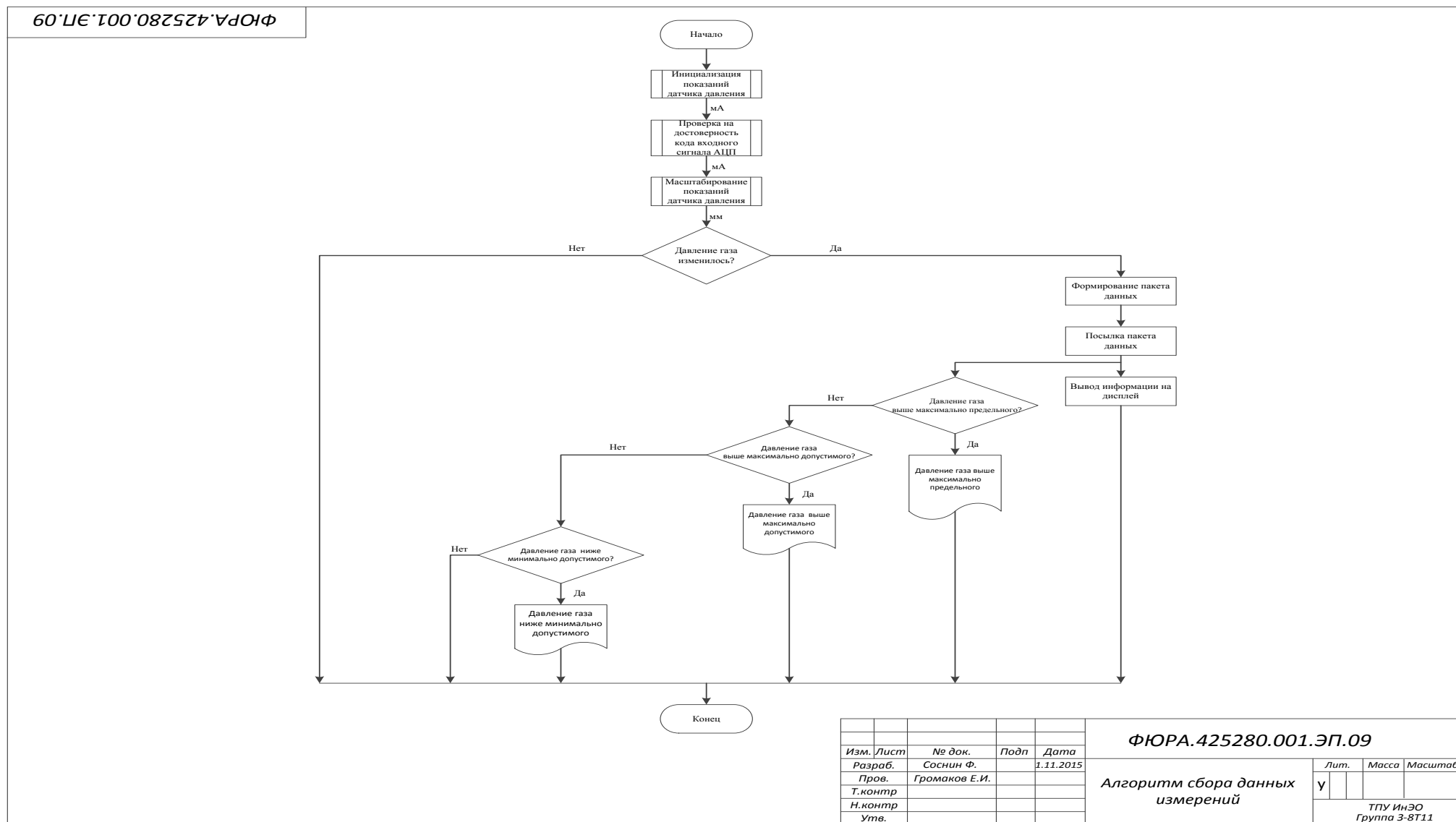
ФЮРА.425280.001.ЭП.08

Наименование параметра	Температура точки росы	Температура точки росы	Расход газа	Давление	Температура		Давление		Расход газа
Место отбора импульса	ИЛ-1	ИЛ-2	ИЛ-1	Регулятор	ИЛ-1	ИЛ-2	ИЛ-1	ИЛ-2	ИЛ-2
Тип датчика	АМЕТЕК 241СЕ II	АМЕТЕК 241СЕ II	Rosemount 2120	Rosemount 5600	Rosemount 644	Rosemount 644	Rosemount 3051	Rosemount 3051	FlowSIC600 Quatro
Позиция	11-1	12-1	3-1	15-1	1-1	4-1	2-1	5-1	6-1



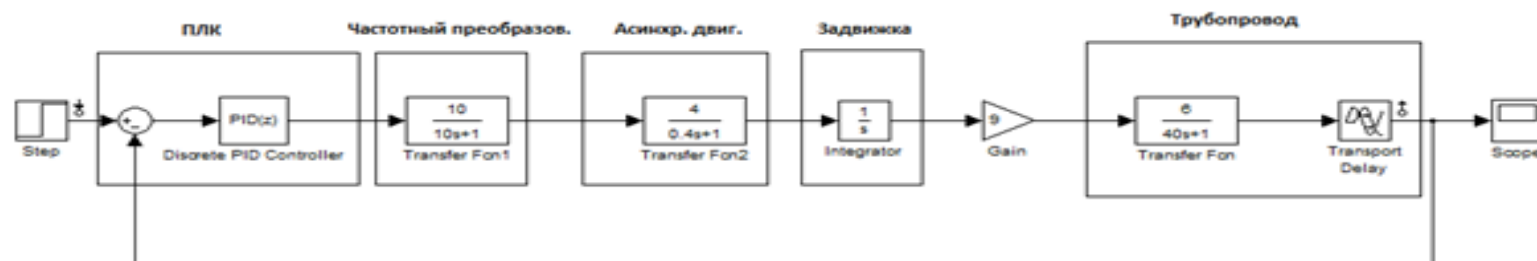
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ФЮРА.425280.001.ЭП.08			
Разраб.	Соснин Ф.				Схема внешних проводов			
Пров.	Громяков Е.							
Т.контр.								
Н.контр.	Уте.							
					Лит. Масса Масштаб			
					у			
					ТПУ ИнЭО Группа 3-8Т10			

Приложение II. Алгоритм сбора данных измерений



Приложение К. Структурная схема автоматического регулирования

ФЮРА.425280.001.ЭП.10



					ФЮРА.425280.001.ЭП.10		
Изм./Лист		№ док.	Подп.	Дата	Структурная схема автоматического регулирования		
Разраб.		Соснин Ф.					
Пров.		Громаков Е.					
Т.контр							
Н.контр							
Утв.					ТПУ ИнЭО Группа 3-8Т11		
					Лит.	Масса	Масштаб
					у		

Приложение Л. Дерево экранных форм

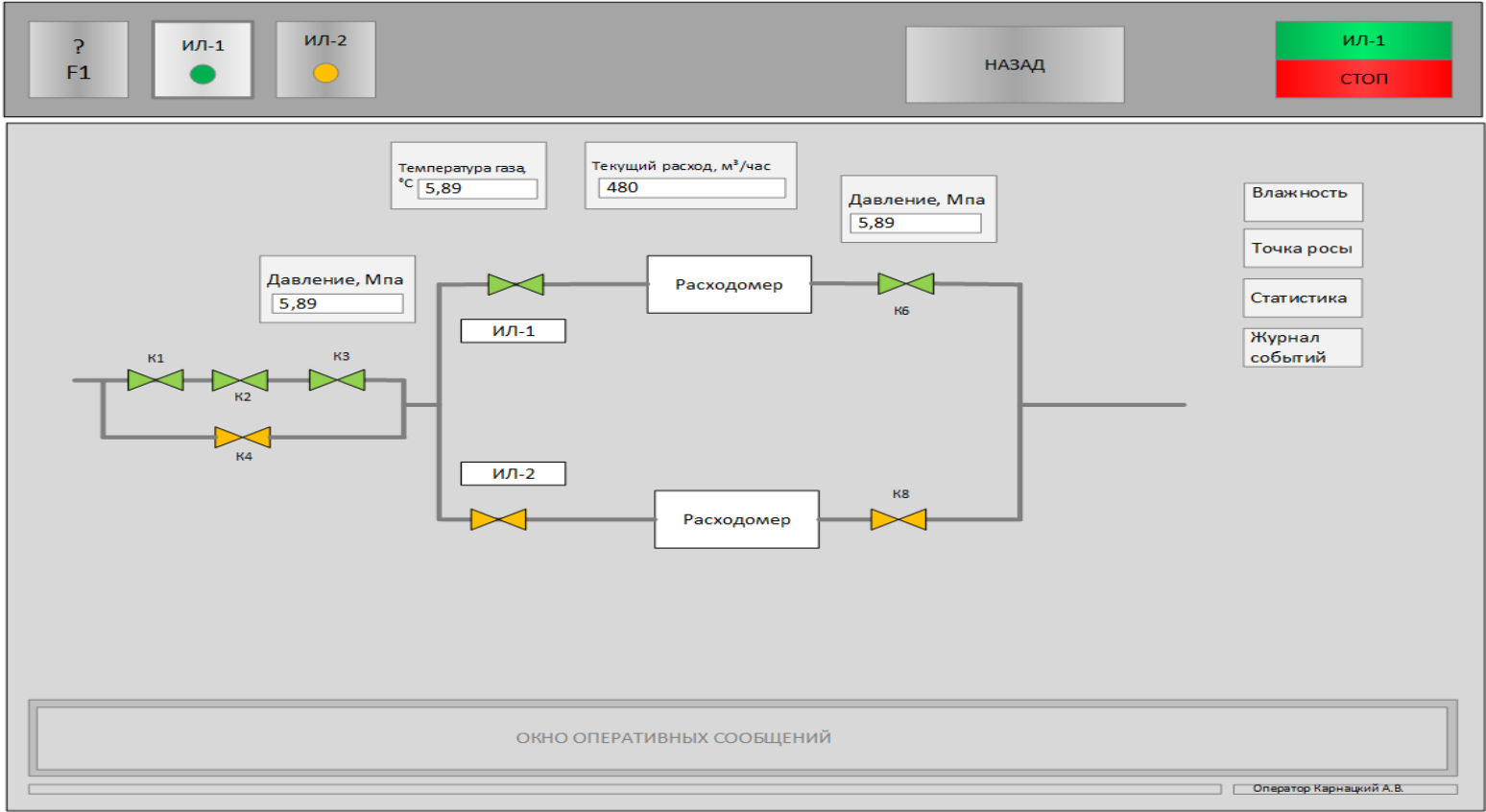
ФЮРА.425280.001.ЭП.11



				ФЮРА.425280.001.ЭП.11			
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Дерево экранных форм		
Разраб.		Соснин Ф.					
Прое.		Громаков Е.					
Т.контр.							
Н.контр.							
Утв.							
					Лит.	Масштаб	Масштаб
					у		
					ТПУ ИнЭО		
					Группа 3-8Т11		

Приложение М. Мнемосхема узла учета

ФЮРА.425280.001.ЭП.12



Изм.	Пуст.	№ док.	Подп.	Дата	ФЮРА.425280.001.ЭП.12			
Разраб.	Соснин Ф.				Мнемосхема узла учета			
Прое.	Громаков Е.							
Т.контр.								
Н.контр.								
Уме.								
					Лит.	Масса	Масштаб	
					у			
					ТПУ ИнЭО Группа 3-8Т11			