

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



Институт кибернетики  
 Направление: 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств  
 Кафедра интегрированных компьютерных систем управления

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Проектирование автоматизированной групповой замерной установки на нефтяном месторождении</b>

УДК 681.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т11	Азанова Виктория Евгеньевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ИКСУ	Леонов Сергей Владимирович	к.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ЭБЖ	Назаренко Ольга Брониславовна	д.т.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. Кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лиепиньш Андрей Вилнисович	к.т.н.		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 109 с., 17 рис., 25 табл., 18 источников, 7 приложений.

Ключевые слова: проект, групповая замерная установка, дебит нефти, температура, давление, расход, датчики, исполнительные механизмы, автоматизированное рабочее место, мнемосхема, пид-регулятор, scada-MasterSCADA.

Объектом исследования является ГЗУ.

Цель работы – разработка автоматизированной системы управления ГЗУ 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 S7-300, с применением SCADA-системы MasterScada.

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.

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В работе используются следующие термины с соответствующими определениями:

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

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

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

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

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

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

**профиль АС:** понятие «профиль» определяется как подмножество и/или комбинации базовых стандартов информационных технологий и общепринятых в международной практике фирменных решений (Windows, Unix, MacOS), необходимых для реализации требуемых наборов функций АС. Для определения места и роли каждого базового стандарта в профиле требуется концептуальная модель. Такая модель, называемая

OSE/RM (Open System Environment/Reference Model), предложена в ГОСТ Р ИСО МЭК ТО 10000-3–99

**протокол (CAN, OSI, Profibus, Modbus, HART, Profibus DP, Modbus RTU, Modbus +, CAN, DeviceNet):** это набор правил, позволяющий осуществлять соединение и обмен данными между двумя и более включёнными в соединение программируемыми устройствами;

**техническое задание на АС (ТЗ):** утвержденный в установленном порядке документ, определяющий цели, требования и основные исходные данные, необходимые для разработки автоматизированной системы;

**технологический процесс (ТП):** последовательность технологических операций, необходимых для выполнения определенного вида работ. Технологический процесс состоит из рабочих операций, которые в свою очередь складываются из рабочих движений (приемов);

**СУБД:** система управления базами данных это – совокупность программных и языковых средств, предназначенных для управления данными в базе данных, ведения базы данных, обеспечения многопользовательского доступа к данным;

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

**SCADA(англ. SupervisoryControlAndDataAcquisition – диспетчерское управление и сбор данных):** под термином SCADA понимают инструментальную программу для разработки программного обеспечения систем управления технологическими процессами в реальном времени и сбора данных;

**ФЮРА. 425280:** код организации разработчика проекта (ТПУ); 425280 это – код классификационной характеристики проектной продукции по ГОСТ 3.1201-85 (в соответствии с шестизначный классификационной характеристикой ОКП этот код означает программно-технические комплексы

для распределенного автоматизированного управления технологическим объектом, многофункциональные);

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

**объект управления:** обобщающий термин кибернетики и теории автоматического управления, обозначающий устройство или динамический процесс, управление поведением которого является целью создания системы автоматического управления;

**программируемый логический контроллер (ПЛК):** специализированное компьютеризированное устройство, используемое для автоматизации технологических процессов. В отличие от компьютеров общего назначения, ПЛК имеют развитые устройства ввода-вывода сигналов датчиков и исполнительных механизмов, приспособлены для длительной работы без серьёзного обслуживания, а также для работы в неблагоприятных условиях окружающей среды. ПЛК являются устройствами реального времени;

**диспетчерский пункт (ДП):** центр системы диспетчерского управления, где сосредоточивается информация о состоянии производства;

**автоматизированное рабочее место (АРМ):** программно-технический комплекс, предназначенный для автоматизации деятельности определенного вида. При разработке АРМ для управления технологическим оборудованием как правило используют SCADA-системы;

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

**корпоративная информационная система (КИС):** корпоративная информационная система – это масштабируемая система, предназначенная для комплексной автоматизации всех видов хозяйственной деятельности

больших и средних предприятий, в том числе корпораций, состоящих из группы компаний, требующих единого управления;

**автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП):** комплекс программных и технических средств, предназначенный для автоматизации управления технологическим оборудованием на предприятиях. Под АСУ ТП обычно понимается комплексное решение, обеспечивающее автоматизацию основных технологических операций на производстве в целом или каком-то его участке, выпускающем относительно законченный продукт;

**пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) регулятор:** устройство, используемое в системах автоматического управления для поддержания заданного значения измеряемого параметра. ПИД-регулятор измеряет отклонение стабилизируемой величины от заданного значения (уставки) и выдаёт управляющий сигнал, являющийся суммой трёх слагаемых, первое из которых пропорционально этому отклонению, второе пропорционально интегралу отклонения и третье пропорционально производной отклонения;

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

## Обозначения и сокращения

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

**HMI (Human Machine Interface):** человеко-машинный интерфейс;

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

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

**IP (International Protection):** степень защиты;

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

**ППЗУ:** программируемое постоянное запоминающее устройство;

**АЦП:** аналого-цифровой преобразователь;

**ЦАП:** цифро-аналоговый преобразователь;

**ГЗУ:** групповая замерная установка;

**ГП:** гидропривод;

**БТ:** блок технологический;

**БА:** блок автоматики;

**ПСМ:** переключатель скважин многоходовой;

**ИУС:** информационно-управляющая система;

**КИПиА:** контрольно-измерительные приборы и автоматика;

**САР:** система автоматического регулирования;

**ПАЗ:** противоаварийная автоматическая защита;

**ПО:** программное обеспечение;

**ПТК:** программно-технический комплекс;

**ГЖС:** газожидкостная смесь;

**ИМ:** исполнительный механизм;

**АРМ:** автоматизированное рабочее место;

**БД:** база данных.

## Оглавление

Введение	11
1.Техническое задание	13
1.1 Назначение и цели создания АСУ ТП	13
1.2 Требования к системе	13
1.3 Требования к техническому обеспечению	14
1.4 Требования к метрологическому обеспечению	15
1.5 Требования к надежности	16
1.6 Требования к электропитанию и электрозащите	16
1.7 Требования к программному обеспечению	16
1.8 Требования к математическому обеспечению	17
1.9 Требования к информационному обеспечению	17
2 Описание технологического процесса	19
2.1.1 Устройство и работа установки	19
2.1.2 Назначение установки	22
2.1.3 Блок технологический, (БТ)	22
2.1.4 Блок автоматики, (БА)	23
2.2 Устройство и работа основных частей установки	24
2.2.1 Переключатель скважин многоходовой (ПСМ)	24
2.2.2 Привод гидравлический ГП-1М	24
2.2.3 Емкость сепарационная	24
2.2.4 Регулятор расхода	25
2.2.5 Счетчик турбинный ТОР1-50	25
2.2.6 Заслонка	25

2.2.7	Задвижки и краны	26
2.2.8	Обогреватель электрический взрывозащищенный ОВЭ-4	26
2.2.9	Регулятор температуры взрывозащищенный ТУДЭ -8М1	26
3.	Разработка аппаратной части системы	26
3.1	Выбор архитектуры АС	26
3.2	Разработка структурной схемы АС	31
3.3	Функциональная схема автоматизации	32
3.4	Информационные потоки ГЗУ	33
3.5	Выбор средств реализации ГЗУ	35
3.5.1	Выбор контроллерного оборудования ГЗУ	35
3.6	Выбор датчиков	37
3.6.1	Нормирование погрешности канала измерения	46
3.7	Выбор исполнительных механизмов	48
3.8	Разработка схемы внешних проводок	52
3.9	Алгоритм сбора данных измерений	52
4.	Информационная часть	53
4.1	Расчет надежности	53
4.2	Экранные формы АС ГЗУ	57
4.3	Область видеокadra	57
4.4	Раздел «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
4.5	РАЗДЕЛ «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
		<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>

Заключение	60
Список используемых источников	62
Приложение А Функциональная схема	64
Приложение В Трехуровневая структура АС	66
Приложение Г Обобщенная структура управления АС	67
Приложение Д Функциональная схема автоматизации	68
Приложение Ж Схема внешних проводок	69
Приложение И Алгоритм сбора данных	70
Приложение К Структурная схема надежности	71
Приложение М Область видеокadra	72

## **Введение**

Специфика современного рынка нефтегазодобывающего комплекса, природно-климатические условия и социальная инфраструктура районов добычи заставляют непрерывно искать пути повышения рентабельности производства, совершенствования процесса управления и планирования. При этом в самом общем случае, основными способами увеличения эффективности предприятий являются оптимизация и модернизация производства, снижение производственных потерь и технологического расхода энергоносителей, увеличение достоверности и скорости получения информации, необходимой для принятия управленческих решений.

Автоматизация – применение технических средств и специальных систем управления, частично или полностью освобождающих человека от непосредственного участия в процессе производства, получения, преобразования и т.п. энергии, материалов и информации. Автоматизация производства позволяет осуществлять технологические процессы без непосредственного участия обслуживающего персонала.

Эффективное управление сложным в организационно-экономическом отношении предприятием требует внедрения новых информационных технологий и кардинального улучшения информационного обеспечения управленческой деятельности. При этом должны создаваться корпоративные информационные системы, в которых оперативно отражаются результаты производственно-хозяйственной деятельности предприятия.

Автоматизация технологических процессов и автоматизированное управление являются сегодня одним из основных путей достижения следующих долговременных целей:

- эффективности всех технологических процессов основного и вспомогательного производства;

- преимущественной ориентации на безлюдные энергосберегающие технологии;

- безопасности технологических процессов и обслуживающего персонала;

- выполнение требований по защите окружающей среды.

Сегодня произошли существенные изменения в отрасли нефтедобычи, вызвавшие дальнейшее совершенствование концептуальных основ автоматизации.

Среди них следует отметить:

- использование распределенных систем управления на базе микропроцессорных программируемых логических контроллеров, промышленных компьютеров и передового программного обеспечения SCADA-систем;

- измерение и учет движения нефти должно иметь наивысший приоритет по своей значимости и должно проводиться преимущественно массовыми методами;

- интеграция систем автоматизации с системами оперативно-диспетчерского управления производством и административно-хозяйственного управления предприятием.

Целями выпускной квалификационной 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.

## **1. Техническое задание**

### **1.1 Назначение и цели создания АСУ ТП**

Настоящее техническое задание описывает задачу создания автоматизированной системы управления технологическими процессами Групповой замерной установки (ГЗУ).

Основанием для выполнения работ по теме является задание на выполнение ВКР по созданию АСУ ТП ГЗУ.

АСУ ТП ГЗУ предназначена для:

- Автоматического переключения скважины на замер;
- Измерение дебита добываемой нефти и газа;
- Передача измеренных параметров диспетчеру.

### **1.2 Требования к системе**

Информационно-управляющая система АГЗУ должна проектироваться как открытая иерархическая распределенная система с использованием стандартных протоколов межуровневого обмена.

Выбор структуры информационно-управляющей системы, фирмы-поставщика ПТК системы, датчиков и ИМ должен осуществляться на альтернативной основе и иметь технико-экономическое обоснование.

ПТК как зарубежного, так и отечественного производства должны иметь сертификаты Госстандарта РФ и, как правило, опыт использования на аналогичных объектах. Система должна предусматривать возможность автономной работы ПТК на различных уровнях. Любые отключения каналов контроля параметров, определяющих взрывоопасность объекта, или изменение параметров системы защиты должны фиксироваться системой.

Должна быть предусмотрена возможность аварийной остановки технологического процесса по физическим каналам.

На всех уровнях системы должна быть обеспечена защита от

несанкционированного доступа к ее функциям и информации с помощью паролей, определяющих права доступа, ключей или других способов.

### **1.3 Требования к техническому обеспечению**

Оборудование, устанавливаемое на открытых площадках, в зависимости от зоны расположения объекта должно быть устойчивым к воздействию температур от минус 50°С до плюс 50°С и влажности не менее 80% при температуре 35°С.

ПТК ИУС должен допускать возможность наращивания, модернизации и развития системы, а при сдаче в эксплуатацию 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. Чувствительные элементы датчиков, соприкасающиеся с сероводородсодержащей или другой агрессивной средой, должны быть выполнены из коррозионностойких материалов либо для их защиты необходимо использовать разделители сред.

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.

Исполнительные механизмы (ИМ) дополнительно должны иметь ручной привод и указатели крайних положений, устанавливаемые непосредственно на самих ИМ, а также устройства для ввода этой информации в систему с целью сигнализации состояния ИМ.

Системное ПО должно обеспечивать выполнение всех функций ИУС. На первом уровне это должна быть операционная система реального времени, временные характеристики и коммуникационные (сетевые) возможности которой удовлетворяют требованиям конкретного применения.

На втором и третьем уровнях это должна быть сетевая операционная система с развитыми средствами поддержки баз данных реального времени и графического интерфейса пользователя. Операционные системы всех уровней ИУС должны иметь стандартные открытые сетевые протоколы обмена данными.

Инструментальное ПО должно обеспечивать выполнение функций конфигурирования (настройки) базового прикладного ПО и создание специального прикладного 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;
- создание мнемосхем (видеокадров) для визуализации состояния технологических объектов;
- конфигурирование отчетных документов (рапортов, протоколов);
- конфигурирование трендов истории параметров;

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

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

#### **1.4 Требования к метрологическому обеспечению**

Метрологическое обеспечение должно охватывать все стадии создания системы, а также ее эксплуатацию. На стадии внедрения должна производиться метрологическая аттестация измерительных каналов системы и метрологических характеристик в целом в соответствии с ГОСТ 8009-85. В

процессе эксплуатации должна производиться периодическая поверка измерительных каналов системы и метрологических характеристик в целом.

В измерительные каналы системы входят следующие компоненты: датчики, преобразователи, устройства связи с объектом (контроллеры), линии связи, программное обеспечение. В состав системы разрешается включать вышеуказанные компоненты, прошедшие Государственную поверку на соответствие действующей на них нормативно-технической документации.

### **1.5 Требования к надежности**

Надежность выполнения основных функций системы должна удовлетворять следующим требованиям:

- 1) средняя наработка на отказ: не менее 3000 часов;
- 2) средний срок службы: не менее 10 лет;
- 3) периодичность обслуживания: не менее 1 месяца.

### **1.6 Требования к электропитанию и электрозащите**

Питание ПТК ИУС на всех уровнях должно соответствовать требованиям правил устройств электроустановок ПУЭ и использовать подключение к сети электропитания по схеме "звезда" и к общей сети заземления.

Элементы ПТК должны сохранять работоспособность при следующих параметрах питающей сети: напряжение: 220 В + 10% – 15%; частота: 50 Гц + 1% – 1%.

Переход с основного источника питания на резервный и обратно должен осуществляться автоматически без потери работоспособности системы.

ПТК ИУС должны отвечать требованиям безопасности. Внешние элементы приборов, находящихся под напряжением, должны иметь защитное заземление [1].

### **1.7 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;
- создание мнемосхем (видеокадров) для визуализации состояния технологических объектов;
- 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.).

### **1.8 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.

### **1.9 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 Описание технологического процесса**

Рассмотрим устройство и функции ГЗУ на примере автоматизированной групповой замерной установки «СПУТНИК» Функциональная схема ГЗУ приведена в приложении А.

Групповая замерная установка состоит из двух блоков технологического (БТ) и блока автоматики (БА).

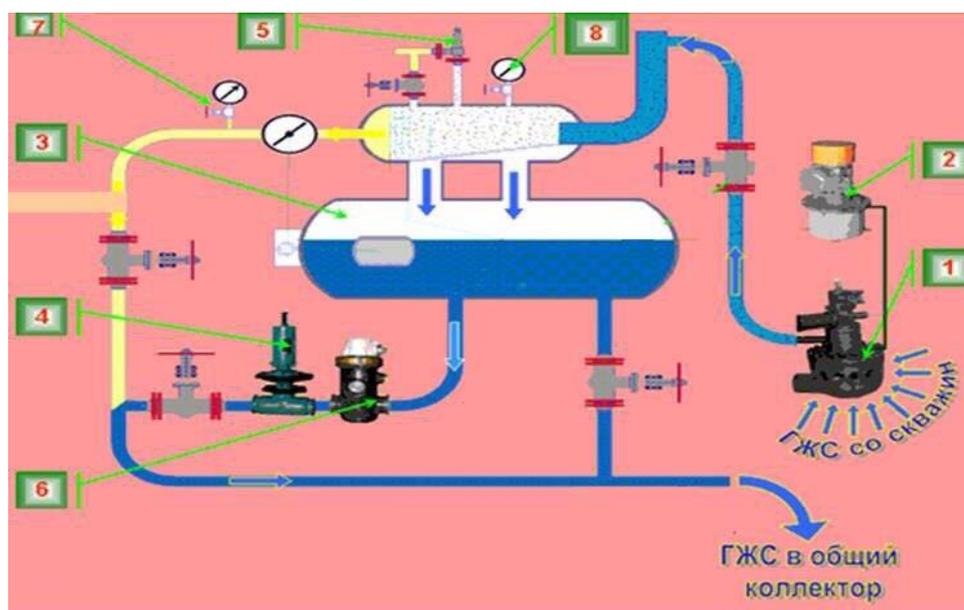
В технологическом блоке размещены: емкость сепарационная со счетчиком жидкости ТОР, блок гидропривода, переключатель скважин, запорная арматура. В блоке автоматики установлены: ПЛК, ИБП, ГСМ-05, коммутатор Ethernet. Входные патрубки для подключения скважин расположены симметрично по обе стороны.

Областью применения установки являются системы внутри промышленного учета продукции нефтегазовых скважин.

### **2.1.1 Устройство и работа установки**

ГЖС по трубопроводам, поступает в переключатель скважин ПСМ. С помощью ПСМ газожидкостная смесь одной из скважин направляется в емкость сепарационную, а ГЖС с остальных скважин направляется в общий коллектор. В сепарационной емкости происходит отделение газа от жидкости, отделившийся газ проходит через расходомер газа. Газ, измеренный счетчиком, поступает в общий коллектор (трубопровод).

ГЖС накапливается в сепарационной емкости. Поплавок через систему рычагов закрывает заслонку на выходном газовом трубопроводе, и давление в сепарационной емкости начинает повышаться. При достижении перепада давления между сепаратором и выходным трубопроводом в пределах 0,08-0,12МПа клапан регулятора расхода (РР) открывается, и ГЖС под избыточным давлением выдавливается в общий коллектор (трубопровод). При перепаде давления в пределах 0,02 - 0,03 МПа клапан РР закрывается. Принципиальная схема ГЗУ изображена на рисунке 1.



- |                          |                             |
|--------------------------|-----------------------------|
| 1. ПСМ                   | 5. Клапан предохранительный |
| 2. Гидропривод           | 6. Тор                      |
| 3. Ёмкость сепарационная | 7. Заслонка                 |
| 4. Регулятор расхода     | 8. Манометр                 |

Рисунок 1 – Принципиальная схема ГЗУ

ГЖС под воздействием избыточного давления внутри сепаратора пропускается через счетчики. Время истечения жидкости через расходомеры зависит от количества поступающей ГЖС со скважины. При снижении уровня ГЖС в емкости заслонка начинает открываться и пропускает накопившийся газ в общий трубопровод. В результате снижения давления газа в сепарационной емкости клапан РР закрывается и вновь происходит накопление жидкости. Накопившаяся в нижней части сепаратора ГЖС проходит через турбинный счетчик жидкости ТОР, затем направляется в общий коллектор (трубопровод). Устройство регулирования расхода в замерном сепараторе обеспечивает циклическое прохождение жидкости через счетчик ТОР с постоянной скоростью, что позволяет осуществлять измерение в широком диапазоне дебита скважин с малой погрешностью. Счетчик ТОР выдает импульсы на ПЛК.

Управление ПСМ осуществляется ПЛК по установленной программе или по системе телемеханики. При срабатывании реле включается электродвигатель гидропривода гп-1м и в системе гидравлического управления повышается давление. Привод ПСМ под воздействием давления ГП перемещает поворотный патрубок ПСМ и на измерение подключается следующая скважина.

Время измерения устанавливается на промысле в зависимости от конкретных условий: дебита скважин, способов добычи, состояния разработки месторождения и других условий. В установке предусмотрена возможность контроля работы скважин по отсутствию (за определенное время) сигналов от счетчика TOP.

При работе устройства регулирования расхода в зависимости от уровня жидкости в сепараторе могут наблюдаться следующие положения заслонки и регулятора расхода.

1. Заслонка и клапан регулятора расхода закрыты. При этом положении уровень жидкости в сепараторе высокий, идет дополнительное накопление жидкости и создание избыточного давления внутри сепаратора.
2. Заслонка закрыта, а клапан регулятора расхода открыт. При этом положении уровень жидкости в сепараторе также высокий.

В технологическом блоке имеется освещение, обогреватели, естественная вентиляция. Все оборудование смонтировано на металлическом основании. На основании по периметру рамы крепятся панели укрытия.

Укрытие блока отличается легкостью, прочностью, устойчивостью к атмосферным воздействиям, хорошими теплоизоляционными свойствами. Укрытие обеспечивает нормальные условия для работы аппаратуры и обслуживающего персонала. Конструктивно блок аппаратурный выполнен аналогично технологическому блоку. Внутри

блока аппаратного на стойке расположены приборы управления и измерения.

### **2.1.2 Назначение установки**

Автоматизированные групповые замерные установки АГЗУ «Спутник» предназначены для:

- измерения прямым динамическим способом в периодическом режиме количества (расхода) сырой нефти, включая пластовую воду, и попутного нефтяного газа, добываемых из нефтегазовых скважин;
- измерения и выдачи результатов измерений в единицах объема;
- обработки результатов измерений и передачи их в систему телемеханики нефтепромысла;
- формирования и отработка сигналов «авария», «блокировка» и передачи информации о них на верхний уровень АСУ ТП нефтепромысла;

управления режимами измерения расходов продукции нефтегазовых скважин по сигналам верхнего уровня АСУ ТП нефтепромысла.

Установка предназначена для обеспечения контроля за технологическими режимами работы нефтяных скважин.

### **2.1.3 Блок технологический, (БТ)**

Предназначен для размещения в нем технологического оборудования, первичных приборов КИПиА, в том числе сенсоров расходомеров, сигнализаторов и инженерных систем. Изготавливается в виде блок-бокса на сварном основании из стального профиля и ограждения из сэндвич-панелей с базальтовым утеплителем толщиной не менее 50 мм со скатной крышей. БТ оборудован двумя герметизированными дверьми. Полы смонтированы с учетом возможности сбора разлившейся жидкости и отвода ее за пределы БТ через дренажный патрубок (в дренажный колодец).

Конструкцией предусмотрены системы:

- вентиляции приточно-вытяжной с механическим побуждением и автоматическим двухпороговым включением от сигналов системы контроля загазованности.
- освещения
- отопления электрического с автоматическим поддержанием температуры не ниже +5 0С
- сигнализаций: загазованности, пожарной, несанкционированного доступа.

Класс взрывоопасной зоны БТ - «В-1А»

Степень огнестойкости - «IV»

Категория по пожарной и взрывопожарной опасности - «А».

Все электрооборудование, КИПиА, размещенные в БТ, согласно требованиям ПУЭ-7, применены в исполнении не ниже чем «повышенная защищенность против взрыва». Система заземления TN-S. Силовые и сигнальные цепи выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ-7 и выведены на клеммные коробки взрывозащищенного исполнения, размещенные на внешней стороне стен у дверей БТ.

Все средства измерения, установленные на АГЗУ Спутник имеют: свидетельство об утверждении типа средства измерений, сертификат соответствия, разрешение на применение на опасных производственных объектах, действующее свидетельство о первичной поверке.

Вся запорно-регулирующая арматура применена в исполнении не ниже Ру 4,0 МПа.

#### **2.1.4 Блок автоматики, (БА)**

Предназначен для размещения в нем: шкафа силового, шкафа КИП и А, вторичных приборов КИП и А, в том числе и вторичных приборов расходомеров, оборудования телемеханики, иного оборудования.

## **2.2 Устройство и работа основных частей установки**

### **2.2.1 Переключатель скважин многоходовой (ПСМ)**

Переключатель скважин многоходовой, предназначен для автоматического и ручного перевода потока добываемой из отдельной скважины жидкости в газосепаратор. Состоит из: корпуса с входными патрубками, расположенными ассиметрично в горизонтальной плоскости корпуса, переключающей каретки, расположенной в корпусе с возможностью вращения относительно оси корпуса и соединенной через вал и зубчатую гребенку с поршневым гидроприводом, углового выходного патрубка с системой уплотнений, установленного в каретке так, что при вращении каретки он последовательно сообщается со всеми входными патрубками и соответственно, последовательно направляет на отводящий трубопровод поток жидкости от каждой подключенной к ПСМ скважине.

### **2.2.2 Привод гидравлический ГП-1М**

Привод гидравлический ГП-1М предназначен для создания гидравлического давления в силовом гидравлическом цилиндре исполнительных механизмов переключателя скважин многоходового - узла, входящего в комплект установки «Спутник».

### **2.2.3 Емкость сепарационная**

Емкость сепарационная предназначена для отделения газа от жидкости, поступающей со скважины, и периодического пропускания жидкости через счетчик TOP 1-50 .

Конструктивно сепарационная емкость состоит из гидроциклонной головки, выполняющей основную функцию сепарации, верхней сепарационной емкости и нижней емкости накопителя. Внутри емкостей имеются перегородки, направляющие полки и сетка для улавливания инородных предметов.

Для периодического удаления накопившейся грязи в нижней части имеются два патрубка. Пропарка и продувка грязи производится через отвод в общий трубопровод.

#### **2.2.4 Регулятор расхода**

Регулятор расхода предназначен для обеспечения расхода жидкости через счетчик жидкости.

#### **2.2.5 Счетчик турбинный TOP1-50**

Счетчик турбинный TOP1-50 предназначен для измерения объема жидкости выходящей из газосепаратора. Состоит из: углового подводящего патрубка и из цилиндрической проточной части с размещенной в ней крыльчаткой (турбиной), вал которой связан с понижающим шестеренчатым редуктором, вращающим магнитную муфту, которая в свою очередь за счет магнитных сил передает крутящий момент на внешний механический счетчик с указательной стрелкой и диском с двумя постоянными магнитами, которые при вращении диска замыкают контакты расположенного рядом с механическим счетчиком электромагнитного датчика и сигналы электромагнитного датчика регистрируются на блоке местной автоматики, а замеряемая жидкость, проходящая по проточной части через отверстие, выполненное ниже турбинки поступает в отводящий патрубок расположенный соосно с входной частью подводящего патрубка. TOP-1 устанавливается вертикально и работает следующим образом: жидкость через подводящий патрубок поступает в проточную часть и вращает находящуюся там турбинку, а затем через имеющиеся в проточной части окна поступает в отводящий патрубок. Замеренная на ТОРе жидкость проходит через регулятор расхода и далее соединяясь с газом в основной коллектор.

#### **2.2.6 Заслонка**

Заслонка предназначена для создания заданного перепада давления между сепарационной емкостью и общим трубопроводом.

### **2.2.7 Задвижки и краны**

Задвижки предназначены для использования в качестве запорной арматуры.

### **2.2.8 Обогреватель электрический взрывозащищенный ОВЭ-4**

Обогреватель электрический взрывозащищенный ОВЭ-4 предназначен для отопления технологического блока и взрывоопасных помещений.

### **2.2.9 Регулятор температуры взрывозащищенный ТУДЭ -8М1**

Предназначены для регулирования температуры жидких и газообразных сред в системах автоматического контроля и регулирования при статическом давлении до 6,4 МПа. Применяются во всех отраслях промышленности.

## **3. Разработка аппаратной части системы**

### **3.1 Выбор архитектуры АС**

При разработке архитектуры пользовательского интерфейса проекта АС следует описать ее ИТ - профиль. Профиль это набор стандартов, ориентированных на выполнение конкретной задачи (АС). Основными целями применения профилей являются: снижение трудоемкости проектов АС; повышение качества оборудования АС; обеспечение расширяемости АС по набору прикладных функций и масштабируемости; обеспечение возможности функциональной интеграции задач информационных систем, которые раньше решались отдельно; обеспечение переносимости прикладного программного обеспечения.

На стадиях жизненного цикла АС выбираются и затем применяются следующие основные функциональные профили:

- 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 Master-Scada. Профиль среды АС будет базироваться на операционной системе WindowsXP.

Концептуальная модель архитектуры OSE/RM ГЗУ представлена на рисунке 2.

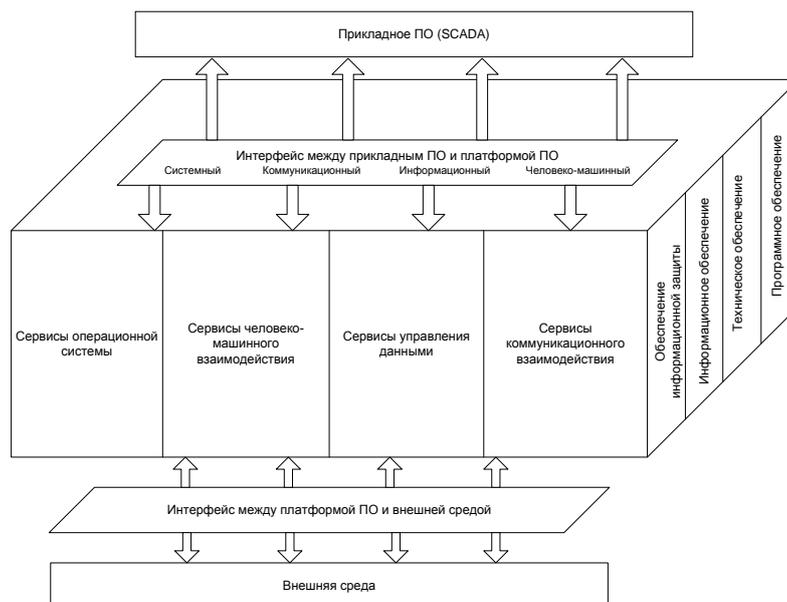


Рисунок 2 – Концептуальная модель архитектуры OSE/RM ГЗУ

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 3 приведена структура OPC-взаимодействий SCADA ГЗУ.

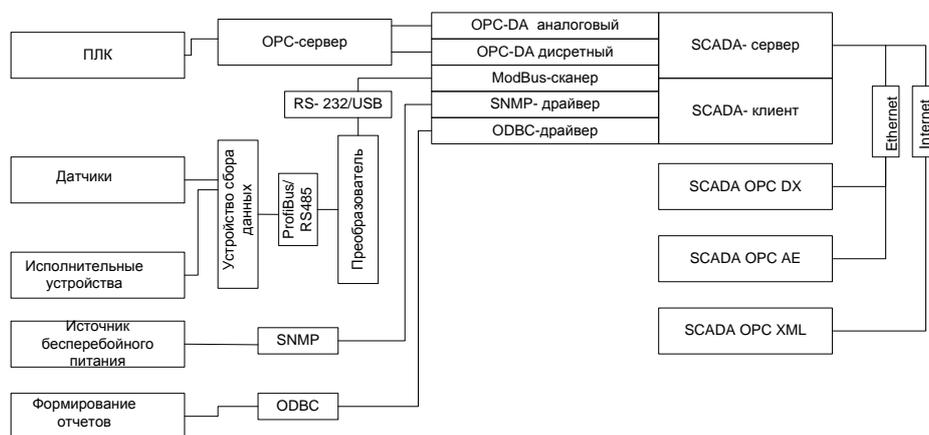


Рисунок 3 – Структура OPC-взаимодействий SCADA ГЗУ

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 [1]:

- 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 [1]:

- 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 [1]:

- 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.

### 3.2 Разработка структурной схемы АС

Объектом управления является ГЗУ. В групповой замерной установке осуществляются замер давления и уровня ГЖС в сепараторе, расход нефти и газа на выходе из сепаратора, давление в общем коллекторе. Исполнительными устройствами являются клапаны с электроприводом.

Специфика каждой конкретной системы управления определяется используемой на каждом уровне программно-аппаратной платформой. Трехуровневая структура АС приведена в приложении Б.

Нижний (полевой) уровень состоит из первичных датчиков: два датчика температуры, два датчика давления с индикацией и регистрацией, датчика уровня, два счетчика нефти и газа турбинных, модульного газоанализатора ГСМ-5 и исполнительных устройств (клапанов с электроприводом).

Средний (контроллерный) уровень состоит из локального контроллера.

Верхний (информационно-вычислительный) уровень состоит из радиомодема, который играет роль концентратора и передатчика, а также компьютеров и сервера базы данных, объединенных в локальную сеть Ethernet. На компьютерах диспетчера и операторов установлена операционная система Windows XP и программное обеспечение MasterSCADA.

Обобщенная структура управления АС приведена в приложении В.

Информация с датчиков полевого уровня поступает на средний уровень управления локальному контроллеру (ПЛК). Он выполняет функции сбора, первичной обработки и хранения информации о текущем состоянии оборудования и параметрах технологического процесса, автоматического логического управления и регулирования, исполнения команд с пункта управления, а также функции обмена 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. Связь между локальным контроллером и контроллером верхнего уровня осуществляется на базе интерфейса Ethernet.

### **3.3 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 разработана функциональная схема автоматизации:

- по ГОСТ 21.208-13 «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»;

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям ГОСТ 21.408–13 и приведена в приложении Г.

### **3.4 Информационные потоки ГЗУ**

Схема информационных потоков, включает в себя три уровня сбора и хранения информации: 1) нижний уровень (уровень сбора и обработки), 2) средний уровень (уровень текущего хранения), 3) 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 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: уровень нефти в сепараторе, (мм); давление в сепараторе, (Мпа); температура газа на выходе из сепаратора, ( $^{\circ}$  С); давление в общем коллекторе, (Мпа); загазованность в технологическом блоке, (%); температура в технологическом блоке, ( $^{\circ}$  С); Расход нефти, ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ); Расход газа, ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ); Управление задвижкой на выходе с сепаратора, (%); Управление задвижкой на выходном газовом трубопроводе, (%).

Перечень вход/выходных сигналов представлен в приложении Ж.

Каждый элемент контроля и управления имеет свой идентификатор (ТЕГ), состоящий из символьной строки.

Кодировка всех сигналов в SCADA-системе представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Кодировка сигналов в SCADA

<b>Кодировка</b>	<b>Расшифровка кодировки</b>
UPR_BLO_PSM	Ручное управление ПСМ
DAV_SEP_NEFT	Давление в сепарационной емкости
RAS_TRB_GAS	Расход газа в выходном трубопроводе
TEM_SEP_GAS_VIHOD	Температура газа на выходе
URV_SEP_NEFT	Уровень нефти в сепараторе замерном
UPR_ZAD_SEP_VIHOD	Управление задвижкой на выходе с сепаратора
RAS_TRB_NEFT	Расход нефти в выходном трубопроводе
UPR_ZAD_GAS_VIHOD	Управление задвижкой на вых.газ. трубопроводе
DAV_KOL_NEFT	Давление в общем коллекторе
ZAG_BLO_VOZD	Загазованность в технологическом блоке
UPR_VIT_VOZD	Управление вытяжкой
SIG_BLO_DOST	Несанкционированный доступ в ТБ
UPR_BLO_PSM	Электронное управление ПСМ

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. Сохранение данных в базе данных происходит при помощи модуля истории MasterSCADA.

### **3.5 Выбор средств реализации ГЗУ**

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

Программно-технические средства АС ГЗУ 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.

#### **3.5.1 Выбор контроллерного оборудования ГЗУ**

Основой системы автоматизированного управления ГЗУ, будет ПЛК Siemens SIMATIC S7-300. (первый контроллер – локальный, а второй – коммуникационный). Связь между локальным и контроллером верхнего уровня (коммуникационным) осуществим на базе интерфейса Ethernet.

SIEMENS SIMATIC S7-300 – это модульный программируемый контроллер, предназначенный для построения систем автоматизации низкой

и средней степени сложности. Модульная конструкция SIMATIC S7-300, работа с естественным охлаждением, возможность применения структур локального и распределенного ввода-вывода, широкие коммуникационные возможности, множество функций, поддерживаемых на уровне операционной системы, удобство эксплуатации и обслуживания обеспечивают возможность получения рентабельных решений для построения систем автоматического управления в различных областях промышленного производства. Эффективному применению контроллеров Siemens SIMATIC S7-300 способствует: возможность использования нескольких типов центральных процессоров различной производительности, наличие широкой гаммы модулей ввода-вывода дискретных и аналоговых сигналов, функциональных модулей, и коммуникационных процессоров.

Контроллеры Siemens SIMATIC S7-300 имеют модульную конструкцию и могут включать в свой состав:

- Модуль центрального процессора (CPU);
- Модули блоков питания (PS);
- Сигнальные модули (SM);
- Коммуникационные процессоры (CP);
- Функциональные модули (FM);
- Интерфейсные модули (IM).

Все модули работают с естественным охлаждением.

Выбранный ПЛК (Siemens SIMATIC S7-300 с процессорным модулем CPU315-2 PN/DP) удовлетворяет следующим параметрам:

1. УСО ввода/вывода: 8 каналов ввода аналоговых сигналов и 1 канал вывода аналоговых сигналов (модуль ввода/вывода SM 334), 4 канала ввода дискретных сигналов (модуль ввода/вывода SM 323) (все унифицированные токовые сигналы).
2. Алгоритмы управления включают в себя числовые и битовые операции.
3. Общий объем манипуляций для одного ПЛК: не менее 100 команд.

4. Управление ПЛК: по прерываниям, по готовности или по командам человека. Необходимо управлять как минимум одним устройством.
5. Контроль и управление следующих типов I/O-устройств: сенсоры (температура, давление, уровень, вибрация).
6. Питания контроллера: напряжение 230В от сети переменного тока.
7. Возможность ПЛК работы при напряжении сети питания технологической площадки: есть.
8. Рабочий ток: 140 мА.
9. Возможность работы контроллера от сети/батареи: есть.
10. Время работы батареи без перезарядки: не менее 24 часов в рабочем режиме и не менее 12 месяцев при работе в режиме ожидания.
11. Требования к условиям окружающей среды:
  - температура: -40 °С до +70 °С; атмосферное давление: от 1080 гПа до 660 гПа (соответствует высоте от -1000 м до 3500 м); относительная влажность: от 10% до 95%, без конденсации.
12. Пользовательское программное обеспечение базируется на: флеш-памяти (FlashEPROM). АС работает в режиме реального времени и для этого необходимо приобрести ядро программ реального времени.
13. Степень защиты –IP-65 по ГОСТ 14254-96 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)».

### **3.6 Выбор датчиков**

#### **Выбор датчика давления**

В процессе работы ГЗУ основным контролируемым параметром является давление в сепарационной емкости. В качестве измерителя давления будем использовать датчик избыточного давления Метран-150 TG. Датчик обладает поворотным электронным блоком и ЖКИ.

Датчики давления серии Метран-150 предназначены для непрерывного преобразования в унифицированный токовый выходной сигнал и/или цифровой сигнал в стандарте протокола HART входных

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

Управление параметрами датчика: с помощью HART-коммуникатора; удаленно с помощью программы HART-Master, HART- модема и компьютера или программных средств АСУТП; – Локального интерфейса оператора – удаленно с помощью AMS. Датчик Метран-150 состоит из преобразователя давления и электронного преобразователя. Конструкция датчика представлена на рисунке 4.

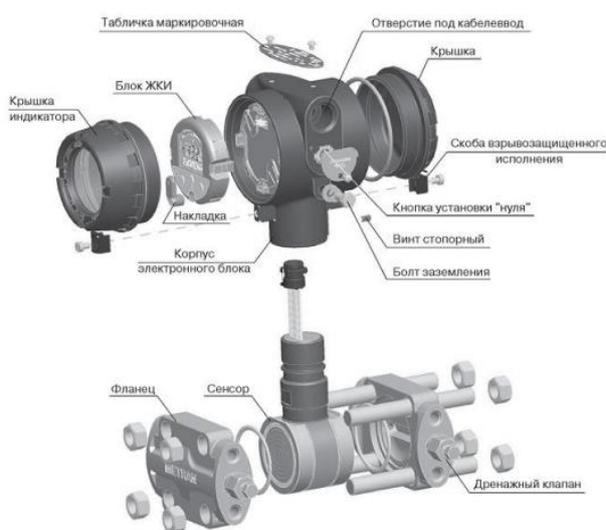


Рисунок 4 – Конструкция датчика Метран-150

В датчике Метран-150 штуцерного исполнения используется тензорезистивный тензомодуль на кремниевой подложке представленный на рисункеб. Чувствительным элементом тензомодуля является пластина 1 из кремния с пленочными тензорезисторами (структура КНК - кремний на кремнии). Давление через разделительную мембрану 3 и разделительную жидкость 2 передается на чувствительный элемент тензомодуля. Воздействие давления вызывает изменение положения чувствительного элемента, при этом изменяется электрическое сопротивление его тензорезисторов, что приводит к разбалансу мостовой схемы. Электрический сигнал, образующийся при разбалансе мостовой схемы, измеряется АЦП и подается

в электронный преобразователь, который преобразует это изменение в выходной сигнал.

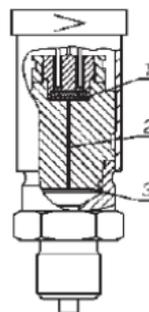


Рисунок 5 – Штуцерное исполнение Метран-150

Основные характеристики датчика приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные характеристики датчика Метран-150

Измеряемые среды	Жидкости, нефтепродукты; газ, пар
Диапазоны измеряемых давлений	– Минимальный 0-0,025кПа – Максимальный 0-68Мпа
Выходные сигналы:	– 4-20 мА с HART-протоколом
Диапазон темп. окружающей среды	От -40 до 85 °С

### Выбор газосигнализатора

Газосигнализатор ГСМ-05 представленный на рисунке 6 предназначен для непрерывного контроля до взрывоопасных концентраций горючих газов, паров легко воспламеняющихся жидкостей и их смесей категории ПА, ПВ, ПС групп Т1, Т2, Т3, Т4 во взрывоопасных зонах помещений всех классов и наружных установках и открытых пространствах термохимическим и полупроводниковым способом в диапазоне температур контролируемой среды от -60 °С до +50 °С.



Рисунок 6 – Газосигнализатор ГСМ-05

Газосигнализатор ГСМ-05 является автоматическим прибором, состоящим из блока сигнализатора и блока детекторного.

Газосигнализатор обеспечивает формирование аналогового сигнала (4 - 20) мА, пропорционально значению газовой концентрации в (%).

Управляющие цепи обеспечивают блокировку питания оборудования при отключенном сигнализаторе или функцию выдачи сигнала во внешнюю цепь о состоянии сигнализатора, а также включение аварийной вентиляции при достижении сигнальных концентраций ("Порог 1", "Порог 2").

Газосигнализатор ГСМ обеспечивает выход на локальную вычислительную сеть (ЛВС) АСУ ТП или систему телемеханики посредством интерфейса RS-485 с гальванической развязкой и RS232 (переключается программно) и поддерживает протокол Modbus RTU (SLAVE) для передачи информации о газовой концентрации, состояний сигнализации "Порог 1", "Порог 2", диагностической информации. Газосигнализатор обеспечивает световую сигнализацию о достижении предельных концентраций и цифровую индикацию значения концентрации и порогов 1, 2. Газосигнализатор обеспечивает самодиагностику измерительных каналов, сохранность калибровочных данных.

Питание газосигнализатора осуществляется от сети общего назначения напряжением от 110 до 240 В. в частности от 49 до 51 Гц согласно ГОСТ 13109-97, Потребляемая мощность, не более 10 Вт.

Блок детекторный (БД) предназначен для измерения теплового эффекта от окисления горючих газов на каталитически активном элементе и передачи информации на блок сигнализатора для дальнейшего ее преобразования.

Блок сигнализатора (БС) осуществляет питание БД постоянным током, преобразование сигналов с БД в цифровые коды, его логическую обработку в соответствии с заложенными алгоритмами и обеспечивает формирование:

- аналогового сигнала (4 - 20) мА, пропорционального %;

- сигналов, о достижении сигнальных концентраций "Порог 1", "Порог 2";
- сигнала "Отказ", в случае обрыва или выхода из строя БД, или наличия внутренней неисправности;
- данных, о текущем уровне содержания горючих газов в воздухе %, диагностики состояния основных узлов БС и передаче их по последовательному каналу в локальную вычислительную сеть.

### Выбор расходомера

В процессе работы ГЗУ необходимо отслеживать дебит скважин. Кориолисовые расходомеры Micro Motion серии F050, представленный на рисунке 8, предназначены для высокоточных измерений массового расхода, объемного расхода, а также для измерения плотности.



Рисунок 7 – Кориолисовые расходомеры MicroMotion F050

Кориолисовые расходомеры обладают значительными преимуществами по сравнению с традиционными объемными расходомерами.

Кориолисовые расходомеры:

- Обеспечивают точные и воспроизводимые измерения в широком диапазоне расходов и условий технологического процесса.
- Осуществляют прямое измерение массового расхода и плотности, а также измерение объемного расхода и температуры; все измерения выполняются одним прибором.
- Не имеют движущихся частей, что приводит к минимизации эксплуатационных расходов.

- Не требуют прямолинейных участков трубопровода или установки устройств для выпрямления потока, что приводит к упрощению и удешевлению монтажа.
- Предоставляют возможность расширенной диагностики как самого расходомера, так и технологического процесса\

Рабочие характеристики при изменении расхода жидкостей приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Рабочие характеристики «Micro Motion F050»

	Массовый расход	Объемный расход
Максимальный расход	32650 кг/ч	8650 л/ч
Точность измерения	±0,10% от значения расхода	±0,15% от значения расхода
Температура, °С	От -100 До 204	
Размер трубопровода	6-100 мм	

### Выбор счетчика газа турбинного

Турбинные счетчики газа «АГАТ 1М» представленный на рисунке 8, предназначены для измерения объема природного и попутного газа в составе групповых измерительных установок типа «СПУТНИК» для осуществления оперативного мониторинга режимов эксплуатации нефтяных скважин.

Функциональное назначение АГАТ-1М: замер объемов попутного нефтяного газа после сепарации на комплексах типа «СПУТНИК» и превращение их в пропорциональный объему газа выходной сигнал.



Рисунок 8 – Счетчики газа турбинные АГАТ-1М

Счетчик АГАТ-1М состоит из:

- ТПР - турбинный преобразователь расхода ;
- Магнитоиндукционный датчик НОРД-И2У-04
- блок электронный НОРД-ЭЗМ или блок обработки данных «VEGA»

Технические характеристики АГАТ-1М указаны в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики АГАТ-1М

Характеристики	Значения
Параметры измеряемой среды (Газ)	-температура, °с +5 ... +80 -раб. давление, Мпа 2..6,3
Условия эксплуатации, температура окружающей среды, °С	от - 50 до +50
Пердел относительной погрешности счётчика в диапазоне (20-100)% от макс.	Не более ±4%
Потребляемая мощность счетчика, ВА	Не более 30
Средний срок службы счетчика, лет	Не менее 8

### Датчики температуры

Термопреобразователи «Метран-274-Ех»изображенный на рисунке 9, могут применяться во взрывоопасных зонах, в которых возможно образование взрывоопасных смесей газов, паров, горючих жидкостей с воздухом категорий ПА, ПВ и ПС, групп Т1-Т6 по ГОСТ Р 51330.11-99.

Термопреобразователи предназначены для измерения температуры нейтральных и агрессивных сред, по отношению к которым материал защитной арматуры является коррозионностойким.



Рисунок 9 – Датчик температуры «Метран»

Чувствительный элемент первичного преобразователя и встроенный в головку датчика измерительный преобразователь преобразуют измеряемую температуру в унифицированный выходной сигнал постоянного тока, что даёт возможность построения АСУТП без применения дополнительных нормирующих преобразователей.

Технические характеристики:

- 1) Выходной сигнал: 4-20 мА.
- 2) Предел допускаемой основной погрешности: 0.25, 0.5%.
- 3) Линейная зависимость выходного сигнала от температуры.
- 4) Напряжение питания: 18–42 В.
- 5) Диапазон измерения: -50–180.°С
- 6) Вероятность безотказной работы ТП за 2000ч: не менее 0,8.
- 7) Средний срок службы: не менее 2 лет.

Для более наглядного выбора датчиков приведем расчет погрешности канала измерения для разных типов датчиков.

### **Выбор датчика уровня**

Для измерения уровня ГЖС в сепараторе необходим уровнемер. Уровнемеры серии «Rosemount 3300» изображенный на рисунке10, представляют собой подключаемый по двухпроводной схеме датчик уровня типа “wave radar”, используемый для измерения уровня жидкости в резервуарах различных конструкций со средней точностью. Крепление расходомера осуществляется путем фланцевого соединения с сепарационной емкостью.



Рисунок 10 – «Rosemount 3300» -волноводный радарный уровнемер

#### Достоинства:

- точность измерений не зависит от диэлектрической проницаемости, плотности, температуры, давления и pH;
- различные типы зондов позволяют применять уровнемер серии 3300 в резервуарах разной геометрии и с внутренними конструкциями;
- двухпроводная схема подключения;
- возможность одновременного измерения уровня и уровня границы раздела двух жидкостей;
- возможность измерений в высокотемпературных процессах, процессах с высоким давлением и высокоагрессивных средах;
- Измеряемые среды: жидкие (нефть, темные и светлые нефтепродукты, вода, водные растворы, сжиженный газ, кислоты и др.)
- Диапазон измерений уровня: от 0,1 до 23,5 м
- Выходной сигнал: 4-20 мА с цифровым сигналом на базе HART-протокола, RS485 Modbus
- Наличие взрывозащищенного исполнения
- Межповерочный интервал - 2 года

#### Выбор Радиомодема

Радиомодем Невод, представленный на рисунке 11, предназначен для передачи и приема цифровой информации при работе в составе распределенных сетей телеметрии, управления и автоматизации технологических процессов.



Рисунок 11 – Радиомодем Невод

Радиомодем представляет собой программно-управляемое приемно-передающее устройство, преобразующее сигналы стандартных последовательных интерфейсов RS-232 или RS-485 в радиочастотные посылки и обратно. Конфигурация радиомодема осуществляется через последовательный интерфейс набором команд.

Прибор выполнен в пластмассовом корпусе, в котором установлена печатная плата. Возможно "уличное" (влагозащищенное) исполнение, степень защиты IP65. Технические характеристики радиомодема приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Технические характеристики радиомодема.

Напряжение питания	9...30 В
Потребляемый ток в режиме приема (от 12В)	80 мА
Потребляемый ток в режиме передачи (от 12В)	150 мА
Выходная мощность передатчика	10 мВт
Внешние интерфейсы	RS 232, RS 485
Максимальная скорость передачи данных	19200 бит/с

### 3.6.1 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».

Для качественного сравнения датчиков температуры по погрешности измерения проведем расчет для датчиков, которые стояли до модернизации с датчиками, которые установили после.

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

Расчет допустимой погрешности измерения датчика температуры 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 двенадцатиразрядным АЦП, рассчитывается следующим образом:

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

Погрешность передачи по каналу измерений устанавливается рекомендациями [4]:

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

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 [4]:

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

Дополнительная погрешность, вызванная температурой измеряемой среды, устанавливается согласно рекомендации [4]:

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

Дополнительная погрешность, вызванная электропроводностью

измеряемой среды, устанавливается согласно рекомендации [4]:

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

Следовательно, допускаемая основная погрешность датчика температуры 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 датчика температуры не превышает допустимой расчетной погрешности. Следовательно, прибор пригоден для использования.

### 3.7 Выбор исполнительных механизмов

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 измерения дебита нефти необходимо поддерживать уровень жидкости в сепараторе на заданном уровне. В качестве исполнительного механизма для регулирования давления нефти будем использовать клапан с электроприводом изображенный на рисунке 12.



Рисунок 12 – Клапан с электроприводом

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.

В качестве способа регулирования давления будем использовать метод дросселирования. Принципиальная схема метода показана на рисунке 13.

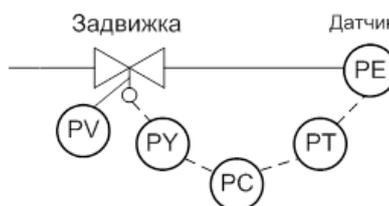


Рисунок 13 – Управление давлением посредством дросселирования.

Регулирование подачи задвижкой удобно тем, что с ее помощью можно быстро привести количество проходящей ГЖС по трубопроводу к нужной величине и тем самым поддерживать необходимый уровень ГЖС в сепараторе.

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

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

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

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 ( $\text{кг}/\text{м}^3$ );

$\rho_0 = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3$  – 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 кгс/см<sup>2</sup>;

$\Delta p$  – изменение давления в трубопроводе 0,5 кгс/см<sup>2</sup>;

$\rho$  – плотность нефти 838 кг/м<sup>3</sup>;

$Q_{\max}$  – максимальное значение расхода 100 м<sup>3</sup>/ч.

Расчетная пропускная способность клапана должна быть не менее 183 м<sup>3</sup>/ч.

В соответствии с таблицей зависимости диаметра трубопровода от расхода жидкости получен присоединительный размер клапана к трубопроводу –  $D_y = 100$  мм.

Выбран стандарт присоединения клапана к процессу – европейский стандарт DIN.

В соответствии с таблицей, приведенной на [8], подтверждено, что расчетная пропускная способность клапана соответствует условной пропускной способности клапана КМР.

Для регулировочной характеристики выбрана равно процентная пропускная характеристика клапана.

Регулирующий клеточно-плунжерный клапан типа КМР показан на рисунке 14 [8]. Технические характеристики клапана приведены в таблице 6 [13].



Рисунок 14 – Регулирующий клеточно-плунжерный клапан типа КМР

Таблица 6 – Технические характеристики клапана

Техническая характеристика	Значение
Условное давление $P_u$ , МПа	1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 10,0; 16,0
Условный проход, мм	10; 15; 20; 25; 32; 40; 50; 65; 80; 100; 125; 150; 200
Пропускная характеристика	равнопроцентная, линейная; расширенный диапазон регулирования
Диапазон температур регулируемой среды	-60...+225°C, -60...+450°C,
Диапазон температур окружающей среды	-40/-50/-60... + 70°C,
Исходные положения плунжера клапана	НО – нормально открытое; НЗ – нормально закрытое
Присоединительные размеры	фланцев по ГОСТ 12815-80 (ответные фланцы с шипом исполнение №4 или другое по заказу) или по ANSI , под приварку
Материал корпуса	сталь 20, углеродистые низкотемпературные стали, 12X18H10T, 10X17H13M2T, специальные сплавы;

Для управления клапана выберем прямоходный привод SIPOS 5 Flash 2SB5. Электрические исполнительные приводы SIPOS 5 Flash преимущественно используются на технологических установках для надежного и точного управления и регулирования арматуры (вентили, заслонки, клапана и краны). Допустимая погрешность регулирования – 5%. Расстояние до контроллера – 100 м. Тип сигнала управления – унифицированный токовый, 4-20 мА. IP-защищенность электропривода – IP-

67. Выбранный исполнительный привод SIPOS 5 Flash в настоящее время в основном эксплуатируется на электростанциях, в химической и нефтехимической индустрии, а также в водном хозяйстве [7].

### **3.8 Разработка схемы внешних проводок**

Схема внешней проводки приведена в приложении Д.

Первичные и вне щитовые приборы включают в себя уровнемер «Rosemount 3300», расположенный на сепарационной емкости, турбинный расходомер газа «АГАТ-1М», расположенные на выходном газовом трубопроводе, кориолисов расходомер нефти «Micro Motion F050», расположенный на выходном нефтепроводе.. Уровнемер имеет встроенный преобразователь излученного и принятого сигнала. Таким образом, на выходе уровнемера имеется унифицированный токовый сигнал 4...20 мА. В расходомерах сигнал магнитных датчиков преобразуется в унифицированный токовый сигнал 4...20 мА.

Для передачи сигналов от уровнемера 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 одно проволочными. Изолированные жилы скручены. Кабель прокладывается в трубе диаметром 20 мм.

### **3.9 Алгоритм сбора данных измерений**

В АС 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 расхода, уровня 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 качестве каналов измерения выберем каналы измерения давления, маски кода РСМ, уровня и расхода жидкости. Алгоритм сбора данных с аналоговых и цифровых датчиков представлен в альбоме схем в приложении Е.

## **4. Информационная часть**

### **4.1 Расчет надежности**

Расчет надежности – это процедура определения значений показателей надежности объекта с использованием методов, основанных на их вычислении по справочным данным о надежности элементов объекта, данным о надежности объектов аналогов, данным о свойствах материалов и другой информации, имеющейся к моменту расчета.

### **Общие сведения о системе**

Согласно функциональной схеме (см. приложение А) составим структурную схему надежности (см. рис. 15).

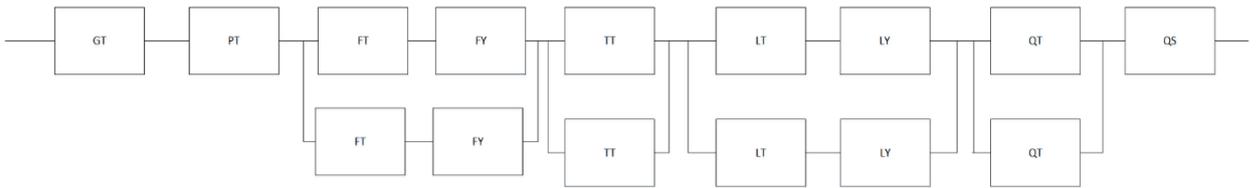


Рисунок 15 – Структурная схема надежности

Интенсивность отказа каждого устройства составит:

$$\lambda = 1/T,$$

где  $T$  – среднее время наработки на отказ, ч.

$$\lambda = 1/1\,000 = 1 \cdot 10^{-3} \text{ (ч}^{-1}\text{)},$$

ПСМ характеризуется средней наработкой на отказ 16 000 часов:

Тогда интенсивность отказов составит:

$$\lambda = 1/16\,000 = 6,25 \cdot 10^{-5} \text{ (ч}^{-1}\text{)},$$

Датчик давления Метран-150 имеет среднюю наработку на отказ 263 000 часов.

Тогда интенсивность отказов составит:

$$\lambda = 1/263\,000 = 3,80 \cdot 10^{-6} \text{ (ч}^{-1}\text{)},$$

Расходомер Micromotion F050 характеризуется средней наработкой на отказ 50 000 часов. Следовательно, интенсивность отказа:

$$\lambda = 1/50\,000 = 2 \cdot 10^{-5} \text{ (ч}^{-1}\text{)},$$

Датчики температуры ТСМУ Метран-274 МП-Ех с наработкой на отказ 50 000 часов имеют интенсивность отказов:

$$\lambda = 1/50\,000 = 2 \cdot 10^{-5} \text{ (ч}^{-1}\text{)},$$

Уровнемер Rosemount 3301 со временем наработки на отказ 170 лет

$$\lambda = \frac{1}{1\,489\,200} = 6,715 \cdot 10^{-7} \text{ (ч}^{-1}\text{)},$$

Газосигнализатор со временем наработки на отказ  $T=30\,000$  ч

$$\lambda = \frac{1}{30\,000} = 3,33 \cdot 10^{-5} \text{ (ч}^{-1}\text{)},$$

Для клапанов КМР средняя наработка на отказ не менее  $T=130\,000$  ч

$$\lambda = \frac{1}{130\,000} = 7,692 \cdot 10^{-6} \text{ (ч}^{-1}\text{)},$$

Вентиляторы имеют среднюю наработку на отказ не менее  $T=100\,000$  ч

$$\lambda = \frac{1}{100\,000} = 1 \cdot 10^{-5} \text{ (ч}^{-1}\text{)},$$

### **Расчет вероятности безотказной работы системы**

Вероятность безотказной работы – это вероятность того, что в пределах заданной наработки или заданном интервале времени отказ объекта не возникнет.

Расчет вероятности безотказной работы системы проводится для интервала времени, равного одному году ( $t = 8760$  ч).

Вероятность безотказной работы в течение времени  $t$  каждого устройства рассчитывается по формуле (9.2):

$$R(t) = e^{-\lambda \cdot T},$$

где  $\lambda$  – интенсивность отказов устройства,  $\text{ч}^{-1}$ ;

$T$  – среднее время наработки на отказ, ч.

Таким образом, вероятность безотказной работы ПСМ в течение указанного интервала времени составляет:

$$R(t) = e^{-6,25 \cdot 10^{-5} \cdot 8760} = 0,578,$$

где  $R(t)$  – вероятность безотказной работы ПСМ

Вероятность безотказной работы Метран-150 в течение указанного интервала времени составляет:

$$R(t) = e^{-3,802 \cdot 10^{-6} \cdot 8760} = 0,967,$$

где  $R(t)$  – вероятность безотказной работы Метран-150

Вероятность безотказной работы расходомера Micro Motion F50 в течение указанного интервала времени составляет:

$$R(t) = e^{-2 \cdot 10^{-5} \cdot 8760} = 0,839,$$

где  $R(t)$  – вероятность безотказной работы Micro Motion F50

Вероятность безотказной работы Метран-274 в течение указанного интервала времени составляет:

$$R(t) = e^{-2 \cdot 10^{-5} \cdot 8760} = 0,839,$$

где  $R(t)$  – вероятность безотказной работы Метран-274

Вероятность безотказной работы уровнемера Rosemount 3301 в течение указанного интервала времени составляет:

$$R(t) = e^{-6,715 \cdot 10^{-7} \cdot 8760} = 0,994,$$

где  $R(t)$  – вероятность безотказной работы уровнемера Rosemount 3301

Вероятность безотказной работы газосигнализатора ГСМ05 в течение указанного интервала времени составляет:

$$R(t) = e^{-3,33 \cdot 10^{-5} \cdot 8760} = 0,747,$$

где  $R(t)$  – вероятность безотказной работы газосигнализатора ГСМ05

Вероятность безотказной работы клапана КМР в течение указанного интервала времени составляет:

$$R(t) = e^{-7,692 \cdot 10^{-6} \cdot 8760} = 0,935,$$

где  $R(t)$  – вероятность безотказной работы клапанов КМР

Вероятность безотказной работы вентиляторов в течение указанного интервала времени согласно формуле, составляет:

$$R(t) = e^{-1 \cdot 10^{-5} \cdot 8760} = 0,916,$$

где  $R(t)$  – вероятность безотказной работы вентиляторов

Вероятности безотказной работы последовательно и параллельно соединенных элементов рассчитываются по формулам и соответственно:

$$R(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t),$$
$$R(t) = 1 - \prod_{i=1}^n [1 - R_i(t)],$$

где  $R_i(t)$  – вероятность безотказной работы  $i$ -го элемента в системе;

$n$  – количество элементов в системе.

Тогда, согласно структурной схеме надежности (см. рис. 10) и формуле вероятность безотказной работы весов вагонных электронных составит:

$$R_1 R_2 (1 - (1 - R_3 \cdot R_4)^2) (1 - (1 - R_5)^2) (1 - (1 - R_6 \cdot R_7)^2) (1 - (1 - R_8)^2) R_8$$

Вероятность безотказной работы проектируемой системы:  $R(t) = 0,443$

Как видно система обладает достаточной надежностью, при этом, важно отметить, что самым слабым участком является ПСМ, т.к. его невозможно зарезервировать, при этом он характеризуется малой вероятностью безотказной работы.

## 4.2 Экранные формы АС ГЗУ

Управление в АС ГЗУ реализовано с использованием SCADA-системы Master SCADA. 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 MasterSCADA 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.

## 4.3 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.).

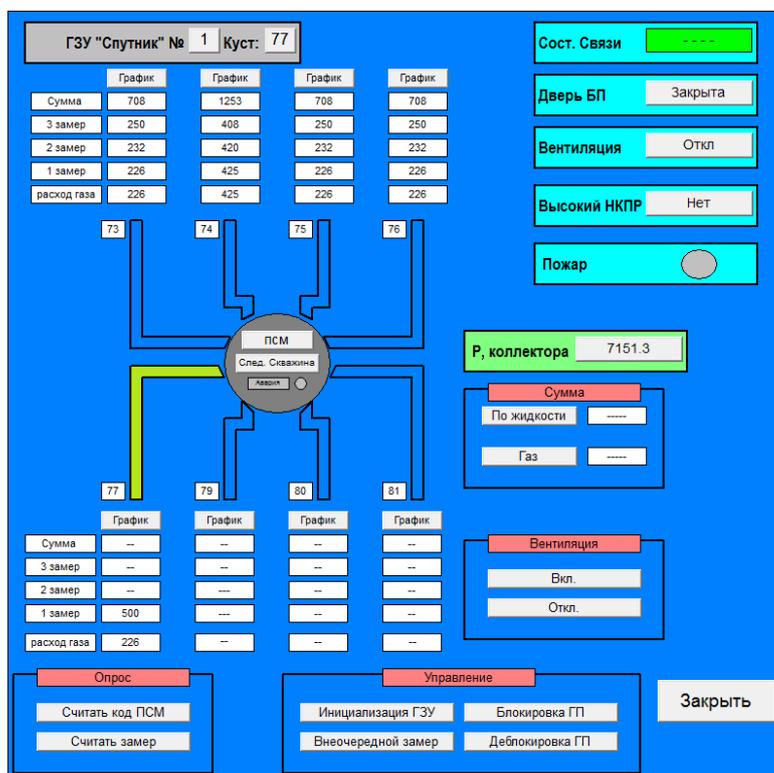


Рисунок 16 – Область видеокadra

В области видеокadra АРМ оператора доступны следующие мнемосхемы:

- ПСКМ
- Отводы скважин;
- Индикация вентиляции;

На мнемосхеме «ГЗУ» отображается работа следующих объектов и параметров:

- дебит скважин подключенных на замер;
- Давление в общем коллекторе;
- Пожарная сигнализация;

- Вентиляция технологического блока;
- несанкционированный доступ в технологический блок;

Область видеокadra оператора, приведена в приложении Ж.

## Заключение

В результате выполненной работы была разработана система автоматизированного управления групповой замерной установкой. В ходе выпускной квалификационной работы был изучен технологический процесс замера дебита скважин. Были разработаны структурная и функциональная схемы автоматизации ГЗУ, позволяющие определить состав необходимого оборудования и количество каналов передачи данных и сигналов. Системы автоматизации ГЗУ, диспетчерского контроля и управления были спроектированы на базе полевых устройств фирмы Rosemount, промышленных контроллеров Siemens SIMATIC S7-300 и программного SCADA-пакета MasterSCADA. В данном дипломном 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 пуска/останова технологического оборудования и управления сбором данных. Для поддержания уровня нефти в емкости сепарационной был выбран способ регулирования уровня и разработан алгоритм автоматического регулирования уровня (разработан ПИД-регулятор). В заключительной основной части выпускной квалификационной работы были разработаны мнемосхемы ГЗУ и объектов ГЗУ.

В четвертой части выпускной квалификационной работы был рассмотрен финансовый менеджмент. Была произведена оценка конкурентоспособности проекта, составлен план график работ, а также был рассчитан бюджет на проект, профессиональная социальная безопасность оператора АСУ, безопасность в чрезвычайных ситуациях, особенности законодательного регулирования проектных решений.

Таким образом, спроектированная САУ ГЗУ 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 ГЗУ, 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. – 134 с.
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.: 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.

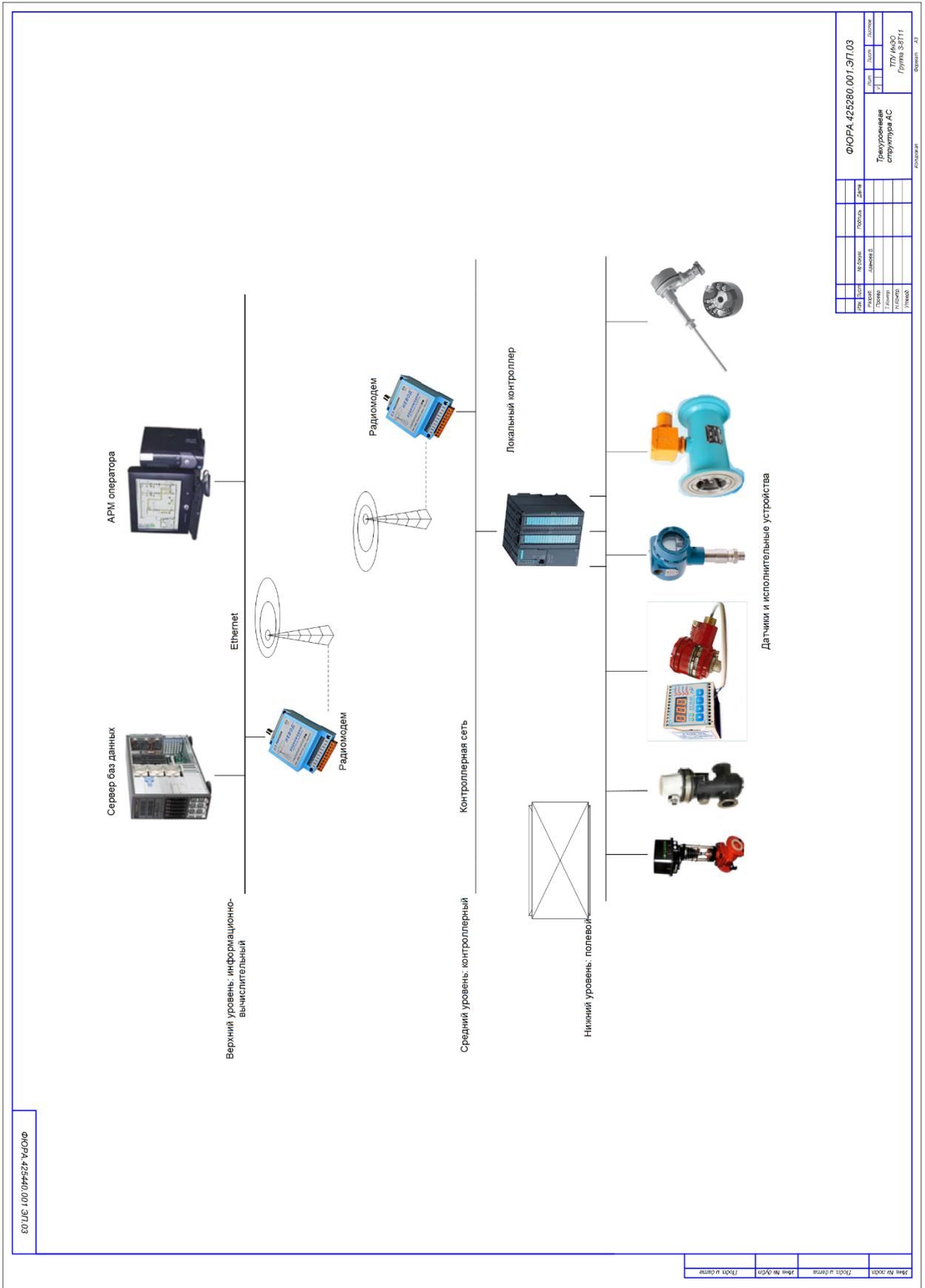


## Приложение Б Перечень вход/выходных сигналов

Наименование сигнала	Код	Тип сигнала	Диапазон	Единица измерения	Сигналы на входе	Сигналы на выходе	Итого
Ручное управление ПСМ, точка 1	UPR_BLO_PSM	1-8	-	-	-	-	-
Давление в сепарационной емкости, точка 2	DAV_SEP_NEFT	0-68	Мпа	4 - 20 mA	+	-	+
Расход газа, точка 3	RAS_TRB_GAS	0-1000	м3/ч	4 - 20 mA	-	-	-
Температура газа на выходе, точка 4	TEM_SEP_GAS_VIHOD	-50 - 180	°C	4 - 20 mA	-	-	-
Температура в технологическом блоке, точка 5	TEM_BLO_VOZD	-50 - 180	°C	4 - 20 mA	+	-	+
Уровень нефти в сепараторе замерном, точка 6	URV_SEP_NEFT	0.1-50	М	4 - 20 mA	-	+	+
Управление задвижкой на выходе с сепаратора, точка 7	UPR_ZAD_SEP_VIHOD	0-100	%	4 - 20 mA	-	-	-
Расход нефти, точка 8	RAS_TRB_NEFT	6-30	м3/ч	4 - 20 mA	-	-	-
Управление задвижкой на выходном газовом трубопроводе, точка 9	UPR_ZAD_GAS_VIHOD	0-100	%	4 - 20 mA	-	-	-
Давление в общем коллекторе, точка 10	DAV_KOL_NEFT	0-68	Мпа	4 - 20 mA	-	-	-
Загазованность в технологическом блоке, точка 11	ZAG_BLO_VOZD	0-100	НКПР, %	4 - 20 mA	-	-	+
Управление вытяжкой, точка 12	UPR_VIT_VOZD	-	-	DI	-	-	-
Несанкционированный доступ в технологический блок, точка 13	SIG_BLO_DOST	-	-	DI	-	-	+
Электронное управление ПСМ, точка 14	UPR_BLO_PSM	1-8	-	4 - 20 mA	-	-	-

ФИОРА 425280.001.ЭП.02	
Перечень вход/выходных сигналов	Лист 1 из 1
Дата: _____	Итого: _____
Подпись: _____	Подпись: _____
М.П.:	М.П.:

# Приложение В Трехуровневая структура АС



ФЮРА.425440.001.ЭП.03

Имя	Иванов	Молодой	Посылок	Дата
Линия	Линия А	Линия Б	Линия В	Линия Г
Группа	Группа 1	Группа 2	Группа 3	Группа 4
Уровень	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3	Уровень 4

ФЮРА.425440.001.ЭП.03

Трёхуровневая структура АС

ТМУ ИКО

Группа 38Т11

Формат А3

Имя	Иванов	Молодой	Посылок	Дата
Линия	Линия А	Линия Б	Линия В	Линия Г
Группа	Группа 1	Группа 2	Группа 3	Группа 4
Уровень	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3	Уровень 4

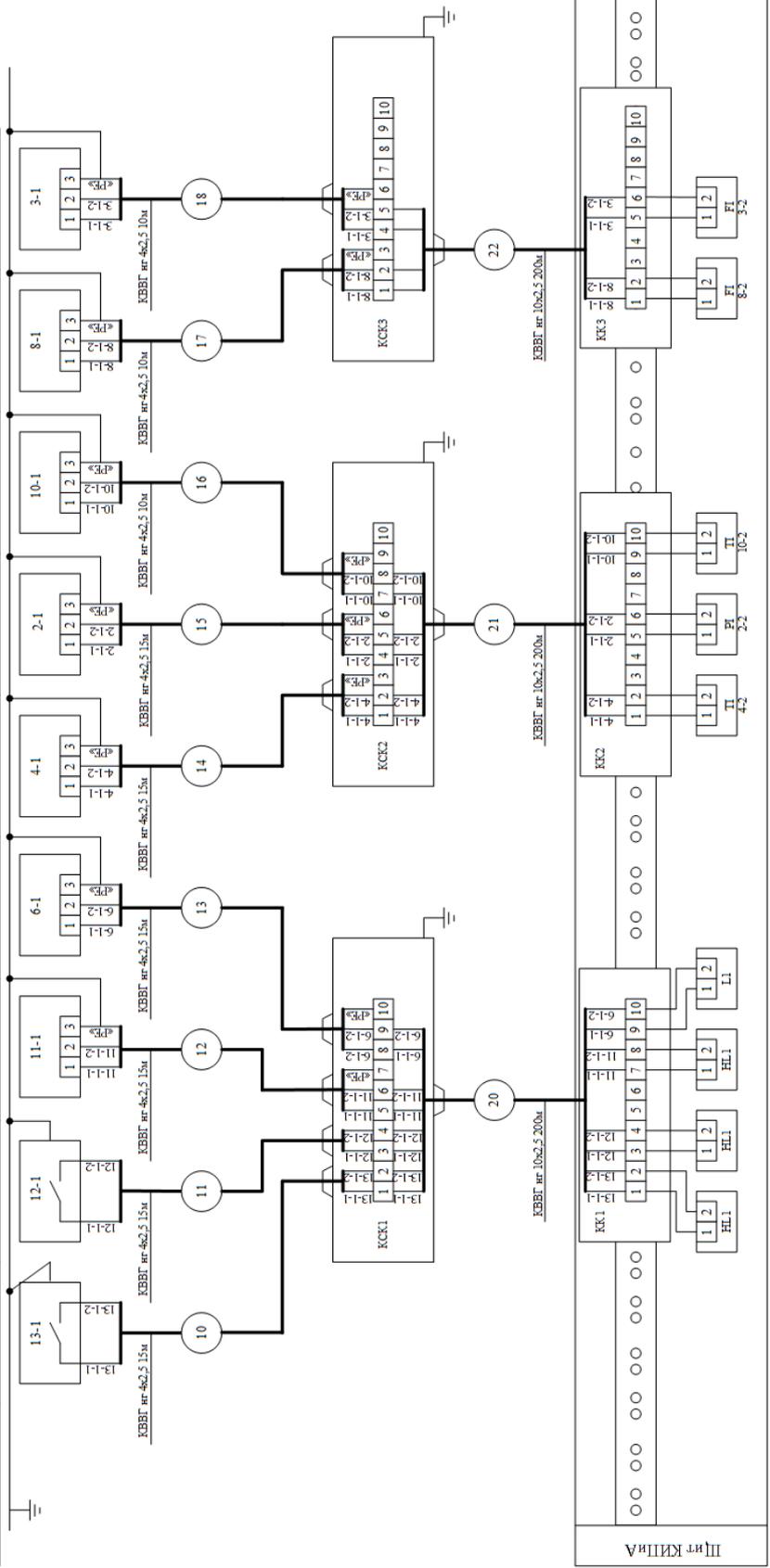




# Приложение Ж Схема внешних проводов

ФЮРА.425280.001.ЭГ.08

Наименование параметра	Несанкционированный доступ		Управление выключкой		Загазованность		Уровень нефти		Температура		Давление		Расход нефти		Расход газа	
	Технологический блок	Геркон	Технологический блок	Технологический блок	Технологический блок	ГСМ 5	Резервуар	Роземонт 5300	Мерган 274	Мерган 150	Общий коллектор	Мерган 150	Выходной нефтепровод	ТОР-1-50	Выходной газопровод	АГАТ-1М
Место отбора импульса																
Тип датчика																
Позиция	13-1	12-1	11-1	6-1	4-1	2-1	10-1	8-1	3-1							



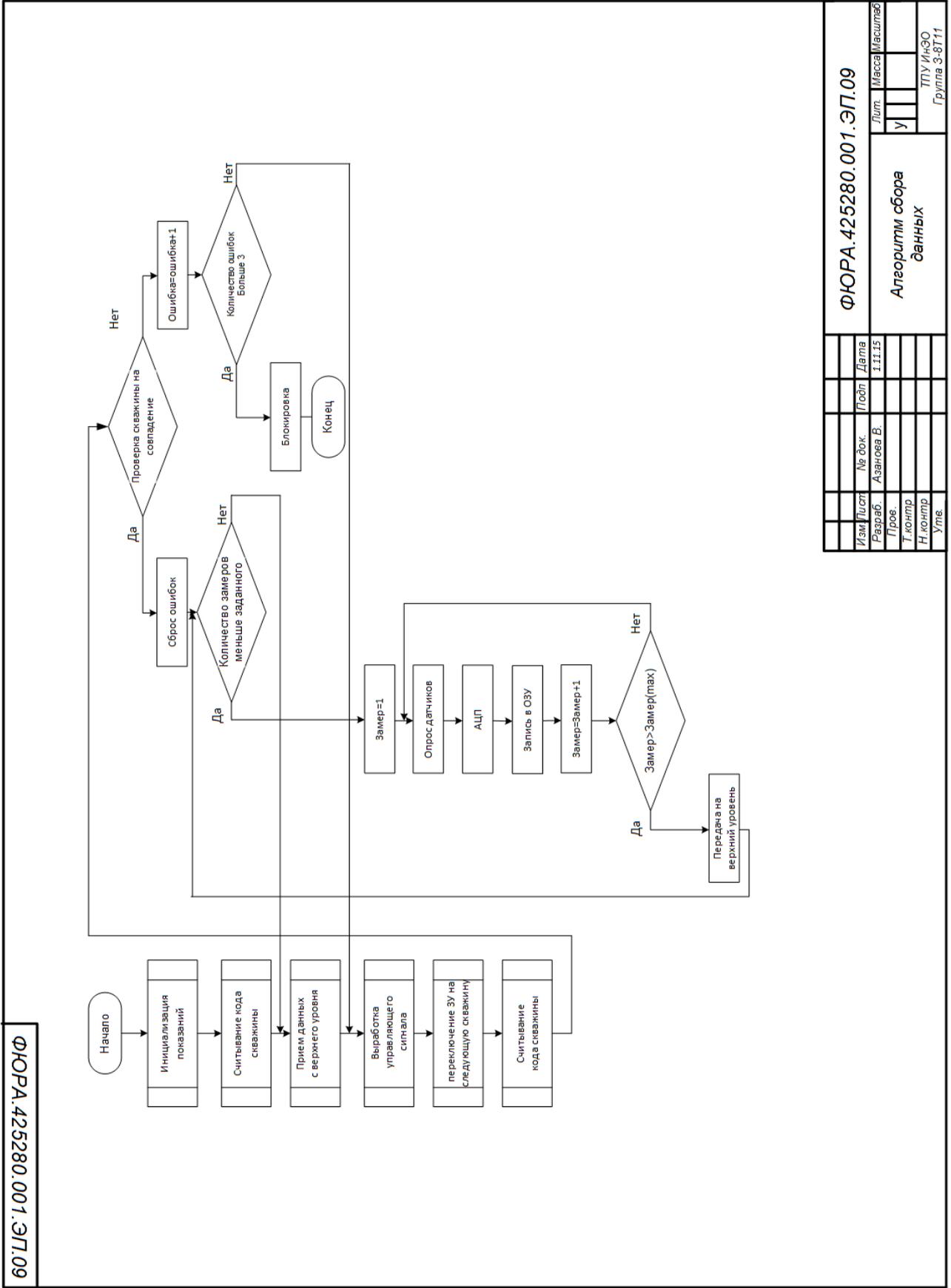
Изм.	Пуст.	№ док.	Подп.	Дата
		Разраб. Аванова В.		1.11.15
Про.				
И. контр.				
Н. контр.				
Уме.				

ФЮРА.425280.001.ЭГ.08

Схема внешних проводов

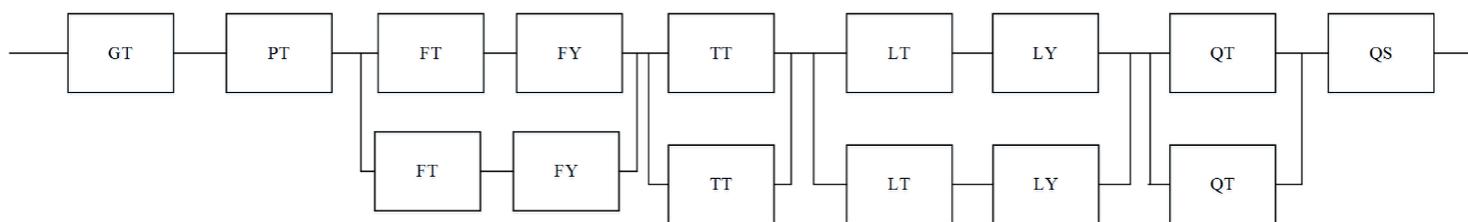
Лит. Масса Маштаб  
У  
ТТУ ИиЭО  
Группа 3-8Т11

# Приложение II Алгоритм сбора данных



<b>ФЮРА.425280.001.ЭП.09</b>			
Изм.Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Азганов В.		1.11.15
Пров.			
Т.контр			
Н.контр			
Утв.			
<b>Алгоритм сбора данных</b>		Лит.	Масса
		У	Масштаб
		ТПУ ИМЭО Группа 3-8Т11	

## Приложение К Структурная схема надежности



# Приложение М Область видеокadra

ФЮРА.425280.001.ЭП.12

ФЮРА.425280.001.ЭП.12	Литр	Масса	Масштаб
У	У	У	У
ТПУ ИнФО			
Группа 3-8Т11			

Область видеокadra  
ГЗУ