

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

---

Инженерная школа информационных технологий и робототехники  
Направление подготовки 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и  
производств»  
Отделение автоматизации и робототехники

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
Модернизация автоматизированной системы диспетчерского управления групповой замерной установки

УДК 681.51-048.35:656.254.5:681.2

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т4А	Сизинцев Данил Андреевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОАР	Берчук Денис Юрьевич	–		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ШБИП	Хаперская Алена Васильевна	–		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ИШХБМТ	Невский Егор Сергеевич	–		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР	Громаков Евгений Иванович	к.т.н.		

Руководитель ОАР	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР	Леонов Сергей Владимирович	к.т.н.		

Томск – 2018 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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



<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<p>Описание технологического процесса;          Разработка структурной схемы АС;          Разработка функциональной схемы автоматизации;          Разработка схемы информационных потоков АС;          Выбор средств реализации АС;          Разработка схемы соединения внешних проводок;          Разработка алгоритмов управления АС;          Разработка экранных форм АС;          Моделирование работы системы регулирования.</p>
<b>Перечень графического материала</b>	<p>Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408–2013;          Структурная схема;          Схема соединения внешних проводок;          Схема информационных потоков;          Экранная форма;          Дерево экранных форм;          Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA-S 5.1–2009;</p>

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

*(с указанием разделов)*

<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Хаперская Алена Васильевна
Социальная ответственность	Невский Егор Сергеевич

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент ОАР	Берчук Денис Юрьевич	–		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
8Т4А	Сизинцев Данил Андреевич		

**Задание для раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
8Т4А	Сизинцеву Данилу Андреевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШИТР</b>	<b>Отделение</b>	<b>ОАР</b>
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

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

<p>1. Показатели оценки качества разработки.</p> <p>2. Показатели оценки коммерческого потенциала разработки.</p> <p>3. Сильные и слабые стороны, возможности и угрозы проекта.</p>	<p>– Надежность, низкая цена, безопасность и т.д.;</p> <p>– Конкурентоспособность, срок выхода на рынок, перспективность рынка, послепродажное обслуживание, и т.д.</p>
---	---

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

<p>1. Оценка качества разработки и ее перспективности на рынке с помощью технологии QuaD.</p>	<p>– Показатели оценки качества и перспективности новой разработки подбираются исходя из выбранного объекта исследования с учетом его технических и экономических особенностей разработки, создания и коммерциализации;</p> <p>– по результатам оценки качества и перспективности разработка имеет оценку выше среднего (Pcr=70,5) и выгодной для инвестиций;</p>
<p>2. Исследование внешней и внутренней среды проекта с помощью SWOT-анализа</p>	<p>– SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта;</p> <p>– для упрощения процедуры проведения SWOT-анализ проводят в табличной форме.</p>

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

Задание выдал консультант:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель ОСГН	Хаперская Алена Васильевна			

Задание принял к исполнению студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
8Т4А	Сизинцев Данил Андреевич		

## Задание для раздела «Социальная ответственность»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
8Т4А	Сизинцеву Данилу Андреевичу

<b>Инженерная школа</b>	ИШИТР	<b>Отделение</b>	ОАР
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Помещение закрытого типа с принудительной вентиляцией воздуха. Помещение имеет искусственный источник освещения. Основное рабочее оборудование – пульт диспетчера, второстепенное рабочее место – производственное помещение АГЗУ.                  - Опасные факторы среды: электрический ток, влияние на зрение.                  - Чрезвычайные ситуации: пожар</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Защита информации	— Рассмотрены возможные варианты по защите информации, которые предполагается внедрить в дальнейшем. — Предусмотрена проверка подлинности получаемых данных.
2. Надежность системы	— Разработка алгоритма, способного обработать любую ситуацию. — Разработка архитектуры с резервированием для повышения надежности системы. — Большинство датчиков подобрано в взрывозащищенном исполнении.
3. Информирование диспетчера	— Разработка удобной экранной формы, которая отражает все события, происходящие в системе.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ИШХБМТ	Невский Егор Сергеевич	–		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т4А	Сизинцев Данил Андреевич		

## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа содержит 83 с., 24 рис., 26 таблиц, 19 источников, 7 приложений.

Ключевые слова: проект, групповая замерная установка, давление, расход, дебит нефти, датчики, мнемосхема, SCADA.

Объектом работы является АГЗУ.

Целью работы является модернизация системы диспетчерского управления групповой замерной установки.

В настоящей работе приведены решения по автоматизации системы диспетчерского управления групповой замерной установки, выбору контроллерного оборудования и датчиков, разработке схем: автоматизации, соединения внешних проводок, структурной, информационных потоков.

Данная система находит применение в системах, осуществляющих управление и сбор данных и контроль на предприятиях промышленного сектора. Благодаря внедрению разработанной системы повышается точность и надежность измерений, сокращается число аварий и увеличивается производительность.

## Содержание

Реферат.....	7
Определения, сокращения, нормативные ссылки, обозначения .....	10
Обозначения и сокращения .....	13
Введение .....	14
1 Техническое задание .....	15
1.1 Назначение и цели создания АСУ ТП.....	15
1.2 Требования к системе.....	15
1.3 Требования к техническому обеспечению .....	17
1.4 Требования к метрологическому обеспечению.....	19
1.5 Требования к информационному обеспечению .....	20
1.6 Требования по стандартизации и унификации.....	22
1.7 Требования к функциям системы .....	22
1.8 Требования к математическому обеспечению системы.....	25
1.9 Требования к программному обеспечению системы.....	25
2 Основная часть.....	26
2.1 Описание технологического процесса .....	26
2.2 Обоснование необходимости модернизации АГЗУ .....	27
2.3 Функциональная схема автоматизации.....	28
2.3.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408-2013.....	28
2.4 Разработка схемы информационных потоков .....	29
3 Выбор средств реализации АС.....	30
3.1 Выбор контроллерного оборудования .....	30
3.2 Выбор датчиков .....	32
3.2.1 Датчик давления .....	32
3.2.3 Датчик расхода газа .....	37
3.2.4 Датчик уровня.....	40
3.2.5 Выбор исполнительного устройства.....	42
3.2.6 Газосигнализатор.....	43
3.3 Разработка схемы внешних проводок .....	45
4 Выбор алгоритмов управления АС ГЗУ.....	47
4.1 Алгоритм сбора данных измерений.....	47
4.2 Алгоритм автоматического регулирования параметра .....	47

5	Разработка экранных форм.....	50
6	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	52
6.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	52
6.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования.....	52
6.1.2	Анализ конкурентных технических решений.....	52
6.2	Планирование научно-исследовательских работ.....	57
6.2.1	Структура работ в рамках научного исследования.....	57
6.2.2	Определение трудоемкости выполнения работ.....	58
6.2.3	Разработка графика проведения научного исследования.....	61
6.2.4	Бюджет научно-технического исследования (НТИ).....	61
6.2.4.1	Расчет материальных затрат НТИ.....	61
6.2.4.2	Основная заработная плата исполнителей темы.....	62
6.2.4.3	Дополнительная заработная плата.....	64
6.2.4.4	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	64
6.2.4.5	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	65
7	Социальная ответственность.....	69
7.1	Введение.....	69
7.2	Защита информации.....	69
7.3	Надежность системы.....	71
7.4	Информирование диспетчера.....	72
7.5	Вывод.....	73
	Заключение.....	74
	Список использованных источников.....	75
	Приложение А.....	77
	Приложение Б.....	78
	Приложение В.....	79
	Приложение Г.....	80
	Приложение Д.....	81
	Приложение Е.....	82
	Приложение Ж.....	83

## Определения, сокращения, нормативные ссылки, обозначения

В курсовом проекте применяются нижеперечисленные термины с соответствующими определениями:

- **Автоматизированная система (АС):** это совокупность персонала и комплекса средств автоматизации его деятельности, которая реализует информационную технологию выполнения установленных функций;
- **Интерфейс (RS-422, RS-485):** это совместная граница, которая определяется совместными физическими характеристиками сигналов и взаимными управляющими сигналами.
- **Видеокадр:** это зона на экране, на которой отображаются мнемосхемы, тренды, табличные формы, окна управления, журналы и т.п.;
- **Мнемосхема:** это графическое отображение в упрощенной форме функциональной схемы на экране АРМ;
- **Мнемознак (мнемосимвол):** это графическое представление объекта управления или технологического параметра отличающийся высокой степенью подобности реальному объекту;
- **Интерфейс оператора:** это набор аппаратно-программных компонентов АСУ ТП, который обеспечивает взаимодействие между пользователями и системой;
- **Протокол (Profibus, HART, Modbus RTU):** это формальный набор соглашений, управляющий форматированием и относительной синхронизацией обмена сообщениями между двумя коммуникационными системами;
- **Техническое задание на АС (ТЗ):** технический документ, устанавливающий цели, набор требований и ключевые исходные данные, требуемые на этапах разработки проектируемой системы;
- **Технологический процесс (ТП):** идущие подряд технологические взаимосвязанные действия, требуемых для производства конкретного типа работ;

- **Архитектура АС:** это абстрактное представление, содержащее как модели, приближенные к реальным, компонентов системы, так и модели взаимодействий между компонентами;
- **SCADA (англ. Supervisory Control And Data Acquisition):** это используемый для создания ПО систем контроля технологическими процессами и сбора информации в реальном времени программный пакет;
- **OPC-сервер:** это предоставляющий взаимообмен данными от клиентской программы к физическим устройствам набор повсеместно принятых спецификаций;
- **Объект управления (ОУ):** это система, на которую направлены управляющие воздействия с ПЛК;
- **Программируемый логический контроллер (ПЛК):** это устройство, которое выполняет управление физическими процессами по заранее заданному в него алгоритму, с использованием информации, получаемой от датчиков и выводимой в исполнительные устройства;
- **Диспетчерский пункт (ДП):** место, где расположен центр диспетчерского управления и сконцентрированы сведения об обстановке на производстве;
- **Автоматизированное рабочее место (АРМ):** индивидуальная совокупность технических средств и программных продуктов, предназначенная для автоматизации профессионального труда специалиста. Для создания АРМ обычно применяются SCADA-системы;
- **Тег:** это дескриптор, который применяется для группирования, поиска, описания данных и задания внутренней структуры;
- **Корпоративная информационная система (КИС):** 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 протокол для коммуникации устройств, осуществленный на архитектуре «клиент-сервер».

## Обозначения и сокращения

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

**ЦАП:** цифро-аналоговый преобразователь;

**ГЗУ:** групповая замерная установка;

**ГП:** гидропривод;

**БТ:** блок технологический;

**ПСМ:** переключатель скважин многоходовой;

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

**САР:** система автоматического регулирования;

**ПАЗ:** противоаварийная автоматическая защита;

**ПО:** программное обеспечение;

**ИМ:** исполнительный механизм;

**АРМ:** автоматизированное рабочее место;

**БД:** база данных;

**ПА:** пьезоэлектрический преобразователь.

## **Введение**

Автоматизация технологических процессов значительно влияет на повышение качества выпускаемой нефтяными компаниями продукции, на повышение производительности труда, автоматизация позволяет использовать доступные ресурсы более экономно, при этом производительность не падает.

Автоматизация – перспективное направление прогресса, потому что она позволяет освободить человека от множества операций, которые раньше необходимо было делать вручную.

Современные автоматизированные комплексы позволяют в реальном времени управлять технологическим процессом с минимальным количеством персонала. Кроме того, существуют полностью автоматические системы, работающие без контроля человека очень продолжительное время.

Изначально автоматизация применялась лишь к отдельным операциям, но в процессе развития во многих сферах появилось понятие автоматизации, она распространилась и на основные, и на вспомогательные процессы технологических производств.

Сейчас же системы автоматизации позволяют значительно повысить технико-экономические показатели путём доступности автоматической перенастройки параметров оборудования в процессе работы для решения динамических задач на производстве.

Концепция современного рынка нефтегазодобывающего комплекса заставляет постоянно искать пути увеличения рентабельности производства. На данный момент ни одно предприятие нефтедобывающей промышленности не обходится без АГЗУ.

Целью данной работы является модернизация автоматизированной системы диспетчерского управления групповой замерной установки, позволяющей в автоматизированном режиме замерять дебит скважин.

## **1 Техническое задание**

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

Данное техническое задание описывает задачу по модернизации автоматизированной системы диспетчерского управления групповой замерной установки (АГЗУ).

Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) предназначена для выполнения функций автоматизированного управления каким-либо технологическим процессом и для остановки производственного процесса при угрозе аварии по заранее заданным алгоритмам.

Назначение АСУ ТП АГЗУ:

- Измерение дебита добываемой нефти и газа;
- Возможность автоматического переключения скважин на замер;
- Возможность мониторинга данных на пульте диспетчера.

### **1.2 Требования к системе**

АГЗУ включается в себя следующие компоненты:

1. Модернизированный блок технологической части АГЗУ,
2. Автоматизированная система управления технологическим процессом АГЗУ.

Модернизированный блок технологической части АГЗУ должен обеспечивать возможность размещения датчиков и исполнительных механизмов АСУ ТП АГЗУ, также он должен обеспечивать безопасность технологического процесса.

АСУ ТП АГЗУ должна состоять из трёх уровней:

1. Нижний (полевой) уровень – уровень первичного преобразования информации о технологических процессах;
2. Контроллерный;

3. Верхний (диспетчерский) уровень – уровень сбора, обработки, визуализации, архивации информации. Уровень выработки управляющих воздействий и реализации команд операторов.

Подобная система из трёх уровней позволяет обеспечить передачу данных на контроллерный уровень, то есть на уровень пунктов сбора информации систем телемеханики, либо, например, на сервера корпоративной базы данных.

Требования к функционированию системы обусловлены заданным высоким уровнем надежности.

АСУ ТП должна быть восстанавливаемой и обслуживаемой многофункциональной и модульной системой. Данная система должна функционировать в режиме реального времени, в непрерывном круглосуточном режиме. АСУ ТП может функционировать в одном из следующих режимов:

- автоматизированный (с панели оператора),
- автоматический,
- ручной (местный), то есть от местных щитов управления, от местных кнопок при работах по пуску и наладке либо ремонтных работах.

Штатный режим функционирования АСУ ТП - автоматический. В данном режиме управление исполнительными механизмами производится по программе, в соответствии с алгоритмами управления. В этом режиме управление исполнительными механизмами кнопками по месту и по командам оператора блокируется.

В автоматизированном режиме оператор должен имеет возможность дистанционного управления исполнительными механизмами, изменения уставок автоматического регулирования. Во время работы алгоритмов технологических защит и блокировок такая возможность отключается для тех исполнительных устройств, на которые в данный момент подаются команды управления, сформированные алгоритмом. Такой подход предотвращает

возможность одновременной подачи противоречивых сигналов управления на одно исполнительное устройство, а также исключает возможность выполнения некорректных действий оператора в нештатных ситуациях.

### 1.3 Требования к техническому обеспечению

В состав установки входят блоки: блок технологический БТ и блок управления (БУ). Электрическая связь между блоками осуществляется по кабельным каналам через клеммные разъёмы, размещаемые в шкафу блока управления и клеммные коробки, установленные на технологическом блоке.

В блоке управления (БУ) будут размещены все контроллерные технические средства, необходимые для работы системы. Помещение, в котором расположены контроллерные технические средства, должно соответствовать требованиям СН 512-78 «Инструкция по проектированию зданий и помещений для электронно-вычислительных машин» [1].

В соответствии с ГОСТ 21552-84 «Средства вычислительной техники. Общие технические требования, правила приемки, методы испытаний, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение» и ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны», для правильной работы техники в рабочих помещениях должны быть соблюдены следующие условия:

Таблица 1 – Характеристики помещения

Параметр	Значение
Температура окружающего среды	$(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$
Относительная влажность окружающей среды	$(60 \pm 15) \%$
Атмосферное давление	от 84 до 107 кПа (680-800 мм. рт. ст.)
Запыленность воздуха в помещении	не более 1 мг/куб. м при размере частиц не более 3

	МКМ
Напряженность внешнего электрического поля	не более 0.3 В/м
Напряженность внешнего магнитного поля	не более 5.0 А/м
Частота вибрации	не более 25 Гц при амплитуде смещений не более 0.1 мм

Правила по обслуживанию каких-либо используемых технических средств в данной системе должны быть указаны в паспортах этих технических средств.

Дежурным персоналом должен быть организован еженедельный технический осмотр составляющих системы, включающий в себя:

- внешний осмотр,
- контроль работоспособности,
- устранение неисправностей.

Необходимо проведение периодического технического обслуживания всех используемых технических средств. Периодичность данного обслуживания устанавливается в соответствии с требованиями, указанными производителем в технической документации, но не реже раза в год.

Если производится восстановление работоспособности каких-либо технических средств, оно должно осуществляться в соответствии с требованиями и инструкциями разработчика и документами по ремонтным работам. По завершении ремонтных работ обязательно должно проводиться тестирование восстановленного технического средства.

Если техническое средство вводится в эксплуатацию, то должно быть произведено резервное копирование программного обеспечения (ПО) и обрабатываемой данных средством, информации.

Система должна быть обеспечена комплектом ЗИП на гарантийный срок обслуживания.

## **1.4 Требования к метрологическому обеспечению**

Метрологическое обеспечение должно удовлетворять требованиям Закона Российской Федерации «Об обеспечении единства измерений», ГОСТов и Правил по метрологии.

Метрологическое обеспечение должно соответствовать ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое Обеспечение измерительных систем. Основные положения», а также ГОСТ Р 8.615-2005 «Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования» [4, 5].

Средства измерения, входящие в систему АСУ ТП обязаны обладать сертификатом, утверждающим тип данного средства измерения, его описание и методику поверки данного средства измерения.

Для калибровки измерительных каналов в спецификацию оборудования необходимо включать специальные программные и технические средства.

Значения контролируемых параметров (технологического процесса, технологического оборудования) должны быть выражены в соответствии с ГОСТ 8.417-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин» [6].

Разработанный комплекс должен обеспечивать поверку или калибровку как комплексно, так и поэлементно.

Все методики измерения, используемые в сфере государственного метрологического контроля и надзора, должны быть аттестованы.

При калибровке каналов АСУ ТП должна быть предоставлена возможность доступа ко всем элементам системы для подключения образцовых приборов (калибраторов)» [6].

Для измерительных устройств и их измерительных каналов должны быть инструкции по их калибровке.

Фирма-изготовитель измерительного или управляющего модуля обязана указать метрологические характеристики в документации на технические и программные средства. Техническим регламентом указаны нормы значений погрешности измерительных каналов, которые не должны быть превышены.

Диапазон измерений и приведенные погрешности являются определяющими при выборе модулей/датчиков и фирмы-поставщика.

Для всех средств, которые непосредственно участвуют в процессе измерения каких-либо параметров, необходимо обеспечить условия эксплуатации, обозначенные производителем.

Измерительные каналы системы могут использоваться для целей контроля параметров только после их калибровки на объекте эксплуатации. Калибровка измерительных каналов ИС проводится в соответствии с установленным на Предприятии порядком.

### **1.5 Требования к информационному обеспечению**

Информационное обеспечение АСУ ТП АГЗУ должно быть достаточным чтобы реализовать все функции системы. Информационное обеспечение подразумевает в себе следующие категории данных:

- загрузочные модули и тексты программ,
- значения переменных, поступающих в систему с датчиков,
- усредненные/сглаженные за определенный промежуток времени значения переменных,
- настройки алгоритмов управления,
- информация о привязке ПО к объекту.
- Кодировка
- Базы данных
- Протоколы

Чтобы работать с большим количеством разнообразной информации для удобства операторов информационное обеспечение должно иметь четкую структуру и иерархическую организацию.

Существуют стандартные операционные панели:

1. Панели общего обзора – осуществление контроля над всем технологическим процессом, осуществление перехода к более подробным панелям, если есть нужда;

2. Мнемосхемы – это графическое отображение технологического процесса, на котором оператор может увидеть весь алгоритм управления, защиты, показания датчиков и др.;

3. Панели показаний приборов – представляют показания с 8-12 приборов;

4. Панели настройки – описывают параметры настройки АГЗУ;

5. Панели сигналов тревоги – в хронологическом порядке осуществляют вывод предупредительных сигналов и предаварийных;

6. Панель архивов - показывает архивные записи.

Для взаимодействия с данными панелями оператором могут использоваться следующие методы:

Оператору, обслуживающему данную систему, должны быть представлены простые и естественные способы вызова и ввода данных, такие как:

- выбор элемента/параметра из меню;
- выбор элемента/параметра на экране;
- ввод технологического параметра в специальное окно/форму.

Все данные, участвующие в работе АСУ ТП должны быть надежно защищены, то есть не уничтожаться при аварии электропитания либо отказе каких-либо модулей или блоков данной системы.

Все информационное обеспечение, участвующее в работе системы, т.е. алгоритмы решения задач, тексты программ, должно иметь резервную копию на дублирующих устройствах хранения информации.

В таблице 2 приведены примеры кодировок сигналов.

Таблица 2 – Кодировка сигналов SCADA

<b>Расшифровка кодировки</b>	<b>Кодировка</b>
Давление газа в коллекторе	P_kol
Расход одной скважины	R_fluid
Расход одной скважины по газу	R_gaz
Сумма расхода по газу	SumR_gaz
Сумма расхода по жидкости	SumR_fluid
Управление ГП	UPR_GP
Считывание кода ПСМ	PSM_Code
Управление вентиляцией	UPR_V

### **1.6 Требования по стандартизации и унификации**

Разрабатываемая система должна иметь унифицированные входные и выходные сигналы, то есть быть универсальной.

В АСУ ТП АГЗУ могут быть использованы сигналы:

- входные/ выходные аналоговые с токовыми значениями 4 - 20 мА;
- входные/ выходные дискретные 24 В;
- интерфейсы последовательной передачи данных RS-485 с протоколом передачи данных Modbus RTU или Profibus;
- интерфейс Ethernet.

### **1.7 Требования к функциям системы**

Перечень задач АСУ ТП и требования к качеству их выполнения. В соответствии с ГОСТ 24.104-85 ЕСС АСУ «Автоматизированные системы управления. Общие требования» АСУ ТП ГЗУ должна обеспечивать [7]:

1. Автоматизированный сбор и первичную обработку технологической информации. Сюда входит опрос всех датчиков, то есть снятие с датчиков сигналов, затем должно осуществляться масштабирование снятого сигнала и его перевод в действительные значения в соответствии с градуировочными характеристиками аналоговых измерительных элементов. Также должна осуществляться фильтрация сигналов от высокочастотных помех;

2. Автоматический контроль состояния технологического процесса, предупредительную сигнализацию при выходе технологических показателей за установленные границы – любые действия, предпринимаемые оператором при работе с системой должны быть защищены от всевозможных ошибок. Чтобы избежать аварий и ЧС, система должна выполнять действия, которые соответствуют документации на систему и не выходят за установленные пределы. Система должна учитывать уровень полномочий персонала, осуществляющего управление, и игнорировать действия в случае нехватки полномочий;

3. Управление технологическим процессом в реальном масштабе времени – то есть оператор должен иметь возможность видеть состояние датчика/параметра в текущий момент времени. Для аналоговых датчиков необходимо подбирать период опроса индивидуально;

4. Представление информации в удобном для восприятия и анализа виде – в автоматизированном режиме на экран панели оператора выводится оперативная информация о текущем состоянии оборудования и технологического процесса. Также оператор может вручную выполнить запрос в системе чтобы получить информацию. Вся информация представляется в виде мнемосхем, графиков и таблиц;

5. Автоматическую обработку, регистрацию и хранение поступающей производственной информации;

6. Автоматическое формирование отчетов;

7. Контроль над работоспособным состоянием средств АСУ ТП, включая входные и выходные цепи полевого оборудования. Отказ любого элемента технических средств АСУ ТП не должен приводить к изменению положения или состояния исполнительных механизмов;

8. Автоматизированную передачу данных на верхний уровень предприятия – АСУ ТП в автоматизированном режиме обеспечивает формирование и подготовку всех необходимых данных и передает их в заводскую локальную вычислительную сеть по расписанию или запросу;

9. Защиту информации от несанкционированного доступа;

Техническое оснащение установки должно предоставлять следующие функции:

1. Измерение массы сырой нефти с установленной допустимой основной относительной погрешностью измерения;

2. Измерение массы сырой нефти без учета воды с установленными допустимыми основными относительными погрешностями измерения;

3. Измерение объема свободного нефтяного газа с установленной допустимой основной относительной погрешностью измерения;

4. Регистрация и хранение информации о результатах измерений количества и параметров сырой нефти по каждой скважине за период не менее одного месяца;

5. Регистрация отработанного скважинами времени;

6. Обеспечение передачи на верхний уровень информационных систем архивной информации;

7. Обеспечение передачи на верхний уровень информационных систем текущих результатов измерений;

8. Поддержание температуры в технологическом блоке;

9. Контроль пожарной сигнализации;

10. Контроль уровня загазованности;

11. Возможность устанавливать параметры каждой скважины;

## **1.8 Требования к математическому обеспечению системы**

Математическое обеспечение системы должно обеспечивать реализацию всех вышеперечисленных функций. Для реализации функций первичной обработки аналоговых сигналов должны применяться стандартные алгоритмы масштабирования, линеаризации, сглаживания, фильтрации и усреднения [8].

## **1.9 Требования к программному обеспечению системы**

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.).

## 2 Основная часть

### 2.1 Описание технологического процесса

Из скважин по трубопроводам, подключенным к установке, продукция поступает в переключатель скважин многоходовый (ПСМ), который переключает позицию скважины с помощью поршня и гидравлического привода (ГП). Отвод, на котором стоит поворотный патрубок ПСМа, определяется с помощью датчика положения скважины (ДПС). ПСМ предназначен для того чтобы направлять продукцию одной из скважин в сепаратор замерной, продукция же остальных скважин отправляется в коллектор (общий трубопровод), давление которого контролируется и отправляется на пульт диспетчеру. Отделение газа от жидкости происходит в сепараторе. Выделившийся газ направляется в общий трубопровод, а жидкость скапливается в нижней части сепаратора. С помощью заслонки, соединенной с уровнемером обеспечивается циклическое прохождение накопившейся жидкости через счетчик жидкости с постоянными скоростями.

Во время измерения жидкость проходит через счетчик МИГ-50 и направляется в общий трубопровод. Технологическая схема представлена на рисунке 1:

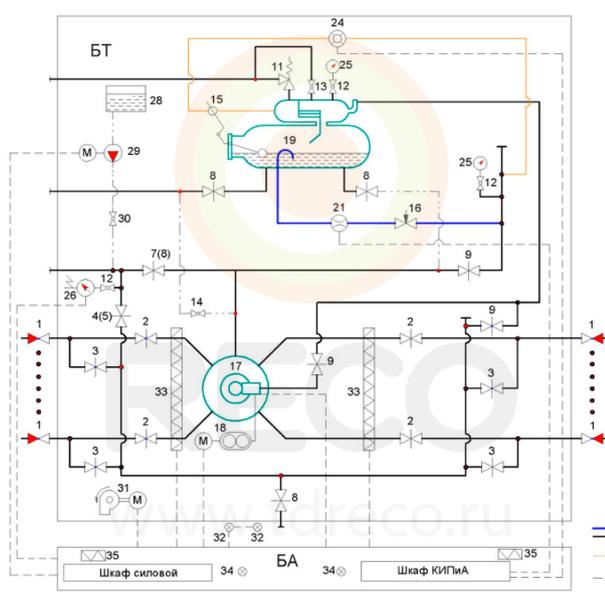


Рисунок 1 – Технологическая схема АГЗУ

## 2.2 Обоснование необходимости модернизации АГЗУ

Потребность в модернизации АГЗУ стала актуальной в связи с введением с 1 марта 2006 г. национального стандарта ГОСТ Р 8.615-2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа». Даже в 2018 году эта проблема актуальна. К примеру, 06.04.18 ОАО «Томскгазпром» разместил тендер за поставку автоматизированной замерной установки, а 02.02.18 ОАО НК «РуссНефть» (Радужный) разместил тендер на текущий ремонт старых АГЗУ в размере 9 штук.

Упомянутый в начале пункта ГОСТ устанавливает требования к допускаемой основной относительной погрешности измерений:

- а) массы сырой нефти:  $\pm 2,5 \%$ ;
- б) массы сырой нефти без учета воды при содержании воды в сырой нефти (в объемных долях):
  - до 70 %:  $\pm 6 \%$ ;
  - от 70% до 95 %:  $\pm 15 \%$ ;
  - свыше 95 %: предел допускаемой относительной погрешности устанавливается в методике выполнения измерений (МВИ), утвержденных и аттестованных в установленном порядке;
- в) объема свободного нефтяного газа:  $\pm 5 \%$ .

Указанную точность измерений обеспечивают при наличии данных о плотности нефти и воды, определенных по МВИ, аттестованным и утвержденным в порядке, установленном ГОСТ Р 8.563.

Все вычислительные устройства, используемые в данной измерительной установке должны обеспечить хранение информации с результатами параметров и количества сырой нефти за период не менее месяца.

Вычислительные устройства измерительной установки обязаны обеспечить передачу архивной информации и информации о текущих измерениях на верхний уровень информационных систем.

Закупка новых ИУ для нефтегазовых компаний является неэффективной тратой денежных средств, поэтому они стремятся произвести модернизацию АГЗУ. На модернизацию выделяется меньше денег, при этом она должна быть так же эффективна, как и покупка новой АГЗУ.

В настоящее время надзорные органы предъявляют жесткие требования к соответствию производства нормативным документам. При этом нарушения в данной сфере приводят к большим штрафам для компании, поэтому модернизация устаревшего оборудования становится все более актуальной с каждым днем. Этот факт, а также огромное количество АГЗУ, поставленных в нефтегазодобывающие предприятия до 2006 года, позволяет говорить о востребованности проектов по модернизации установок.

## **2.3 Функциональная схема автоматизации**

### **2.3.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408-2013**

Функциональная схема автоматизации (ФСА) является проектным документом, имеющим первостепенное значение, так как ФСА определяет структуру и уровень автоматизации, обеспечение средствами автоматизации и приборами технологического процесса. На функциональной схеме автоматизации показывают, согласно ГОСТ 21.408-2013:

- инженерное и технологическое оборудование;
- коммуникации автоматизируемого объекта;
- контуры контроля, управления и регулирования;

Условные обозначения приборов, линий связи и средств автоматизации, применяемые на функциональной схеме автоматизации, установлены в ГОСТ 21.404-85.

Согласно указанным выше требованиям разработана функциональная схема автоматизации. Она представлена в приложении А.

На схеме используются следующие обозначения:

Таблица 3 – Обозначения запорной арматуры

Обозначение	Наименование
V-1...V-4	Клапан обратный Ду80
B-1...B-14	Задвижка клиновья Ду50
K-1...K-5	Клапан запорный Ду25

## 2.4 Разработка схемы информационных потоков

При разработке схемы информационных потоков, в первую очередь, необходимо учитывать, что всего есть три уровня сбора и хранения информации:

- Верхний уровень – уровень корпоративного информационного хранения и архивного хранения. Информация представляется в виде экранных форм/мнемосхем. В автоматическом режиме на АРМ формируются различные отчеты (сводка по текущему состоянию оборудования, сводка текущих измерений).

- Средний уровень – уровень текущего хранения, т.е. буферная база данных. Средний уровень, можно назвать, своего рода маршрутизатор информационных потоков от датчиков и систем автоматики и телемеханики к верхнему уровню, т.е. к SCADA-системам.

- Нижний уровень – уровень сбора данных и их обработки. Это данные датчиков, т.е., как правило, аналоговые либо дискретные сигналы, данные о вычислении либо преобразовании.

Полную схему информационных потоков можно увидеть в приложении Б.

## 3 Выбор средств реализации АС

### 3.1 Выбор контроллерного оборудования

Важным компонентом модернизируемой АСУ ТП является ПЛК. Необходимо подобрать контроллер, который сможет обрабатывать показания с датчиков, управлять исполнительными механизмами, и при этом режим работы должен удовлетворять следующим требованиям:

- работа без длительного обслуживания,
- работа в неблагоприятных условиях,
- модульность,
- приоритет отдается отечественным производителям.

Программируемый логический контроллер осуществляет сбор информации, поступающей с датчиков и формирует команды управления для исполнительных механизмов, например, ПСМ. На выбор взято 3 варианта ПЛК подходящих для заданных условий и обеспечивающих нужную производительность: SIEMENS SIPLUS S7-300 и отечественные FASTWEL I/O (СРМ712-01) и ОБЕН ПЛК 110.



Рисунок 2 – Контроллеры

На рисунке 2 представлены контроллеры, которые были выбраны для сравнительного анализа (слева направо): ОБЕН ПЛК 110, Siemens S7-300 и FASTWEL СРМ 712.

Сравнительная характеристики контроллеров представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики ПЛК

Контроллеры	ОВЕН 110-24-30	FASTWEL I/O	Siemens S7-300
Характеристики			
Рабочая температура, °С	-40 ... +55	-40 ... +85	0 ... +60
Среда разработки	CODESYS 2.3.8.1 (и старше)	CoDeSys, адаптированы для системы FASTWEL I/O	TIA Portal v.13
Напряжение питания, В	18... 29 постоянного тока (номинальное напряжение 24)	24 (+20/-15%) постоянного тока	24 (пост. ток)
Поддерживаемые интерфейсы	Ethernet, RS-485	RS-485	RS-485
Время выполнения операций, мс	Мин. 0,25, типовое от 1	1	0,0001
Среднее время наработки на отказ, ч.	100 000	360 000	350 000
Количество входов / выходов	18 DI 12 DO 6 AI 4 AO	0 DI 0 DO 0 AI 0 AO	10 DI 6 DO 0 AI 0 AI
Поддерживаемые протоколы	ModBus	Modbus	Profibus
Стоимость, руб.	от 20 532	от 22 414	от 27 264

Программируемый контроллер ОВЕН 110 имеет все требуемые технические характеристики, такие как поддержка интерфейса Ethernet, среднее время наработки на отказ, количество входов/выходов. Так же данный ПЛК имеет низкую стоимость среди конкурентов.

Рабочая температура ПЛК S7-300 находится в интервале от 0 до +60°C, что не устраивает нас по требованиям, предъявляемым к системе. К тому же дополнительные модули и лицензированный софт для данного контроллера стоят достаточно дорого. Контроллер фирмы Siemens незначительно уступает в надежности аналогичному девайсу фирмы FASTWEL.

Следующий контроллер имеет самый большой диапазон рабочей температуры, что является плюсом. Но в данном ПЛК нет встроенных вводов/выводов, поэтому требуется дополнительная закупка модулей ввода/вывода.

### **3.2 Выбор датчиков**

#### **3.2.1 Датчик давления**

В ходе работы АГЗУ один из основных параметров, который необходимо контролировать – это давление в системе с сепарационной емкостью. Существует огромное разнообразие датчиков, отличающихся по типу замера давления, стоимости, приспособлению к определенным условиям и т.д. Среди этого большого множества выделим три наиболее интересных в данных условиях: Метран-150, Rosemount 3051 и Yokogawa EJX510A.



Рисунок 3 – Датчики давления

На рисунке 3 представлены датчики давления, которые были выбраны для сравнительного анализа (слева направо): Метран-150, Rosemount 3051 и Yokogawa EJX510A.

Ниже приведем сравнительную таблицу выбранных датчиков.

Таблица 5 – Сравнение характеристик датчиков давления

	Метран-150	Yokogawa EJX510A	Rosemount 3051
Измеряемые величины	Избыточное давление, абсолютное давление, разность давлений	Избыточное давление, абсолютное давление	Избыточное давление, абсолютное давление, разность давлении
Основная приведенная погрешность, %	До $\pm 0,075$	От $\pm 0,025$ до $\pm 0,6$	$\pm 0,065$
Давление рабочей среды, МПА	От 0 до 68	От 1 до 50	От 0 до 68
Выходной сигнал	+	+	+
Диапазон рабочих температур, °С	От -55 до 80	От -40 до 120	От -50 до 80
Время наработки на отказ, ч.	150 000	90 000	150 000
Цена, руб.	От 25 000	От 69 800	От 42 000

Датчик давления Метран 150 имеет низкую цену среди конкурентов, при этом он достаточно надежен. Так же он полностью удовлетворяет требованиям системы по точности и диапазону температур.

В свою очередь, датчик Yokogawa EJX510A значительно уступает в надежности, при этом имеет самую высокую цену. К тому же, датчик фирмы Yokogawa имеет большой разброс по погрешности среди конкурентов, было

принято решение отказаться от данного варианта в пользу датчика давления фирмы Метран.

Датчик давления Rosemount 3051 в чем-то уступает, в чем-то незначительно превосходит, но в основном имеет схожие характеристики с аналогичным датчиком Метран, но при этом его стоимость выше, что так же сподвигло предпочесть датчик давления Метран.

«Датчики давления Метран-150 предназначены для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами и обеспечивают непрерывное преобразование измеряемых величин – давления избыточного, абсолютного, разности давлений, гидростатического давления нейтральных и агрессивных сред в унифицированный токовый выходной сигнал дистанционной передачи и цифровой сигнал на базе HART-протокола» [9].

Датчик Метран-150 состоит из преобразователя давления и электронного преобразователя. Конструкция датчика представлена на рисунке 6.

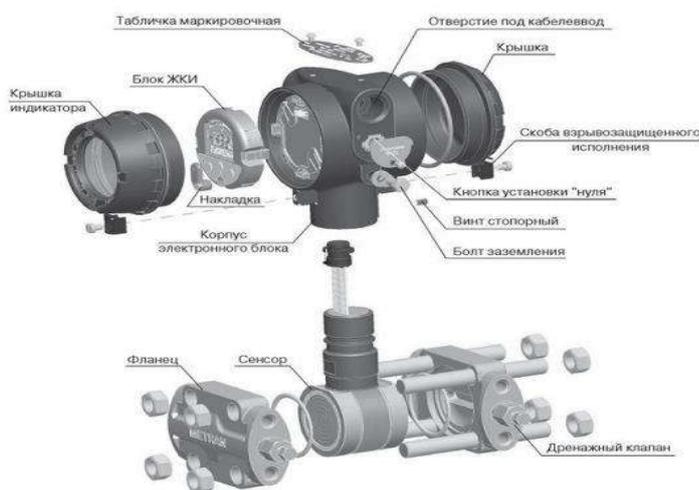


Рисунок 4 – Конструкция датчика Метран-150

В датчике давления Метран-150 используется тензомодуль, чувствительным элементом которого является пластина 1 из кремния с пленочными тензорезисторами (рисунок 5). Давление передается на

чувствительный элемент тензомодуля через разделительную мембрану 3, и разделительную жидкость 2. Так как давление приводит к изменению положения чувствительного элемента, то при этом меняется электрическое сопротивление тензорезисторов, что, в свою очередь, приводит к разбалансу мостовой схемы. При этом образуется электрический сигнал, он измеряется АЦП и подается на преобразователь, который уже преобразует его в выходной сигнал.

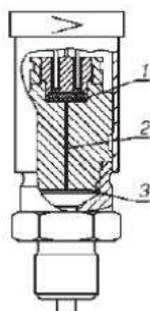


Рисунок 5 – Штуцерное исполнение Метран-150

### 3.2.2 Датчик расхода нефти

Для того, чтобы обеспечить достаточно точный замер дебита скважины, необходимо подобрать датчик с хорошей точностью, а также с высокой надежностью.



Рисунок 6 – Датчики расхода нефти

На выбор было взято 2 датчика расхода нефти (слева направо): МИГ-50, TOP-1-50. Для удобства, сведем параметры данных датчиков в таблицу.

Таблица 6 – Сравнение характеристик датчиков расхода нефти

	МИГ-50	TOP-1-50
Диаметр условного прохода, Ду, мм	50	50
Пропускная способность, м <sup>3</sup> /ч	От 0 до 72	от 6 до 30
Температура рабочей среды, °С	От 0 до +60	от +5 до +70
Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50	от -50 до +50
Размеры механических примесей, не более, мм	4	5
Выходной сигнал	4-20 мА	4-20 мА
Погрешность измерений, %	±0,15	±1
Средняя наработка на отказ, ч.	24000	8000
Цена, руб.	63 500	67900

Степень защиты счетчика нефти турбинного МИГ-50 от внешних воздействий - IP65 по ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89).

Исполнение счетчика по взрывозащите согласно ГОСТ Р 51330.0-99 - взрывозащищенное, маркировка взрывозащиты 1ExdПВТ4, то есть: 1 – взрывобезопасное оборудование, Ex – соответствующее стандартам взрывозащищенности, d – с взрывонепроницаемой оболочкой, ПВ – категория взрывоопасной смеси - этилен, с с температурным классом Т4 – от 135 до 200 °С, установлен во взрывоопасной зоне.

Счетчик состоит из преобразователя расхода, датчика, закрепленного на корпуса преобразователя, блока «1Вега-03» или блока «1НОРД-ЭЗМ».

Принцип работы преобразователя основывается на принципе турбинки. У турбинки, исполненной из ферромагнитного материала, есть лопасти, которые проходя рядом с сердечником катушки датчика, вызывают в

данной катушке импульсы. Затем блок считывает количество этих импульсов с датчика и приводит их в стандартные единицы объема.

Датчик расхода TOP 1-50 относится к приборам непрерывного действия, и может применяться на взрывоопасных производствах.

Объем показаний счетчика TOP осуществляется в зависимости от следующих исполнений:

1. Механический,
2. С электромагнитным датчиком и искробезопасным блоком питания.

Средний срок службы – около 8 лет.

Выбор сделан в пользу датчика МИГ-50, так как он существенно превосходит датчик TOP 1-50 по надежности, имеет высокую точность и заявлен класс защиты от внешних воздействий. Датчик МИГ-50 монтируется в трубу с помощью фланцевого крепления.

### 3.2.3 Датчик расхода газа

Два наиболее подходящих датчика для данной системы: СВГ.М-160 и DUMETIC-1223М-Т. Ниже для удобства выбора приведем сравнительный анализ характеристик датчиков.

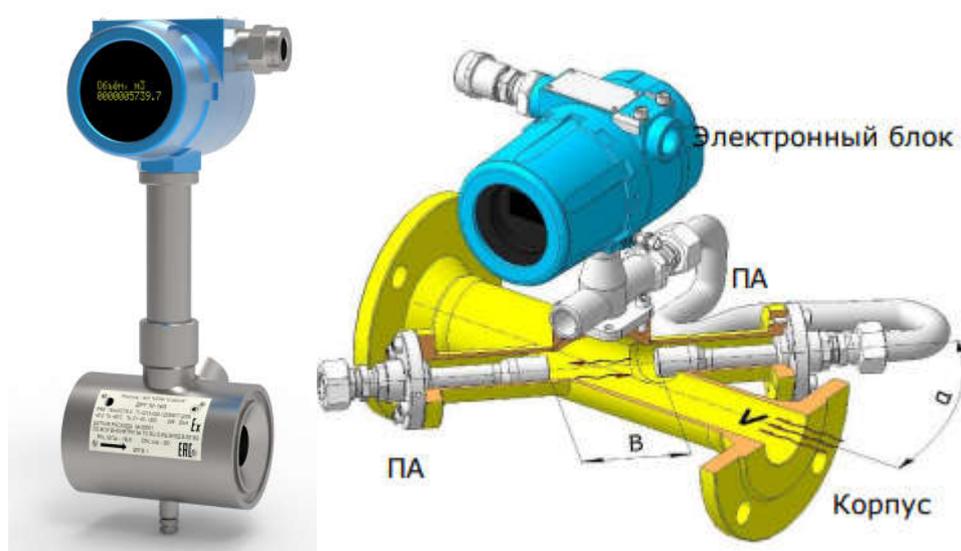


Рисунок 7 – Датчики расхода газа

На рисунке 10 представлены датчики расхода газа, которые были выбраны для сравнительного анализа (слева направо): СВГ.М-160 и ДУМЕТИС-1223М-Т.

Вихревые счетчики газа СВГ.М-160 предназначен для измерения и учёта (оперативного и коммерческого) потребляемого природного газа, свободного (попутного) нефтяного газа и других, неагрессивных к стали марки 12Х18Н10Т газов.

Датчика расхода газа СВГ.М работает следующим образом: набегающий поток газа образует за телом обтекания, находящимся в проточной части первичного преобразователя расхода, дорожку, характеризующуюся местными завихрениями в потоке. Частота срыва вихрей с тела обтекания пропорциональна скорости потока газа. У верхнего торца тела обтекания установлены два чувствительных элемента (пьезоэлектрические датчики давления), воспринимающие пульсации давления при срыве очередного вихря.

Датчик расхода газа «ДУМЕТИС-1223М-Т» (далее – датчик) предназначен для измерения и преобразования объёма (расхода) газа в рабочих условиях в электрические сигналы – частотный (числоимпульсный) и, опционально токовый. Датчик предназначен как для автономного применения, так и для применения в составе других изделий, систем и комплексов технологического и коммерческого контроля, управления и учёта, воспринимающих электрические сигналы установленного формата.

Область применения: системы коммерческого и технологического учёта и регулирования природного, нефтяного и других видов газов на производственных, научных, торговых, транспортных предприятиях и организациях, и предприятиях в сфере различных услуг.

«Принцип работы датчика основан на пропорциональной зависимости разности времени прохождения акустических колебаний вдоль ( $t_1$ ) и против ( $t_2$ ) потока газа от его скорости. Значения  $t_1$  и  $t_2$  вычисляются по формулам:

$$t_1 = V / (C + V \cdot \cos(\alpha)), \quad (1)$$

$$t_2 = B / (C - V \cdot \cos(\alpha)), \quad (2)$$

где  $B$  – расстояние между акустическими преобразователями ПА;  
 $C$  – скорость распространения акустических колебаний в измеряемой среде;  
 $V$  – скорость потока среды;  
 $\alpha$  - угол между направлением потока ПА среды и акустическим каналом.»  
 [10].

Преобразование электрических сигналов в акустические и обратно производится ПА. Управление процессом измерения, формирование и обработку сигналов осуществляет микропроцессорное устройство, которое по известным геометрическим параметрам, состоянию измеряемой среды и измеренным временам прохождения акустических колебаний, вычисляет объёмный расход газа в рабочих условиях.

Сравним технические параметры данных датчиков.

Таблица 7 – Сравнение характеристик датчиков расхода газа

Параметр	СВГ.М-160	ДУМЕТИС-1223М-Т
рабочее давление, МПа	от 0,2 до 6,3	от 0,085 до 25
Условный проход, мм	50	50
Пропускная способность, м <sup>3</sup> /ч	250	300
Диапазоны температур окружающей среды, °С	От -50 до +50	От -45 до +50
Погрешность, %	1	1
Выходной сигнал	4-20 мА	4-20 мА
Средняя наработка на отказ, ч.	75 000	50 000
Цена, руб.	91 000	102 500

Выбор сделан в пользу датчика СВГ.М-160, имеющего более низкую стоимость при большей надежности. Данный датчик крепится к трубе с помощью фланца.

### 3.2.4 Датчик уровня

Датчик уровня устанавливается в сепараторе, и определяет уровень нефтяной смеси, находящейся в нем для регулирования процента наполнения сепаратора. На выбор предлагаются датчики уровня Rosemount 2120 (справа на рис. 8) и поплавковым уровнемером ПМП062 (слева на рис. 8).



Рисунок 8 – Датчики уровня

Уровнемер Rosemount 2120 это уровнемер для измерения уровня жидкости. Данный датчик имеет высокую надежность, простоту использования, а также очень широкие возможности для его интеграции и подключения в систему АСУ ТП.

«Сигнализатор Rosemount 2120 работает по принципу камертона. Пьезоэлектрический кристалл возбуждает колебания камертонной вилки с ее собственной частотой. Изменение этой частоты непрерывно отслеживается. Частота колебаний сенсора с вибрирующей вилкой изменяется в зависимости от среды, в которую он погружен. Чем плотнее среда, тем ниже частота» [11].

«Измерение уровня жидкости в поплавковом уровнемере осуществляется при помощи поплавка со встроенным магнитом, который магнитным полем воздействует на чувствительные элементы (герконы). Благодаря установки герконов в ряд с определенным интервалом и

соединением их через резисторы ( $R_1...R_{n-1}$ ) по схеме резистивного делителя напряжения достигается непрерывное измерение с шагом 5 мм. Линейность измерения обеспечивается одинаковыми номиналами высокоточных резисторов, имеющий одинаковый температурный коэффициент сопротивления.» [12].

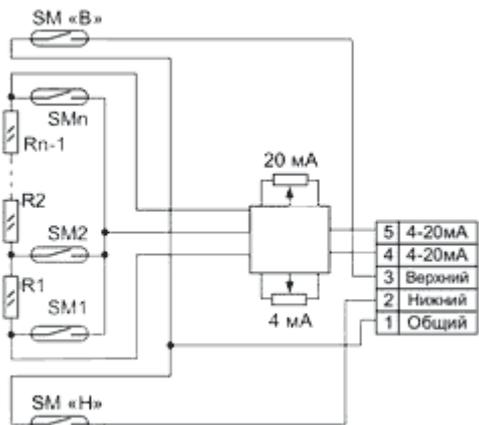


Рисунок 9 – Электрическая схема ПМП-062

Для удобства, сведем параметры этих датчиков в таблицу:

Таблица 8 – Сравнение характеристик датчиков уровня

	Rosemount 2120	ПМП-062
Точность измерений, %	1	0,2
Средняя наработка на отказ, ч.	150 000	100 000
Температура рабочей среды, °C	от -40 до +150	от -50 до +80
Выходной сигнал	4-20 мА	4-20 мА
Температура окружающей среды, °C	от -40 до +80	от -50 до +60
Цена, руб.	От 24 000	От 17 000

В данном случае, выбор остановился на поплавковом уровнемере ПМП-062. Он обладает большей точностью измерений, при меньшей стоимости. Также он прост в обслуживании и ремонте.

### 3.2.5 Выбор исполнительного устройства

Для управления расходами нефти и газа требуется выбрать исполнительное устройство. Клапаны регулирующие предназначены для управления потоком в трубопроводе. На рисунке 10 приведены два наиболее подходящих по характеристикам регулирующих клапана. Клапан 25с945нж (слева) является односедельным, а клапан 25ч940нж (справа) двухседельным.

Двухседельный клапан, регулирующий используется для разделения разнородных жидкостей в одном корпусе клапана и предотвращения попадания в продукт не технических и прочих жидкостей. Данные клапана широко используются в различных отраслях производства.



Рисунок 10 – Исполнительные устройства

Таблица 9 – Технические характеристики исполнительных устройств

	25с945нж Ду 50	25ч940нж Ду 50
Напряжение питания, В	24	24
Рабочая температура, °С	от -20 до +150	-40 до +425
Средняя наработка на отказ, ч.	10 000	10 000
Пропускная способность, м <sup>3</sup> /ч	32	40
Стоимость, руб.	39 472	56 595

Выбор был сделан в пользу, двухседельного клапана 25ч940нж. Несмотря на более высокую стоимость, данный клапан необходимо использовать всего один, нежели односедельный клапан.

### 3.2.6 Газосигнализатор

Газосигнализаторы предназначены для контроля кислорода, горючих и токсичных газов в воздухе рабочей зоны. Возможно управление внешними устройствами - включение аварийной вентиляции, сирены, клапана и т.п.



Рисунок 11 – Газосигнализаторы

Рассматривалось два газосигнализатора: ГСМ-05 и ОКА-92МТ.

Газоанализатор ГСМ-05 предназначен для применения на опасных промышленных объектах в качестве устройства, обеспечивающего измерение загазованности взрывоопасных газов и их смесей.

ГСМ-05 применяется для контроля концентраций паров, газов и их смесей во взрывоопасных зонах и помещениях. Однако диапазон температур контролируемой среды должен находиться в пределах от -60 до +50 °С.

Применяемые термokatалитические датчики имеют широкий спектр детектируемых взрывоопасных газов и паров. Датчики сигнализации имеют два исполнения: с диффузионной или принудительной подачей контролируемой среды. Датчики выполнены во взрывобезопасном исполнении с маркировкой по взрывозащите 1ExdIICT4 (IIС – водород, сероуглерод).

Функции газосигнализатора ГСМ-05:

- сигнализация при достижении критической отметки концентрации какого-либо газа,
- программно существует возможность сформировать два порога сигнализации,
- большое разнообразие средств и методов калибровки и диагностики.

Интерфейсы связи: аналоговый сигнал (4-20 мА) и интерфейс RS-485 с протоколом Modbus RTU.

Газоанализатор ОКА-92МТ имеет индикацию показаний:

- Релейные выходы (Для стационарных исполнений),
- Токовые выходы по запросу (0–5мА или 4–20мА),
- Встроенная световая и звуковая сигнализация.

Особенности данного газоанализатора:

- Суммарное количество датчиков до 16 в любых сочетаниях (для стационарного исполнения);
- Комплектуется блоками реле для коммутации исполнительных устройств;
  - Связь с компьютером (интерфейс RS-232) (для стационарных исполнений);
  - Возможность соединения блоков датчиков с блоком индикации “звездой” и “гирляндой” (Для стационарных исполнений);
  - Возможно взрывозащищенное исполнение блоков датчиков, с маркировкой взрывозащиты 1ExibПВТ6 (1 – взрывобезопасное оборудование, Ex – знак соответствия стандартам взрывозащищенности, i – искробезопасная электрическая цепь, Т6 – от 85 до 100 °С);
  - Возможно исполнение блоков датчиков, устойчивых к влажной и агрессивной среде;

- Особенно удобны, когда в ходе эксплуатации необходим оперативный монтаж/демонтаж блоков газоанализатора.

Сравним параметры предложенных газоанализаторов:

Таблица 10 – Сравнение характеристик газосигнализаторов

	ГСМ-05	ОКА-92МТ
Температура контролируемой среды, °С	от -60 до +50	от -40 до +50
Предел допускаемой основной абсолютной погрешности, % НКПР (нижний концентрационный предел)	±5,0	±5,0
Выходной сигнал	4-20 мА	4-20 мА
Температура окружающей среды, °С	от 0 до +50	от +5 до +50
Средняя наработка на отказ, ч.	30 000	15 000
Цена, руб.	от 40000	от 45 000

Оба газосигнализатора имеют подходящие параметры, однако выбор сделан в пользу ГСМ – 05, поскольку он имеет большую надежность. Так же данный газоанализатор имеет меньшую стоимость по сравнению с конкурентом. Крепится газоанализатор на кронштейн.

### 3.3 Разработка схемы внешних проводок

Схема внешних электрических проводок приведена в приложении В. АГЗУ включает в себя следующие первичные и внешитовые приборы:

- Газосигнализатор ГСМ-05,
- Датчик уровня нефти ПМП-062,
- Датчики давления Метран-150,
- Датчик расхода нефти МИГ-50,
- Датчик расхода газа СВГ.М-160.

Для передачи сигналов от перечисленных выше датчиков на щит КИПиА выбран кабель контрольный с токопроводящей медной жилой в ПВХ

оболочке с ПВХ изоляцией экранированный не поддерживающий горение (КВВГ э нг 4х2.5 и 10х2.5).

«Конструкция:

- 1) токопроводящая жила – медная проволока;
- 2) изоляция – ПВХ;
- 3) оболочка – ПВХ;
- 4) экран.

Кабель КВВГ применяется для прокладки в помещениях, каналах, туннелях в условиях агрессивной среды, при отсутствии механических воздействий на кабель» [13].

Технические и эксплуатационные характеристики кабелей КВВГ представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Характеристики кабеля КВВГ

Температура окружающей среды при эксплуатации	от $-50^{\circ}\text{C}$ до $+50^{\circ}\text{C}$
Относительная влажность воздуха (при $t +35^{\circ}\text{C}$ )	98%
Минимальная $t^{\circ}$ прокладки кабеля без предварительного подогрева	$+70^{\circ}\text{C}$
Минимально допустимый радиус изгиба при прокладке (при $t$ не ниже $0^{\circ}\text{C}$ ): - с наружным диаметром до 10 мм включительно - с наружным диаметром свыше 10 мм до 25 мм включительно	3 диам. кабеля  4 диам. кабеля
Срок службы - при прокладке в земле (траншеях) и на эстакадах - при прокладке в помещениях, каналах, туннелях	15 лет  25 лет
Гарантийный срок эксплуатации	3 года

## **4 Выбор алгоритмов управления АС ГЗУ**

В автоматизированных системах управления существуют разные уровни управления. В соответствии с этим, существуют разные алгоритмы управления:

- алгоритмы защиты (ПАЗ, как правило, реализуются на ПЛК),
- релейные/ПИД алгоритмы для регулирования параметров технологического оборудования, например, управление положением рабочего органа, уровнем и т.д.,
- запуск либо остановка технологического оборудования (реализуются на ПЛК и в SCADA-системе)
- другие алгоритмы.

В ходе работы по данному проекту разработан алгоритм сбора данных измерений. Для его представления используется ГОСТ 19.002.

### **4.1 Алгоритм сбора данных измерений**

Алгоритм сбора данных измерений представлен в альбоме схем в приложении Г. Алгоритм сбора данных измерений подробно показывает последовательность действий, происходящих в технологическом процессе в ходе работы АГЗУ.

### **4.2 Алгоритм автоматического регулирования параметра**

Разработанная система автоматического регулирования регулирует такие технологические параметры, как уровень жидкости в сепараторе и давление газа в сепарационной емкости. Из-за схожести принципов далее представим пример разработки и настройки одного контура управления, а именно контура регулирования уровня в сепараторе.

Разработанная САР основана на методе дросселирования потока, то есть регулирования расхода нефти в трубопроводе с помощью регулирующего органа (клапана).

Для простоты расчетов условимся, что сепаратор имеет форму идеального цилиндра. Для нахождения площади поперечного сечения примем радиус сепарационной емкости  $R=0.4$  м.

Площадь поперечного сечения рассчитаем по формуле  $S_{п.сеч}=\pi \cdot R^2$ .

Коэффициент  $k_{п}$  найдем как отношение диапазона тока к диапазону хода плунжера клапана:  $k_{п} = 25/(20-4) = 1.5625$ .

Исходные данные приведены в таблице 11.

Таблица 12 – Исходные данные

$k_{п}$	$F_{out}$	$F_{in}$	$1/S_{п.сеч}, M^2$
1.5625	0.035	0.7	1.989

Модель системы, спроектированной в Simulink, представлена на рисунке 21.

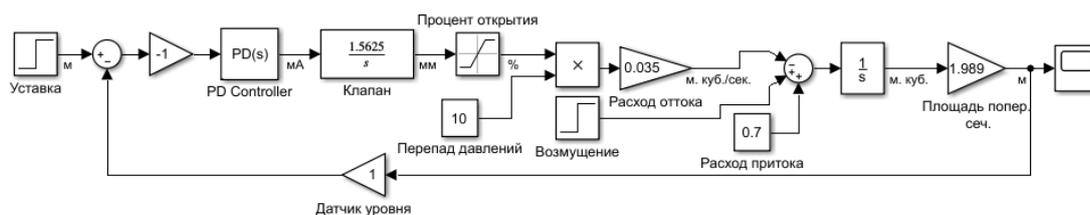


Рисунок 12 – Модель в MatLab Simulink

В ходе настройки контура регулирования было выявлено, что для его работы достаточно ПД-регулятора. Влияние каждого регулятора в замкнутой системе показано в таблице 13.

Таблица 13 – Влияние коэффициентов регулятора на систему

Тип звена	Время нарастания	Перерегулирование	Время переходного процесса	Статическая ошибка
$K_p$	Уменьшает	Увеличивает	Слабо влияет	Уменьшает
$K_I$	Уменьшает	Увеличивает	Увеличивает	Исключает
$K_D$	Слабо влияет	Уменьшает	Уменьшает	Слабо влияет

Данная таблица носит рекомендательный характер, так как изменение одного коэффициента может незначительно изменить влияние другого.

С помощью настройки были получены следующие коэффициенты ПИД-регулятора:

Proportional (P): 3  
Derivative (D): 14

Рисунок 13 – Полученные коэффициенты ПД-регулятора

Полученную в ходе моделирования переходную характеристику может увидеть на следующем рисунке:

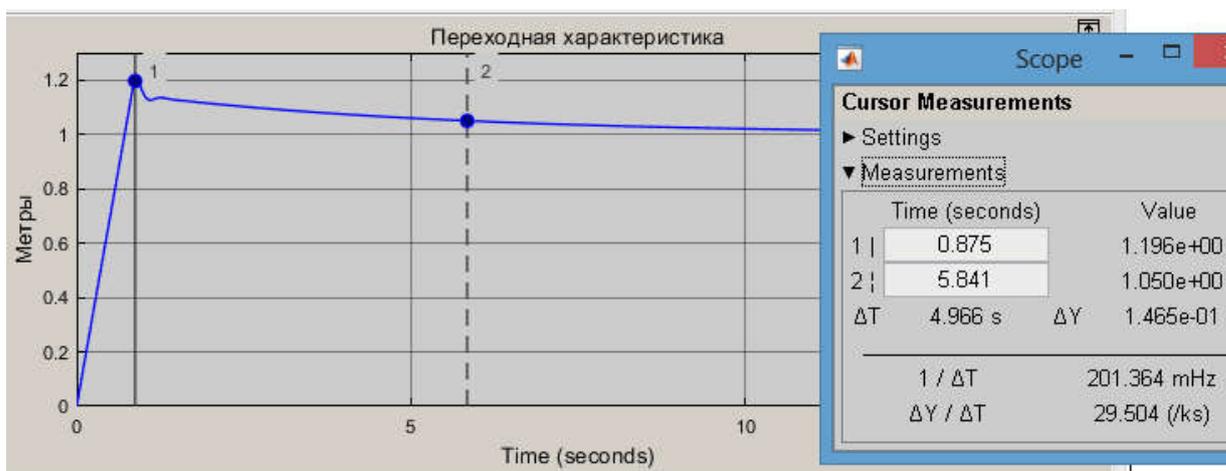


Рисунок 14 – Переходная характеристика

Из рисунка видно, что система получилась устойчивой, время переходного процесса, получившееся 5.8 сек., так же в системе присутствует перерегулирование, которое не удалось убрать. Перерегулирование составляет 19.6%.



Рисунок 15 – Переходная характеристика системы при воздействии отклонения

## 5 Разработка экранных форм

«SCADA - программный пакет, предназначенный для разработки или обеспечения работы в реальном времени систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации об объекте мониторинга или управления» [15].

Исходя из определения SCADA-системы, можно выделить ее возможности:

- сбор информации от устройств нижнего уровня,
- хранение, архивирование собранной информации для последующей обработки, например, для создания архивов, реализации на собранных данных аварийной сигнализации и др.,
- наглядное представление технологического процесса для оператора, то есть оператор в удобной для него форме наблюдает за данными датчиков, установленных непосредственно на объекте управления данной SCADA-системы,
- возможность взаимодействия с технологическим процессом, - передача управляющих команд,
- обмен информацией с другими программами,
- формирование отчетов.

В рамках бакалаврской подготовки было изучено программное обеспечение SCADA Infinity. SCADA Infinity — интегрированная среда разработки программного обеспечения систем автоматизации технологических процессов от уровня приводов и контроллеров до уровня человеко-машинного интерфейса.

Данное ПО включает в себя программный пакет Infinity HMI, позволяющий разрабатывать человеко-машинный интерфейс. Так как имеется опыт работы в данной программе, мнемосхема для управления технологическим процессом выполнена именно в ней. Разработанная экранная форма представлена в приложении Д. Дерево экранных форм в приложении Е.

Данная мнемосхема в удобном для оператора виде позволяет отслеживать замер дебита выбранной скважины. Замер производится 3 раза, а также выводится сумма всех трех замеров. Оператор может выбрать скважину, на которой необходимо замерить дебит. С помощью опции “Опрос” оператор может считать код ПСМ, если, например, ПСМ был переключен вручную на месте слесарем КИПиА, тогда система должна сама определить, на какой скважине сейчас находится ПСМ. Оператор может заблокировать/разблокировать гидропривод, управлять вытяжкой. Видит давление общего коллектора, состояние двери БП, и состояние противопожарной сигнализации.

Цвета, используемые для отображения аналогового сигнала:

- Серый цвет – параметр в норме
- Желтый цвет – параметр достиг допустимого значения
- Красный цвет – параметр достиг предельного значения
- Синий цвет – параметр недостоверен

Прямоугольники с серым фоном используются для индикации дискретного состояния работы всей системы:

- Красный цвет – состояние действует
- Серый цвет – состояние бездействия

Мнемознак индикации трубы «паука» необходим для отображения процесса движения среды по трубопроводу:

- Зеленый цвет – среда движется по подсвеченной трубе;
- Прозрачный – среда не движется по данному отводу.

Мнемознак индикации срабатывания пожарной сигнализации:

- Красный мигающий цвет – сработала пожарная сигнализация;
- Серый цвет – пожарная сигнализация неактивна.

## **6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

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

#### **6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования**

В этом разделе проведено технико-экономическое обоснование разработки проекта. Доказана экономическая эффективность данного проекта в сравнении с другими вариантами.

В данной бакалаврской работе рассматривается модификация автоматизированной групповой замерной установки. АГЗУ предназначены для определения количества жидкости, добываемой из нефтяных скважин, и контроля их работы на нефтяных месторождениях. Эксплуатационное назначение установок заключается в обеспечении контроля за технологическими режимами работ нефтяных скважин. Цель дипломной работы – повысить метрологические характеристики, а также разработать систему диспетчерского управления данной установки.

#### **6.1.2 Анализ конкурентных технических решений**

Потенциальные потребители – предприятия, осуществляющие добычу нефти. АГЗУ используются на любом предприятии, на котором производится добыча нефти, например, “Газпромнефть”, “Лукойл”, “Сургутнефтегаз” и т.д. Поэтому разработка и усовершенствование данной установки являются целесообразными. Разработаем карту сегментирования, чтобы увидеть, какие ниши на рынке не заняты конкурентами или где уровень конкуренции низок.

Таблица 14. Карта сегментирования рынка услуг

Размер компаний	Вид установки	
	АГЗУ без модификаций	АГЗУ модернизированные

	Крупные		Б
	Средние		Б
	Мелкие	А	

Судя по карте сегментирования, наибольший интерес представляют крупные и средние компании, поэтому именно на них и стоит ориентироваться.

В качестве конкурентных технических решений будем рассматривать АГЗУ «Спутник» и «Дельта». АГЗУ типа «Спутник» получили очень широкое распространение за счет достаточно высокой надежности, и за счет своей относительно небольшой цены. Однако, небольшая цена данной установки объясняется тем, что в установке используются старые датчики, цены на которые, по сравнению с новыми, конечно, ниже. Также, старые датчики обладают менее точными метрологическими характеристиками, и меньшей надежностью.

Главная особенность установок «Дельта» - это то, что они предназначены для непрерывного измерения количества жидкости одновременно во всех подключенных скважинах. Однако, это отражается на стоимости установки, её долговечности и стоимости ее обслуживания.

Решение, предложенное в данной работе, обладает высокими метрологическими характеристиками (обусловлено выбором современных датчиков), высокой надежностью, простотой эксплуатации.

Проведем анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения с помощью оценочной карты.

Таблица 15. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>

1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Надежность	0,3	4,5	4	4	1,35	1,2	1,2
Простота эксплуатации	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
Удобство эксплуатации	0,1	4	4	5	0,4	0,4	0,5
Повышение производительности труда	0,2	4	3	4,5	0,8	0,6	0,9
Долговечность	0,1	3,5	3	2,5	0,35	0,3	0,25
Экономические критерии оценки эффективности							
Цена	0,1	2	5	4	0,2	0,5	0,4
Обслуживание	0,15	5	5	4	0,75	0,75	0,6
Итого	1				4,1	3,95	4,05

$B_{\phi}$  – разработанная система;  $B_{к1}$  – система «Спутник»;  $B_{к2}$  – система «Дельта».

Анализ конкурентных технических решений рассчитаем по формуле 1:

$$K = \sum V_i \cdot B_i \quad (3)$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

$V_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Анализируя оценочную карту, можно сделать вывод, что разработанная система выигрывает у конкурентов по техническим критериям, но значительно проигрывает им по цене, а, следовательно, и по экономическим параметрам в целом.

### 6.1.3 Технология QuaD

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект. По своему содержанию данный инструмент близок к методике оценки конкурентных технических решений. Технология может

использоваться при проведении различных маркетинговых исследований, существенным образом снижая их трудоемкость и повышая точность и достоверность результатов.

Таблица 16. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
1	2	3	4	5	6
<b>Показатели оценки качества разработки</b>					
Надежность	0,3	90	100	0,9	0,27
Простота эксплуатации	0,1	50	100	0,5	0,05
Удобство эксплуатации	0,1	50	100	0,5	0,16
Повышение производительности и труда	0,2	80	100	0,8	0,16
Долговечность	0,1	50	100	0,5	0,05
<b>Показатели оценки коммерческого потенциала разработки</b>					
Цена	0,05	25	100	0,25	0,0125
Обслуживание	0,15	75	100	0,75	0,1125
Итого	1		100		0,705

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$P_{ср} = \sum P_i \cdot 100$ , где  $P_{ср}$  – средневзвешенное значение показателей качества и перспективности научной разработки;  $P_i$  – средневзвешенное значение показателя. Значение  $P_{ср}$  позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Если значение показателя  $P_{ср}$

получилось от 100 до 80, то такая разработка считается перспективной. Если от 79 до 60 – то перспективность выше среднего. Если от 69 до 40 – то перспективность средняя. Если от 39 до 20 – то перспективность ниже среднего. Если 19 и ниже – то перспективность крайне низкая.

$$P_{\text{ср}} = \sum P_i \cdot 100 = 0,705 \cdot 100 = 70,5 \quad (4)$$

#### **Вывод:**

По результатам оценки качества и перспективности разработка имеет перспективную оценку ( $P_{\text{ср}} = 70,5$ ).

#### **6.1.4 SWOT-анализ**

*SWOT* – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Он проводится в несколько этапов. Составляем результирующую матрицу SWOT.

Таблица 17. Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны:</p> <p>С1. Цена обслуживания.</p> <p>С2. Простота.</p> <p>С3. Надежность.</p>	<p>Слабые стороны:</p> <p>Сл1. Более высокая цена, по сравнению с конкурентами.</p> <p>Сл2. Средняя долговечность.</p> <p>Сл3. Сложности при пусконаладке.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Старение большинства систем замера количества добываемой нефтежидкостной смеси.</p> <p>В2. Договоры с крупными добывающими компаниями в России.</p>	<p>В1С1С3 – так как множество установок покупается на долгосрочный период, цена обслуживания – один из главных факторов при выборе.</p> <p>В2С1С3 – за счет работы с крупными предприятиями можно улучшить повысить характеристики устройства.</p>	<p>В2Сл3 – сложности при пусконаладке исключается квалифицированным персоналом, уже осуществлявшим подобные процедуры. Такой персонал обязательно есть в любой крупной фирме.</p>

Угрозы: У1. Нет производственных доказательств надежности функционирования. У2. Нежелание многих компаний на изменения.	У1С1С2С3 – нет доказательств надежности функционирования системы на реальных предприятиях.	
---	--	--

## 6.2 Планирование научно-исследовательских работ

### 6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Группа участников состоит из студента и научного руководителя. Для выполнения научного исследования сформирован ряд работ, назначены должности исполнителя для каждого этапа работы (таблица 18).

Таблица 18. Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

№ Раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
1.	Выбор темы научного исследования	Студент
2.	Разработка ТЗ	Студент Руководитель
3.	Разработка стратегии и алгоритма выполнения работы	Студент Руководитель
4.	Подбор и изучение материалов по теме	Студент
5.	Анализ отобранного материала	Студент Руководитель
6.	Описание технологического процесса	Студент
7.	Разработка технической документации	Студент
8.	Подбор оборудования системы	Студент
9.	Разработка алгоритмов управления системы	Студент
10.	Написание раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Студент
11.	Написание раздела «Социальная ответственность»	Студент

12.	Проверка работы с руководителем	Студент Руководитель
13.	Составление пояснительной записки	Студент
14.	Подготовка презентации дипломного проекта	Студент

### 6.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Для определения трудоемкости работ будем использовать такие показатели как ожидаемое значение трудоемкости, продолжительность каждой работы, продолжительность выполнения  $i$  – ой работы в календарных днях, коэффициент календарности.

Для расчета ожидаемого значения продолжительности работ  $t_{ож}$  применяется следующая формула 5:

$$t_{ож} = \frac{3 \cdot t_{min} + 2 \cdot t_{max}}{5} \quad (5)$$

где  $t_{min}$  – минимальная трудоемкость  $i$ -ой работы, чел/дн.;

$t_{max}$  – максимальная трудоемкость  $i$ -ой работы, чел/дн.

Из расчета ожидаемой трудоемкости работ, определим продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями (формула 6).

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i} \quad (6)$$

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

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

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

Для построения диаграммы Ганта, переведем длительность каждого из этапов работ в календарные дни (формула 7).

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал} \quad (7)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле 8:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (8)$$

где  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году.

Коэффициент календарности:  $K_{\text{кал}} = 365 / (365 - 118) = 1,48$ .

Расчеты по трудоемкости выполнения работ приведены в таблице 19.

Таблица 19. Временные показатели проведения научного исследования

Название Работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{\text{min}}$ , чел-дни		$t_{\text{max}}$ , чел-дни		$t_{\text{ожи}}$ , чел-дни			
	Студент	Преподаватель	Студент	Преподаватель	Студент	Преподаватель	Одновременное выполнение работ	Одновременное выполнение работ
Выбор темы научного исследования	6	0	11	0	8	0	8	11.84
Разработка ТЗ	10	2	15	4	12	2.8	12	17.76
Разработка стратегии и алгоритма выполнения работы	7	3	11	5	8.6	3.8	8.6	12.73
Подбор и изучение материалов по теме	10	0	18	0	13.2	0	13.2	20

Анализ отобранного материала	3	3	4	4	3.4	3.4	3.4	5
Описание технологического процесса	1	0	3	0	1.8	0	1.8	2.67
Разработка технической документации	4	0	11	0	6.8	0	6.8	10
Подбор оборудования системы	3	0	7	0	4.6	0	4.6	6.8
Разработка алгоритмов управления системы	3	0	7	0	4.6	0	4.6	6.8
Написание раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	3	0	4	0	3.4	0	3.4	5
Написание раздела «Социальная ответственность»	2	0	3	0	2.4	0	2.4	3.6
Проверка работы с руководителем	3	3	5	5	3.8	3.8	3.8	5.6
Составление пояснительной записки	1	0	3	0	1.8	0	1.8	2.67
Подготовка презентации дипломного проекта	1	0	3	0	1.8	0	1.8	2.67
Итого	57	11	105	18	191	14	141	163

### 6.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

По данным из таблицы 19 «Временные показатели проведения научного исследования» создадим диаграмму Ганта, которая строилась при максимальном количестве дней при каждом процессе. Данная диаграмма представлена на рисунке 16. Синий цвет – работа научного руководителя, желтый – индивидуальная работа студента.

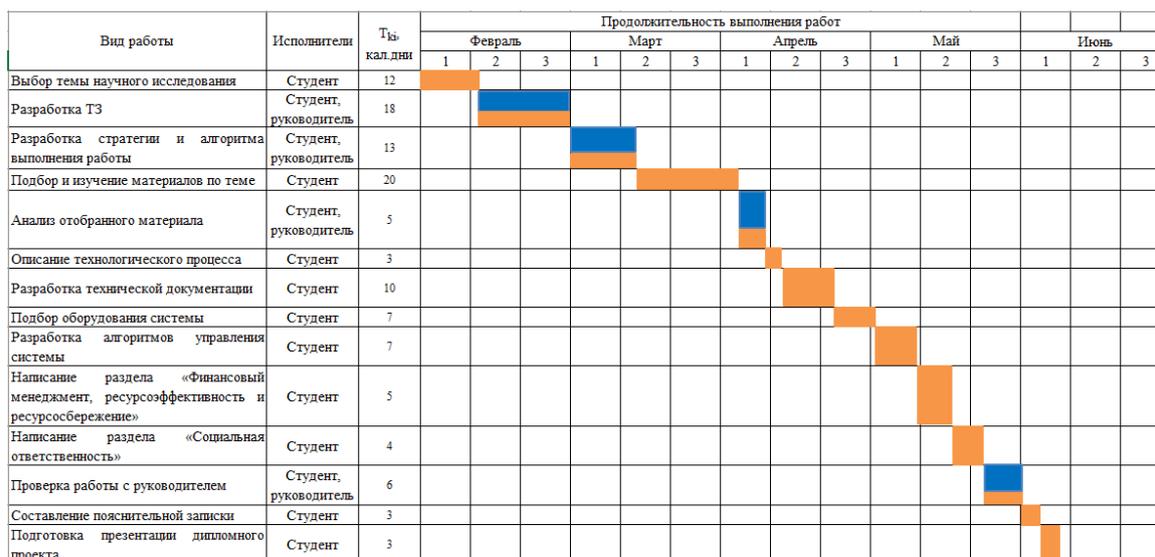


Рисунок 16 – Диаграмма Ганта

### 6.2.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Бюджет научно-технического исследования должен быть основан на достоверном отображении всех видов расходов, связанных выполнением проекта. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных работ;
- заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).

#### 6.2.4.1 Расчет материальных затрат НТИ

Для вычисления материальных затрат воспользуемся следующей формулой 9:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{\text{рас xi}}, \quad (9)$$

где  $m$  – количество видов материальных ресурсов;

$N_{\text{рас xi}}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.);

$\Pi_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов;

$k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Для разработки данного научного проекта необходимы следующие материальные ресурсы: ноутбук, канцелярские товары, печатная бумага, принтер (таблица 20).

Таблица 20. Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена (руб.)
Ноутбук	Шт.	1	37000
Канцелярские товары	Шт.	1	300
Печатная бумага	Пачка	1	200
Принтер	шт.	1	3000
Итого (руб.)		40500	

#### 6.2.4.2 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату (формула 10):

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (10)$$

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле 11:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (11)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

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

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

при отпуске в 72 раб. дней  $M=9,6$ .

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 21).

Таблица 21. Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	119	119
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	48	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	198	174

Месячный должностной оклад работника (формула 12):

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (12)$$

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

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

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

$k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 22.

Таблица 22. Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$ , руб.	$k_p$	$Z_m$ , руб.	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель	27484	1,3	57166,72	3233	15	48495
Студент	1692	1,3	2200	131	196	25676

### 6.2.4.3 Дополнительная заработная плата

Дополнительная заработная плата включает заработную плату за не отработанное рабочее время, но гарантированную действующим законодательством.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле 13:

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

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

$k_{\text{доп}}$  равен 0,12. Результаты по расчетам дополнительной заработной платы сведены в таблицу 23.

Таблица 23. Затраты на дополнительную заработную плату

Исполнители	Основная зарплата (руб.)	Коэффициент дополнительной заработной платы ( $k_{\text{доп}}$ )	Дополнительная зарплата (руб.)
Руководитель	48495	0,12	5819,5
Студент	25676	0,12	3081,12
Итого:			8900,62

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

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из формулы 14:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (14)$$

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

На 2017 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2017 году пониженная ставка – 27,1%.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 24.

Таблица 24. Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	48495	5819,5
Студент	25676	3081,12
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30%	
Итого		
Руководитель	16294,35	
Студент	8627,16	

#### 6.2.4.5 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 25.

Таблица 25. Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	
	Руководитель	Студент
1. Материальные затраты НИИ	0	40500
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	48495	25676
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	5819,5	3081,12
4. Отчисления во внебюджетные фонды	16294,35	8627,16
Бюджет затрат НИИ	70608,85	77884,28

### 6.3 Определение ресурсной, финансовой и экономической эффективности исследования

Интегральный финансовый показатель разработки находится по формуле:

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

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп. } i}$  – финансовый интегральный показатель разработки;  $\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;  $\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

$\Phi_{\text{max}}$  зависит от сложности проектируемой системы. На сложность проекта влияет большая совокупность факторов, поэтому точно оценить величину  $\Phi_{\text{max}}$  невозможно. Примем, что стоимость выполнения проекта модернизации АГЗУ в компании “ОЗНА сервис”, равняется 3 261 840,06 руб., в компании “ТехМонтаж” 2 987 906,89 руб., у студента с руководителем на 20-30% дешевле, т.е. 2 091 534,83 руб.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп. студент}} = \frac{2\,091\,534,83}{3\,261\,840,06} = 0,64 \quad (16)$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп. ОЗНА сервис}} = \frac{3\,261\,840,06}{3\,261\,840,06} = 1 \quad (17)$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп. ТехМонтаж}} = \frac{2\,987\,906,89}{3\,261\,840,06} = 0,92 \quad (18)$$

Таблица 26. Оценочная карта для сравнения эффективности

Объект исследования / Критерии	Весовой коэффициент параметра	Студент	ОЗНА сервис	ТехМонтаж
Способствует росту производительности труда	0,3	4	5	4
Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям)	0,3	5	5	4

потребителей)				
Помехоустойчивость	0,05	4	5	4
Энергосбережение	0,05	4	4	3
Надежность	0,15	4	4	4
Материалоемкость	0,15	4	5	5
Итого	1			

В результате расчётов получились следующие показатели:  $I_{\text{студент}}=4,3$ ;  $I_{\text{ОЗНА сервис}}=4,75$ ;  $I_{\text{ТехМонтаж}}=4,1$ . Теперь определим интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки  $I_{\text{исп.i}}$ :

$$I_{\text{студент}} = \frac{4,3}{0,64} = 6,72 \quad (19)$$

$$I_{\text{ОЗНА сервис}} = \frac{4,75}{1} = 4,75 \quad (20)$$

$$I_{\text{ТехМонтаж}} = \frac{4,1}{0,92} = 4,46 \quad (21)$$

А также рассчитаем сравнительную эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср1}} = \frac{6,72}{6,72} = 1 \quad (22)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср2}} = \frac{4,75}{6,72} = 0,7 \quad (23)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср3}} = \frac{4,46}{6,72} = 0,66 \quad (24)$$

Таблица 27. Сводная таблица показателей

Показатель	Студент	ОЗНА сервис	ТехМонтаж
Интегральный финансовый показатель разработки	0,64	1	0,92
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,3	4,75	4,1
Интегральный показатель эффективности	6,72	4,75	4,46
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,71	0,66

Исходя из полученных результатов можно сделать вывод, что разработанный проект выделяется по таким показателям как: эффективность и финансовый показатель. По ресурсоэффективности данный проект не сильно отстает от лидера по этому показателю.

Финансовые ресурсы, затраченные на данное исследование, составляют 148493,13 рублей. Срок окупаемости проекта должен быть небольшим, угрозы, описанные в SWOT-анализе, не являются критическими, и не должны повлиять на успешность выхода разработки на рынок. К тому же, огромное значение для большинства предприятий имеют стоимость обслуживания, и надежность системы, в разработанном проекте, по предварительным данным, оба параметра находятся на высоком уровне, что должно заинтересовать предприятия. Проект находится на стадии доработки технической документации и моделирования отдельных узлов системы, за которым последует моделирование системы в целом.

## **7 Социальная ответственность**

### **7.1 Введение**

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются вопросы влияния тех или иных вредных и опасных факторов на рабочий персонал. К решению данных вопросов подходили с точки зрения минимизации негативных последствий уже на стадии проектирования системы.

В рамках выпускной квалификационной работы рассматривается система диспетчерского управления автоматизированной групповой замерной установки. АГЗУ предназначены для определения количества жидкости, добываемой из нефтяных скважин, и контроля их работы на нефтяных месторождениях. Эксплуатационное назначение установок заключается в обеспечении контроля за технологическими режимами работ нефтяных скважин. Цель дипломной работы – повысить метрологические характеристики, а также разработать систему диспетчерского управления данной установки.

В проектируемой автоматизированной системе отдается предпочтение более современному и точному оборудованию и датчикам. В следствие этого все показатели неблагоприятных и опасных факторов соблюдены в пределах норм, установленных нормативными документами.

### **7.2 Защита информации**

Защита информации представляет собой принятие правовых, организационных и технических мер, направленных на:

- 1) обеспечение защиты информации от неправомерного доступа, уничтожения, модифицирования, блокирования, копирования, предоставления, распространения, а также от иных неправомерных действий в отношении такой информации;
- 2) соблюдение конфиденциальности информации ограниченного доступа;
- 3) реализацию права на доступ к информации.

Обладатель информации, оператор информационной системы в случаях, установленных законодательством Российской Федерации, обязаны обеспечить:

- 1) предотвращение несанкционированного доступа к информации и (или) передачи ее лицам, не имеющим права на доступ к информации;
- 2) своевременное обнаружение фактов несанкционированного доступа к информации;
- 3) предупреждение возможности неблагоприятных последствий нарушения порядка доступа к информации;
- 4) недопущение воздействия на технические средства обработки информации, в результате которого нарушается их функционирование;
- 5) возможность незамедлительного восстановления информации, модифицированной или уничтоженной вследствие несанкционированного доступа к ней;
- 6) постоянный контроль за обеспечением уровня защищенности информации;

В данной системе в дальнейшем предполагается внедрение программно-технических средств защиты информации, которые способны в режиме реального времени создать защищенный канал передачи данных, защищать сеть от несанкционированных и непреднамеренных попыток реконфигурации сети. Такие функции способны выполнять контроллеры защиты, например, FOBOS-10GS. Так же планируется ввести такие способы защиты информации, как идентификация и аутентификация. Идентификация – это механизм присвоения собственного уникального имени или образа пользователю, который взаимодействует с информацией. Аутентификация – это система способов проверки совпадения пользователя с тем образом, которому разрешен допуск. Простейшим способом идентификации можно назвать пароль.

Так же предусматривается реализация проверки целостности данных при передаче с помощью контрольных сумм. Контрольная сумма (хеш) — определенное значение, рассчитанное для данных с помощью известных

алгоритмов. Предназначается для проверки целостности данных при передаче. Наиболее распространенными алгоритмами являются: CRC32, MD5 и SHA-1.

CRC32 — (Cyclic redundancy code) Циклический избыточный код. Используется в работе программ архиваторов.

MD5 — используется не только для проверки целостности данных, но и позволяет получить довольно надежный идентификатор файла. Последний часто используется при поиске одинаковых файлов на компьютере, чтобы не сравнивать все содержимое, а сравнить только хеш.

SHA-1 — используется для проверки целостности загружаемых данных программой BitTorrent.

В данной системе проверка реализована с помощью сторонней утилиты, которая использует CRC32 алгоритм.

### **7.3 Надежность системы**

Обеспечение надёжности систем охватывает самые различные аспекты человеческой деятельности. Надёжность является одной из важнейших характеристик, учитываемых на этапах разработки, проектирования и эксплуатации самых различных технических систем.

При изучении вопросов надёжности рассматривают самые разнообразные объекты – изделия, сооружения, системы с их подсистемами. Надёжность изделия зависит от надёжности его элементов, и чем выше их надёжность, тем выше надёжность всего изделия.

В данной системе предполагается возможным провести резервирование основных узлов и агрегатов. Все клапаны зарезервированы ручной запорной арматурой. Так же система имеет высокую модульность, что способствует быстрому ремонту.

Датчики подобраны во взрывозащищенных корпусах в соответствие со стандартом ГОСТ Р 51330.0-99. Турбинный счетчик нефти МИГ-50 имеет маркировку взрывозащиты 1ExdIIВТ4, то есть: 1 – взрывобезопасное оборудование, Ex – соответствующее стандартам взрывозащищенности, d – с

взрывонепроницаемой оболочкой, ПВ – категория взрывоопасной смеси - этилен, с температурным классом Т4 – от 135 до 200 °С, установлен во взрывоопасной зоне. Корпус газоанализатора ГСМ-05 выполнен во взрывобезопасном исполнении с маркировкой по взрывозащите 1ExdIICT4 (ПС – водород, сероуглерод).

#### **7.4 Информирование диспетчера**

Информирование диспетчера осуществляется с помощью автоматизированной системы управления (АСУ). Основные параметры комфорта, экономичности и энергоэффективности зависят от качества реализации и эксплуатации АСУ.

По своему составу АСУ – наиболее сложный комплекс, объединяющий технические и программные средства, слаботочные и силовые электротехнические устройства, механические компоненты и компьютерные, коммуникационные технологии.

В нашем случае разработана SCADA система, отвечающая всем нормам по проектированию данных систем. Мнемосхема оператора является удобной, информативной, позволяет контролировать весь технологический процесс, предотвращая чрезвычайные ситуации.

На представленной в приложении Д в левом верхнем углу представлены индикаторы состояния некоторых узлов и элементов системы, такие как обогреватели, вентиляция и датчик загазованности. Среднюю область занимает упрощенное изображение установки с выведенными показаниями давлений и расходов по нефти и газу и уровня в сепараторе. Так же на мнемосхеме подсвечивается зеленым цветом отвод и номер скважины, с которой снимаются показания. Справа находятся кнопки управления режимом работы установки, запроса статистики/просмотра трендов и управление вентиляцией помещения. Всё это позволяет с удобством управлять установкой и не пропустить важных изменений в режиме работы АГЗУ.

## **7.5 Вывод**

В данной главе были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, с которыми можно столкнуться при проведении работ на АГЗУ.

Автоматизированная система обеспечивает более безопасный и надежный режим работы. У сотрудников предприятий, обслуживающих данную установку отсутствует необходимость постоянного пребывания в периметре автоматизированной групповой замерной установки благодаря дистанционной передачи показаний с датчиков на экран оператора. Тем самым снижается вероятность воздействия чрезвычайной ситуации на работника. Так же повышен уровень информационной защиты и общей надежности системы.

## **Заключение**

Результатом выполнения выпускной квалификационной работы стала модернизированная система диспетчерского управления групповой замерной установки. В ходе работы были разработаны функциональные схемы автоматизации по ГОСТ 21.408-13. Разработанные функциональные схемы автоматизации позволили определить состав и количество оборудования, необходимого для исполнения данной установки. Был выбран программируемый логический контроллер ОВЕН 110, позволяющий осуществлять сбор информации и ее обработку, и хранение. Спроектированная система внешних проводок позволяет определить порядок передачи сигналов с полевых устройств к щиту КИПиА.

Выбраны датчики, осуществляющие сбор данных на установке. Выбран датчик давления, расхода жидкости и газа, газосигнализатор, датчик уровня.

Разработаны экранные формы, предназначенные для осуществления управления оператор с его АРМ технологическим процессом. Разработан алгоритм сбора данных измерений. Для разработки системы управления выбрано ПО SCADA Infinity, позволяющее разрабатывать от простейших кнопочных панелей до сложных конфигураций уровня SCADA.

Разработанная установка учитывает последние тенденции автоматизации, такие как:

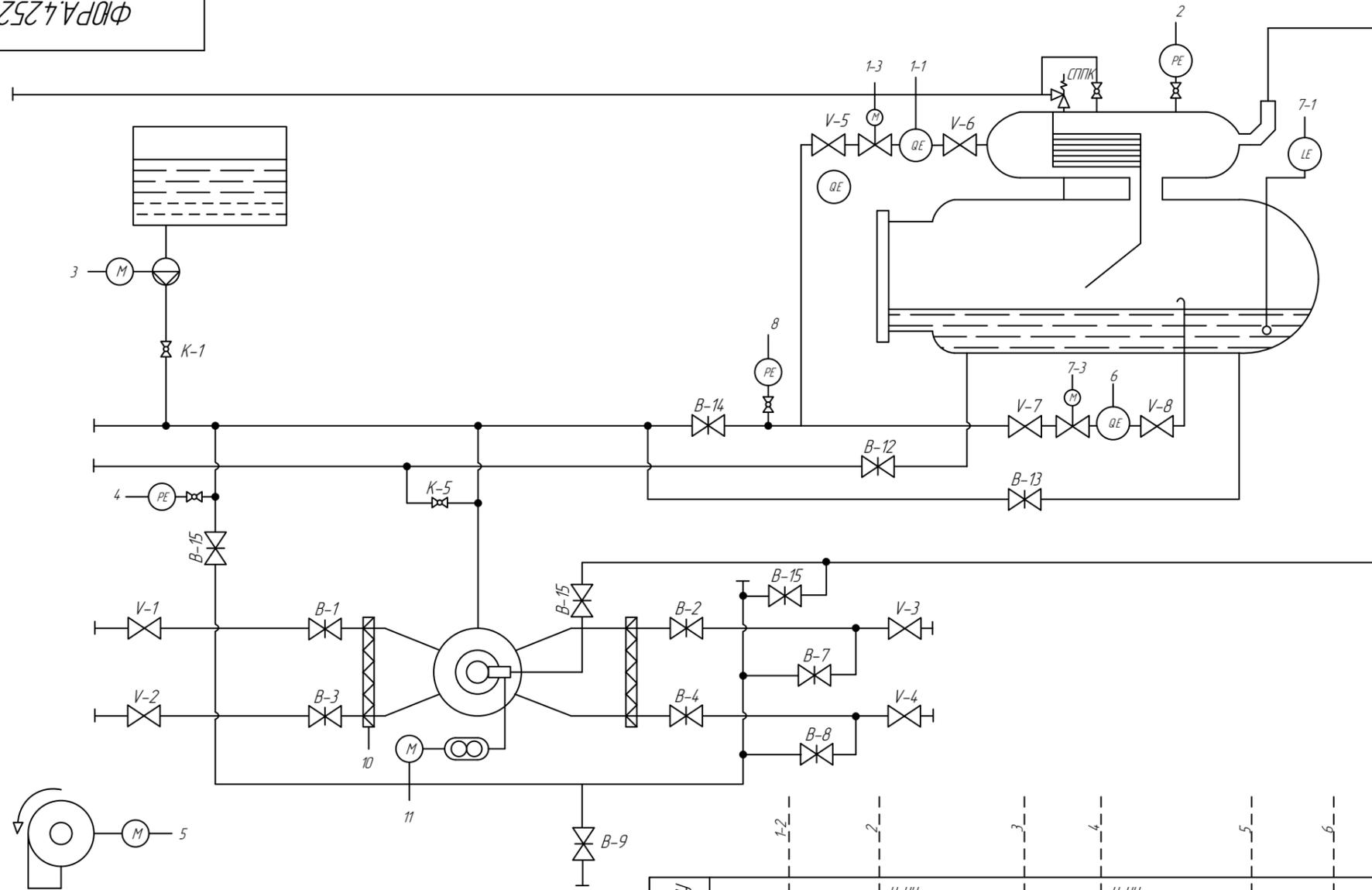
- взаимозаменяемость компонентов системы,
- экологическая и производственная безопасность,
- высокие метрологические показатели.

Разработанная АСУ ТП ГЗУ выполнена в соответствии с действующими требованиями Госстандарта и Госгортехнадзора, отраслевыми и ведомственными РД, а также в соответствии с международными стандартами.

## Список использованных источников

1. СН 512-78 «Инструкция по проектированию зданий и помещений для электронно-вычислительных машин». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://theor.jinr.ru/guide/norm/sn\\_512-78.pdf](http://theor.jinr.ru/guide/norm/sn_512-78.pdf), свободный.
2. ГОСТ 21552-84 «Средства вычислительной техники. Общие технические требования, приемка, методы испытаний, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение». - Москва: Изд-во стандартов, 1984. 2 с.
3. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». - Москва: Изд-во стандартов, 1988. 5 с.
4. ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое Обеспечение измерительных систем. Основные положения». – Москва: ФГУП ВНИИМС, 2002.
5. ГОСТ Р 8.615-2005 «Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования». – Москва: Стандартинформ, 2005.
6. ГОСТ 8.417-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин». Москва: Госстандарт России, 2002.
7. ГОСТ 24.104-85 «Автоматизированная система управления. Общие требования». - Москва: Изд-во стандартов, 1985. Приложение 2.
8. Временные методические указания по разработке технического задания на создание автоматизированных систем управления технологическими процессами. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293836/4293836559.htm>, свободный.
9. Датчики давления Метран-150. Руководство по эксплуатации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.logika-consortium.ru/wp-content/uploads/2016/07/Rukovodstvo-po-ekspluatatsii-1.pdf>, свободный.
10. Датчики расхода газа DYMETIC. Руководство по эксплуатации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.dymet.ru/pdf/1223\\_m\\_t\\_re.pdf](http://www.dymet.ru/pdf/1223_m_t_re.pdf), свободный.

11. Уровнемер ПМП-062. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.nppsensor.ru/download/UserManual/РЭ\\_ПМП-062.pdf](http://www.nppsensor.ru/download/UserManual/РЭ_ПМП-062.pdf), свободный. Сигнализатор уровня вибрационный. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/pm%20rosemount%20documents/00809-0107-4030.pdf>, свободный.
12. Счетчик газа вихревой. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://sibna.ru/upload/docs/catalog/schetchik/150\\_svg.pdf](https://sibna.ru/upload/docs/catalog/schetchik/150_svg.pdf), свободный.
13. Кабели КВВГ, КВВГЭ, КВВГз, КВВБГ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.podolskkabel.ru/catalog/kvvg\\_kvve\\_kvvgz](http://www.podolskkabel.ru/catalog/kvvg_kvve_kvvgz), свободный.
14. SCADA, определение, описание. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.bookasutp.ru/Chapter9\\_4.aspx](http://www.bookasutp.ru/Chapter9_4.aspx), свободный.
15. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы».
16. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».
17. СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки».
19. ГОСТ Р МЭК 60073-2000 «Интерфейс человекомашинный. Маркировка и обозначения органов управления и контрольных устройств. Правила кодирования информации»



По месту	1-2	2	3	4	5	6	7-2	8	9	10	11			
Шкаф управления	QT 100	PT 101 H HH L	H	NSA 102	PT 103 H HH L	H	NSA 104	QT 105	LT 106	PT 107 H HH L	QT 108 H L	H	NSA 109	ET 110
SCADA	Мониторинг	Регистрация	Управление											

Перф. прижм.

Справочный №

Подп. и дата

Инф. № дудл

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инф. № подл

# ФЮРА.4.25280.10

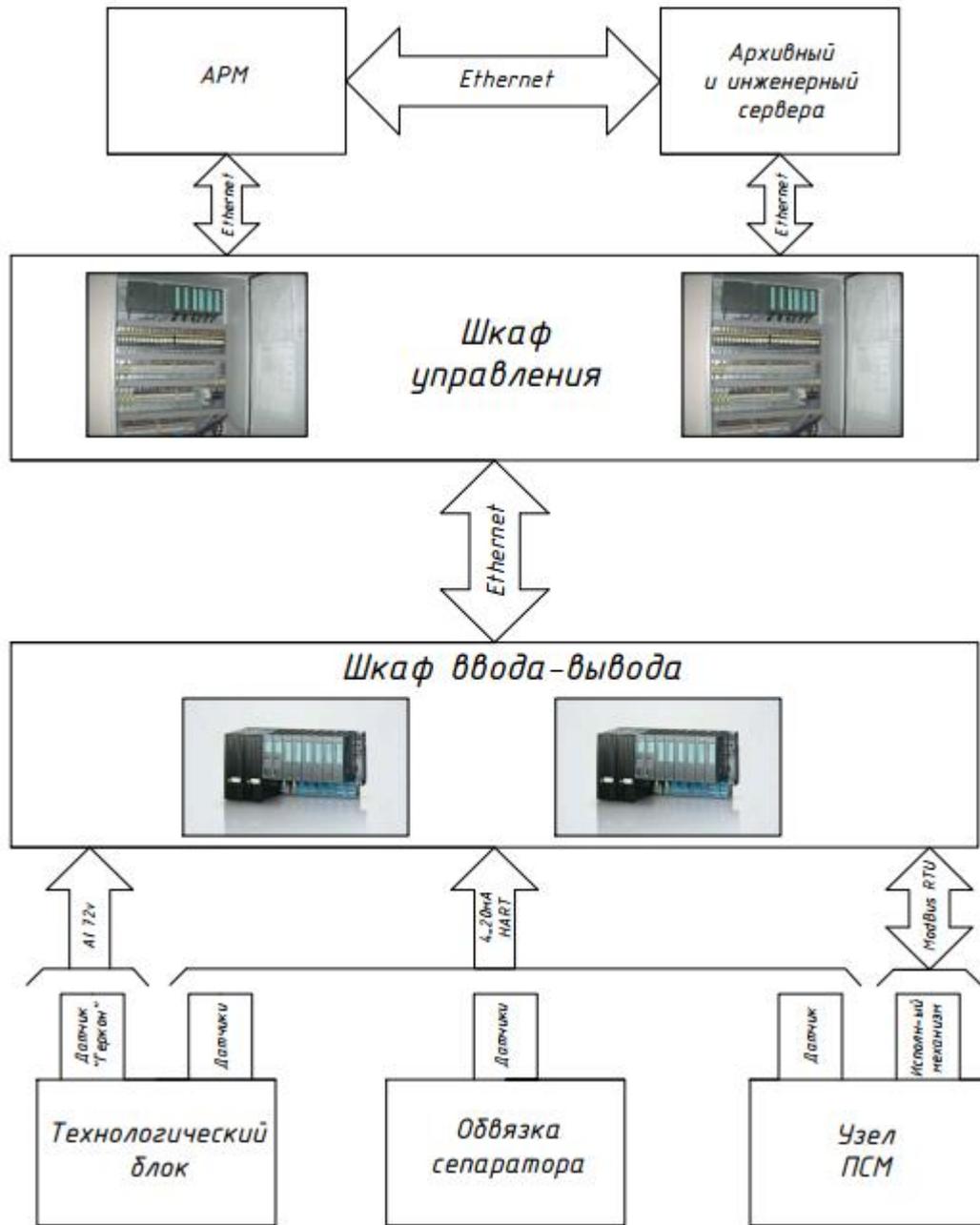
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Сизинцев Д. А.		
Проверил		Берчук Д. Ю.		
Т. Контр.				
Н. Контр.				
Утвердил				

Модернизация автоматизированной системы диспетчерского управления групповой замерной установки

Функциональная схема автоматизации

Лит.	Масса	Масштаб
у		
Лист 1	Листов 7	

ТПУ ИШИТР  
Группа 8Т4А



Перф. прил.ч.

Справочный №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Сизинцев Д. А.		
Проверил		Берчук Д. Ю.		
Т. Контр.				
Н. Контр.				
Утвердил				

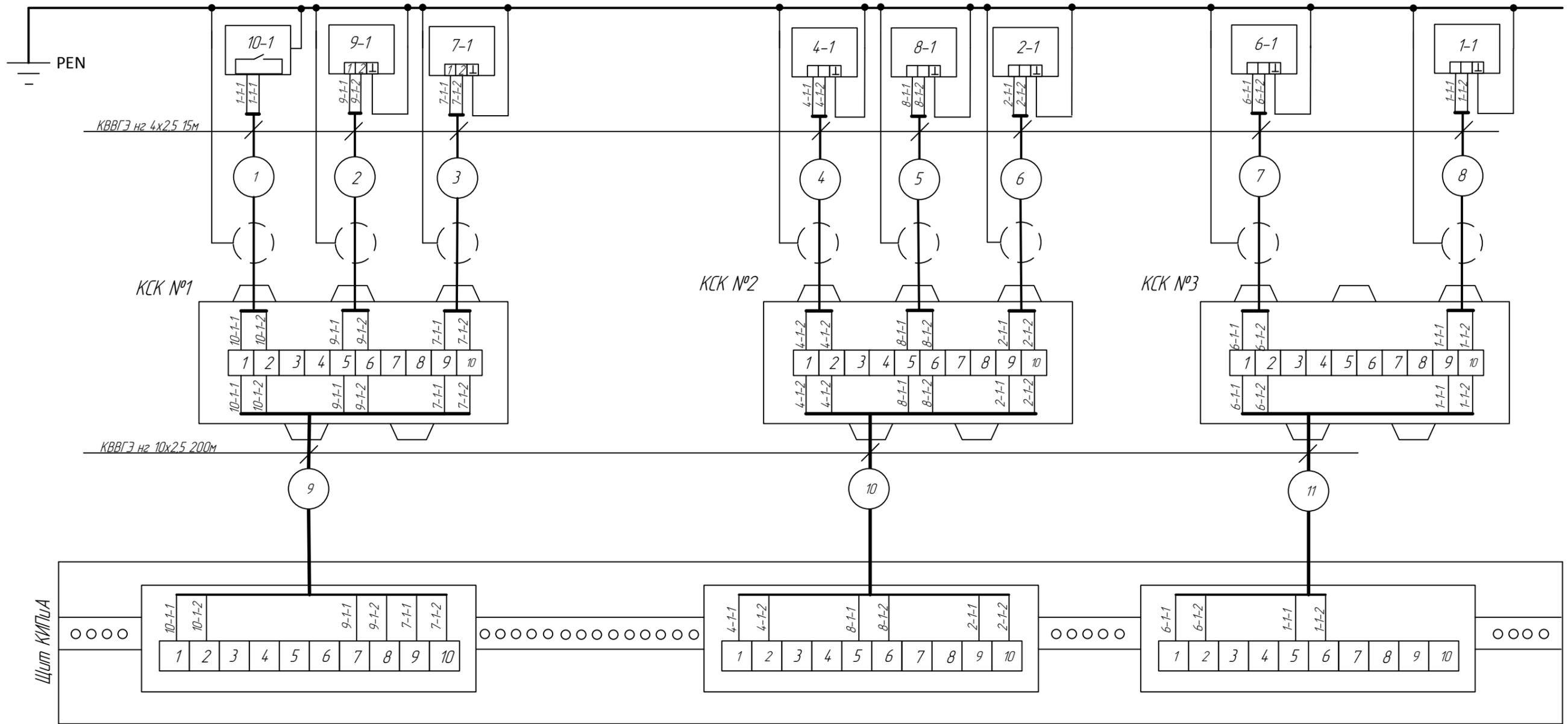
**ФЮРА.4.25280.10**

*Модернизация автоматизированной системы диспетчерского управления групповой замерной установки*

*Схема информационных потоков*

Лит.	Масса	Масштаб
У		
Лист 2	Листов 7	

Наименование параметра	Управление объектами	Загазованность	Уровень жидкости	Давление			Расход нефти	Расход газа
				ПСМ	Нефтепровод выходной	Газопровод выходной		
Место отбора сигнала	Технологический блок	Технологический блок	Замерной сепаратор	ПСМ	Нефтепровод выходной	Газопровод выходной	Нефтепровод выходной	Газопровод выходной
Тип датчика	Геркон	ГСМ-05	ПМП-062	Метран - 150	Метран - 150	Метран - 150	МИГ-50	СВГМ-160
Позиция	10-1	9-1	7-1	4-1	8-1	2-1	6-1	1-1



Перф. примен.

Справочный №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ФЮРА.425280.10

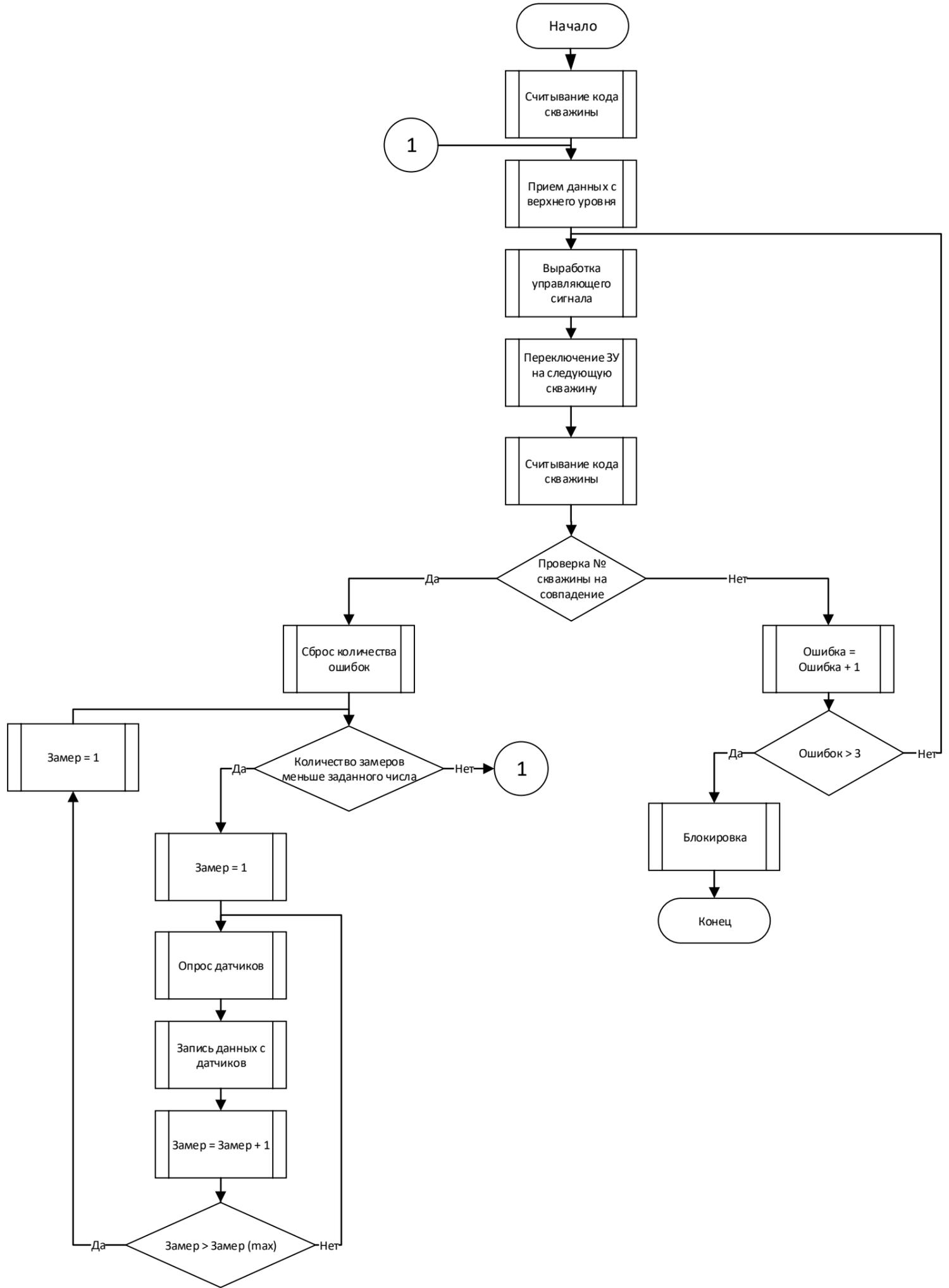
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Модернизация автоматизированной системы диспетчерского управления групповой замерной установки

Лит.	Масса	Масштаб
У		
Лист 3		Листов 7

Схема внешних проводов

ТПУ ИШИТР  
гр. 8Т4А



Перв. примен.	
Справочный №	

Подп. И дата	
Изн. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подп. И дата	
Изн. № подл.	

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Сизинцев Д. А.		
Проверил		Берчук Д. Ю.		
Т. Контр.				
Н. Контр.				
Утвердил				

ФЮРА.425280.10

Модернизация автоматизированной системы диспетчерского управления групповой замерной установки

Лит.	Масса	Масштаб
Лист		Листов

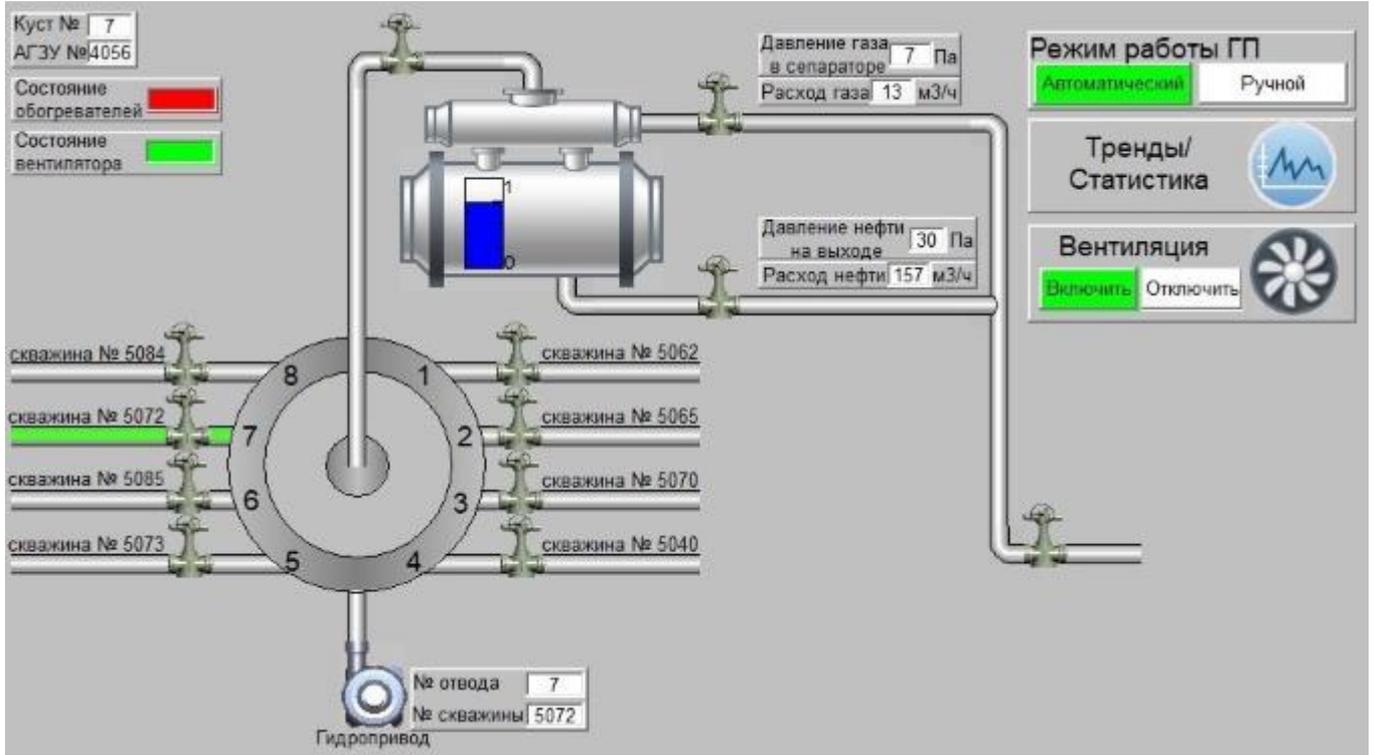
Алгоритм сбора данных

ТПУ ИШИТР  
гр. 8Т4А

ФЮРА.4.25280.10

Перф. прилич.

Справочный №



Подп. И дата

Инв. № дудл.

Взам. инв. №

Подп. И дата

Инв. № подл.

ФЮРА.4.25280.10

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Сизинцев Д. А.		
Проверил		Берчук Д. Ю.		
Т. Контр.				
Н. Контр.				
Утвердил				

Модернизация автоматизированной системы диспетчерского управления групповой замерной установки

Лит.	Масша	Масштаб
У		
Лист 5	Листов 7	

Мнемосхема системы управления

Перф. примен.

Справочный №

Подп. и дата

Инф. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

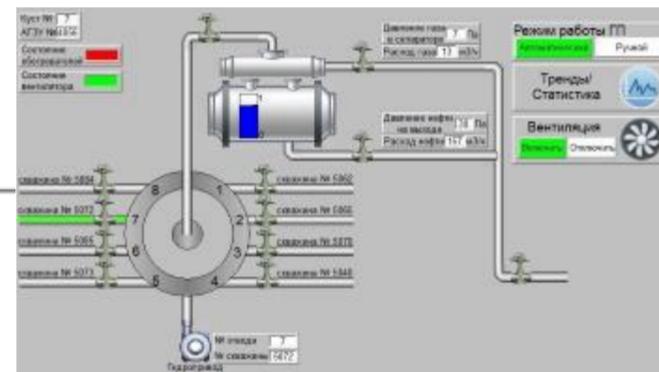
Инф. № подл.

### Запись параметров в базу данных

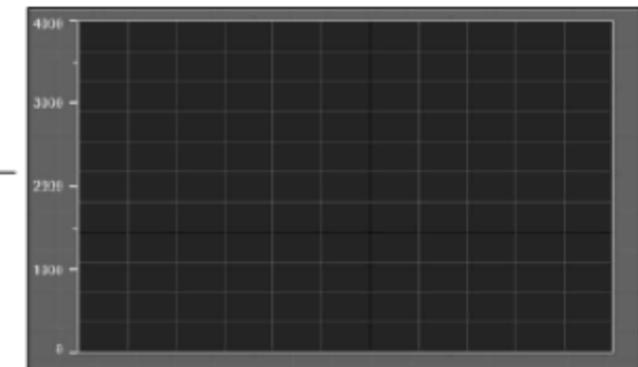
Quantity	Unit	Date	Value 1	Value 2	Value 3	Value 4	Value 5	Value 6	Value 7
1	кг	01.05.1996	11.902	96	13	0	0	0	0
1	кг	01.05.1996	5.996	174	0	0	0	0	0
1	кг	14.05.1996	2.101	147.4	0	0	0	0	0
1	кг	14.05.1996	9.476	1498	40	0	0	0	0
1	кг	05.05.1996	10.975	77	13	0	0	0	0
1	кг	05.05.1996	36.3095	1494	36	102.4	0	0	0
1	кг	05.05.1996	14.4985	252	18	17.6	0	0	0
1	кг	05.05.1996	6.8942	140.8	6	3.04	0	0	0
1	кг	05.05.1996	10.121	276	15	11.7	0	0	0
1	кг	05.05.1996	20.344	326	23	0	0	0	0
1	кг	05.05.1996	10.54	2592	40	129.6	0	0	0
1	кг	05.05.1996	12.2176	90	20	2.8	0	0	0
1	кг	05.05.1996	10.54	1108	40	0	0	0	0
1	кг	24.07.1996	11.404	280	20	0	0	0	0

05.04.2017 17:06:18   Предупредительное сообщение 6
05.04.2017 17:06:17   Аварийное сообщение 5
05.04.2017 17:06:16   Предупредительное сообщение 5
05.04.2017 17:06:15   Обычное сообщение 5
05.04.2017 17:06:14   Аварийное сообщение 4
05.04.2017 17:06:13   Обычное сообщение 4
05.04.2017 17:06:12   Предупредительное сообщение 4
05.04.2017 17:06:11   Предупредительное сообщение 3

Аварийные сообщения



Система управления АГЗУ



Тренды, графики

					<b>ФЮРА.425280.10</b>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Модернизация автоматизированной системы диспетчерского управления групповой замерной установки	Лит.	Масса	Масштаб
	Разраб.	Сизинцев Д. А.				У		
	Проверил	Берчук Д. Ю.						
	Т. Контр.					Лист 6	Листов 7	
	Н. Контр.				Дерево экранных форм	ТПУ ИШИТР гр. 8Т4А		
	Утвердил							

Перф. примен.

Справочный №

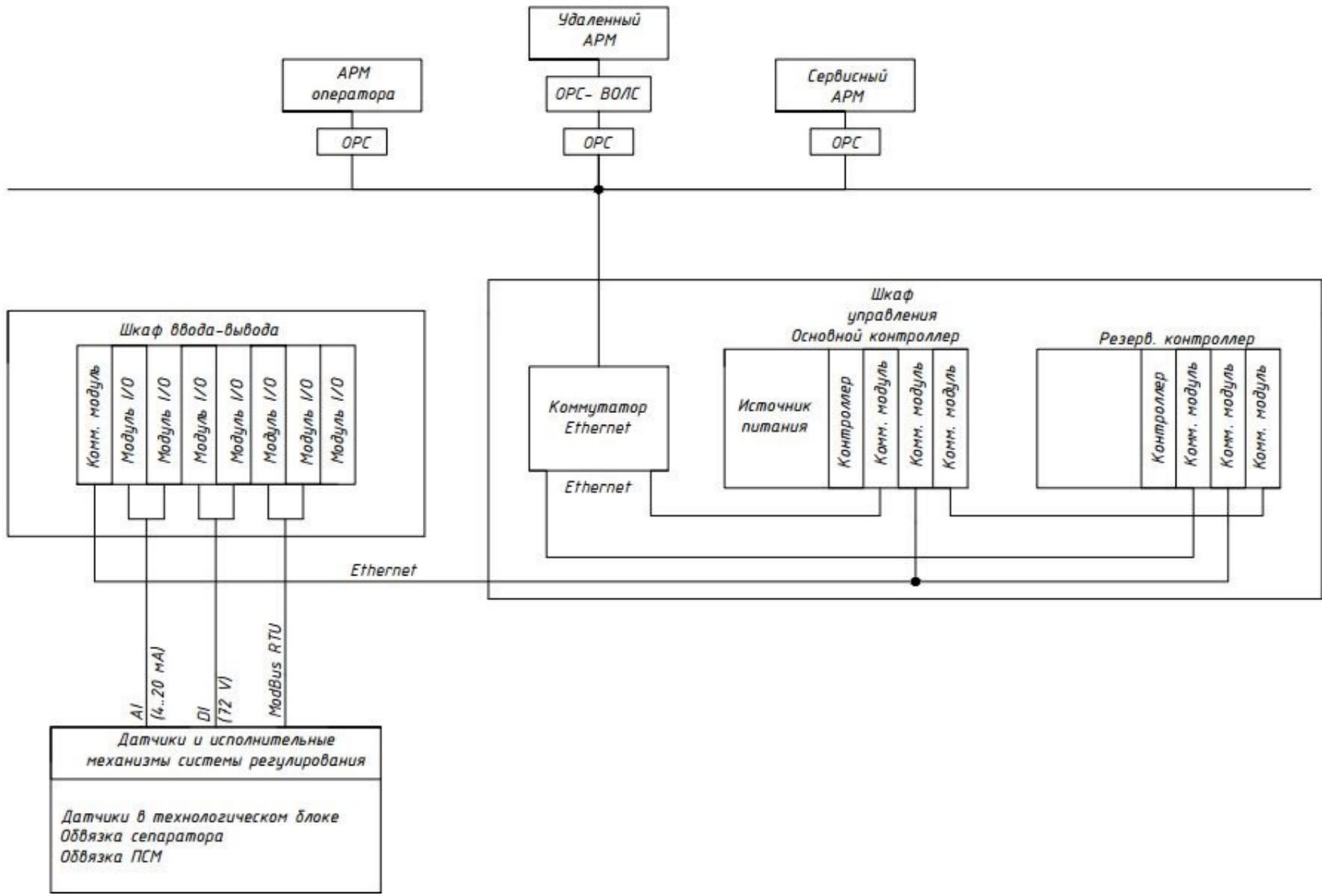
Подп. и дата

Инф. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инф. № подл.



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Сизинцев Д. А.		
Проверил		Берчук Д. Ю.		
Т. Контр.				
Н. Контр.				
Утвердил				

ФЮРА.425280.10

Модернизация автоматизированной системы диспетчерского управления групповой замерной установки

Структурная схема

Лит.	Масса	Масштаб
У		
Лист 7	Листов 7	

ТПУ ИШИТР  
гр. 8Т4А