

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



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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

<b>Тема работы</b>
<b>Модернизация автоматизированной системы управления групповой замерной установки на Еты-Пуровском месторождении</b>

УДК - 622.276.05:681.586:004.384

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т22	Ментюков Константин Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры СУМ	Берчук Д. Ю.			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2017 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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



Институт электронного обучения

Направление подготовки (специальность) 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Кафедра систем управления и мехатроники

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой СУМ

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

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т22	Ментюков Константин Александрович

Тема работы:

Модернизация автоматизированной системы управления групповой замерной установки на Еты-Пуровском месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 19.05.2017 3538/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

03.06.2017 г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

Объектом исследования является групповая замерная установка Еты-Пуровского месторождения.

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

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

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

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры СУМ	Берчук Д. Ю.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З–8Т22	Ментюков Констатнин Александрович		

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

---

Институт электронного обучения

Направление подготовки 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Кафедра систем управления и мехатроники

Уровень образования – бакалавр

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

Форма представления работы:

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2017 г.
--	---------------

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

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры СУМ	Берчук Д. Ю.			

СОГЛАСОВАНО:

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т22	Ментюков Константин Александрович

Институт	ИнЭО	Кафедра	СУМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Автоматизация технологических процессов и производств в нефтегазовой отрасли

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

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

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

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

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

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т22	Ментюков Константин Александрович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа З-8Т22	ФИО Ментюков Константин Александрович
------------------	--

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

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><b>4. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Рабочей зоной является установка предварительной подготовки нефти. Вредными факторами производственной среды, которые могут возникнуть на рабочем месте, являются: повышенный уровень шума, повышенный уровень электромагнитных излучений. Опасными проявлениями факторов производственной среды, которые могут возникнуть на рабочем месте, являются: электрический ток, загазованность. Чрезвычайной ситуацией, которая может возникнуть на рабочем месте, является возникновение пожара, взрыва.</p>
<p><b>5. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ГОСТ 12.0.003-74</li> <li>2. ГОСТ 12.1.003-83.</li> <li>3. ГОСТ 12.1.002-84.</li> <li>4. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96</li> <li>5. ГОСТ 12.1.004-91</li> <li>6. НПБ 105-03</li> </ol>

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

<p><b>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>В ходе анализа производственной среды на предмет вредных факторов было выявлено следующее:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Повышенный уровень шума.</li> <li>2. Повышенный уровень вибрации.</li> <li>3. Электромагнитные излучения.</li> </ol>
<p><b>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> </ul>	<p>Электрический ток (источником является исполнительные механизмы и другое электрооборудование)</p>

## Реферат

Пояснительная записка содержит 97 страниц машинописного текста, 22 таблицы, 12 рисунков, 1 список использованных источников 36 наименований, 9 приложений, 3 листа графического материала.

Ключевые слова: Групповая замерная установка, температура, дебит нефти, давление, расход, датчики, исполнительные механизмы, автоматизированное рабочее место, мнемосхема, SCADA – Trace Mode.

Предметом исследования является установка предварительной подготовки нефти.

Цель работы – разработать интегрированную систему управления ГЗУ с применением программируемого логического контроллера, на основе выбранной SCADA системы.

В предоставленном проекте была разработана система контроля и управления технологическим процессом на базе PC-совместимом промышленном контроллере MicroLogix 1500, с использованием SCADA – системы TRACE MODE.

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



## Оглавление

Обозначения, определения, сокращения.....	12
Введение.....	13
1 Техническое задание.....	14
1.1 Назначение и цели создания системы автоматизации.....	14
1.2 Требования к системе.....	15
1.3 Состав и содержание работ по созданию системы и требования к документированию.....	19
2 Описание системы автоматизации.....	19
2.1 Описание технологического процесса.....	19
2.2 Назначение основных частей установки.....	22
2.3 Техническая характеристика установки типа «Спутник».....	22
3 Анализ исходного состояния АГЗУ.....	25
3.1 Обследование объекта и определение состояния АСУ.....	25
3.2 Техническое решение проблемы автоматизации.....	26
4 Техническое обеспечение.....	27
4.1 Счетчик газа турбинный АГАТ-1М.....	27
4.2 Датчики температуры.....	28
4.3 Датчики давления.....	29
4.4 Газосигнализатор модульный в комплекте ГСМ-05.....	30
4.5 Датчик расхода TOP-1-50.....	33
4.6 Контроллер DirectLogic D06.....	34
4.7 Контроллер MicroLogix 1500.....	35
4.8 Радиомодем Невод–5.....	38
4.9 Направленная антенна АН5-433.....	39
5 Разработка АСУ ТП ГЗУ.....	40
5.1 Структурная схема куста №104 Еты-Пуровского месторождения.....	42
5.2 Функциональная схема автоматизации.....	43
5.3 Блок-схема алгоритма работы замерной установки.....	44
5.4 Пакет TRACE MODE.....	44

5.5 Описание программного пакета RSLogix 500.....	48
5.6 Протокол Modbus RTU .....	51
5.7 Шкаф кустовой автоматизации.....	53
6. Оценка влияния модернизации системы управления на ее надежность.....	54
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, и ресурсосбережение.....	58
7.1. Организация и планирование работ по разработке темы проекта.....	58
7.1.1. Продолжительность этапов работ .....	59
7.1.2 Техническая готовность темы.....	62
7.1.3 Календарный план-график .....	62
7.2 Расчет сметы затрат на создание АСУ ТП.....	64
7.2.1. Расчет затрат на материалы .....	64
7.2.2. Расчет заработной платы.....	64
7.2.3. Расчет отчислений от заработной платы .....	65
7.2.4. Расчет затрат на электроэнергию .....	66
7.2.5. Расчет амортизационных расходов .....	68
7.2.6. Расчет прочих расходов.....	68
7.2.7. Расчет общей себестоимости разработки .....	69
7.3 Оценка научно-технического уровня.....	69
7.4 Расчёт показателей экономической эффективности проекта.....	72
8 Социальная ответственность .....	75
8.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов .....	75
8.1.1 Шум .....	75
8.1.2 Вибрация .....	76
8.1.3 Электромагнитное и ионизирующее излучение .....	77
8.2 Анализ выявленных опасных производственных факторов .....	78
8.2.1 Электробезопасность .....	78
8.3 Защита окружающей среды .....	79
8.4 Защиты в чрезвычайных ситуациях .....	81
8.4.1 Пожарная безопасность .....	81
8.4.2 Взрывобезопасность .....	82

8.5 Особенности законодательного регулирования проектных решений.....	84
Список использованных источников .....	86
Приложение 1 .....	89
Приложение 2 .....	90
Приложение 3 .....	91
Приложение 4 .....	92
Приложение 5 .....	93
Приложение 6 .....	94
Приложение 7 .....	95
Приложение 8 .....	96
Приложение 9.....	97

## Обозначения и сокращения

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом

ГЗУ – групповая замерная установка

ИМ – исполнительный механизм

ИУС – информационно-управляющая система

ПТК – программно-технический комплекс

ПСМ – переключатель скважин многоходовой

ГП – гидропривод

ПЛК – промышленный логический контроллер

АРМ – автоматизированное рабочее место

ДНС – дожимная насосная станция

ГЖС – газожидкостная смесь

УСО – устройство сопряжения с оборудованием

ПО – программное обеспечение

ПК – персональный компьютер

ДС – диспетчерская станция

БД – база данных

## Введение

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

Эффективное управление сложным в организационно-экономическом аспекте предприятием требует внедрять новые информационные технологии и кардинально совершенствовать информационное обеспечение управленческой деятельности. При этом должны создаваться корпоративные информационные системы, в которых оперативно отображаются результаты производственно-хозяйственной деятельности предприятия.

Автоматизированное управление и автоматизация технологических процессов являются сегодня одним из главных путей достижения, следующих продолжительных по времени целей:

- преимущественной ориентации на энергосберегающие технологии без участия человека;
- эффективности всех технологических процессов, как основного, так и вспомогательного производства;
- соблюдение норм и требований по защите окружающей среды.
- Безопасности обслуживающего персонала и технологических процессов;

Сегодня произошли ощутимые изменения в отрасли нефтедобычи, вызвавшие дальнейшее улучшение концептуальных основ автоматизации.

Среди них следует отметить:

- учет движения нефти и ее измерение должны иметь наивысший приоритет по значимости и должны проводиться преимущественно массовыми методами;
- применение распределенных систем управления на базе микропроцессорных программируемых логических контроллеров, промышленных компьютеров и передового программного обеспечения SCADA-систем;
- интеграция систем автоматизации с системами оперативно-диспетчерского управления производством и административно-хозяйственного управления предприятием.

Цель выпускной квалификационной работы, модернизация Групповой Замерной Установки с использованием программируемого логического контроллера, на основе SCADA системы TraceMode 6.

## **1 Техническое задание**

### **1.1 Назначение и цели создания системы автоматизации**

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

1.1.2 Основанием для выполнения работ по теме является задание на выполнение выпускной квалификационной работы по созданию АСУ ТП ГЗУ.

1.1.3 Сроки проведения работ: 17.04.2017г. – 01.07.2017 г.

1.1.4 Проект оформляется в виде набора проектной документации.

1.1.5 АСУ ТП ГЗУ предназначена для:

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

## 1.2 Требования к системе.

1.2.1 Требования к системе в целом.

1.2.1.1 Информационно-управляющая система АГЗУ должна проектироваться как открытая иерархическая распределенная система с применением типовых протоколов межуровневого обмена.

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

1.2.1.3 ПТК как зарубежного, так и отечественного производства должны иметь сертификаты Госстандарта РФ и, как правило, опыт использования на аналогичных объектах.

1.2.1.4 Система должна предусматривать возможность автономной работы ПТК на различных уровнях.

1.2.1.5 Любые отключения каналов контроля параметров, определяющих взрывоопасность объекта, или изменение параметров системы защиты должны фиксироваться системой.

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

1.2.1.7 На всех уровнях системы должна быть обеспечена защита от несанкционированного доступа к ее функциям и информации с помощью паролей, определяющих права доступа, ключей или других способов.

1.2.2 Требования к видам обеспечения системы.

1.2.2.1 Требования к техническому обеспечению.

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

ПТК ИУС должен допускать вероятность наращивания, модернизации и развития системы, а при сдаче в эксплуатацию иметь резерв по каналам ввода/вывода не менее 20 %.

Датчики, применяемые в системе, должны соответствовать требованиям взрывобезопасности. При выборе датчиков следует применять аппаратуру с искробезопасными цепями. Чувствительные элементы датчиков, соприкасающиеся с сероводородсодержащей или другой агрессивной средой, должны быть исполнены из коррозионностойких материалов либо для их защиты нужно использовать разделители сред.

Контроллеры должны обладать модульной архитектурой, позволяющей свободную компоновку каналов ввода/вывода. При необходимости ввода сигналов с датчиков, находящихся во взрывоопасной среде, допускается применять как модули с искробезопасными входными цепями, так и внешние барьеры искробезопасности, располагаемые в отдельном конструктиве.

ПТК ИУС и средства измерения должны иметь сертификаты Госстандарта РФ и разрешение на использование, выдаваемое Госгортехнадзором.

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

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

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

Инструментальное ПО должно обеспечивать выполнение функций конфигурирования (настройки) базового прикладного ПО и создание специального прикладного ПО.

Набор функций конфигурирования в общем случае должен включать в себя:



- создание мнемосхем (видеокадров) для визуального представления состояния технологических объектов;
- конфигурирование алгоритмов регулирования, управления и защиты с применением стандартных функциональных блоков;
- создание и ведение базы данных конфигурации (БДК) по входным/выходным сигналам;
- конфигурирование отчетных документов (протоколов, рапортов);
- конфигурирование трендов истории параметров;

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

Специализированное прикладное ПО должно гарантировать выполнение не стандартных функций соответствующего ИУС (специальные алгоритмы, расчеты и др.).

#### 1.2.2.3 к лингвистическому обеспечению

Все запросы и сообщения, оператору системой, на видеокадрах должны на русском. Вся документация на систему, отдельные пакеты, должна быть на языке.

#### 1.2.2.4 Требования к метрологическому обеспечению

Метрологическое обеспечение охватывать все стадии системы, а ее эксплуатацию. На стадии должна осуществляться метрологических характеристик в, измерительных системы в соответствии с 8009-85. В процессе должна совершаться поверка параметров.

В измерительные системы входят компоненты: датчики, связи с (контроллеры), преобразователи, связи, программное. В состав системы вводить компоненты, прошедшие поверку на соответствие на них нормативно-технической документации, Госстандартом, и имеющей в паспортах (формулярах) отметки о допуске к. Все компоненты измерительного должны зарегистрированы в Государственные средства измерений и к применению в Российской.

Организацию метрологической аттестации осуществлять Заказчик с, при

необходимости, предприятий, аттестуемые системы.

Главными документами, назначающими требования к порядку и содержанию работ по метрологической аттестации и поверке системы, должны являться программа и методика метрологической аттестации, методика поверки, а также методика расчета погрешностей, утвержденные федеральным или региональным органами Госстандарта.

### 1.2.3 Требования к надежности

1.2.3.1 выполнения основных системы должна удовлетворять следующим:

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

1.2.3.2 Под системы понимается:

- для функций – прекращение и выдачи оперативному персоналу;
- для функций – прекращение команд управления, ложных;
- для функций противоаварийной – отсутствие команд при наступлении аварийной или выдача команды защиты при ее отсутствии.

### 1.2.4 Требования к электропитанию и электрозащите

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

1.2.4.2 Элементы ПТК должны сохранять работоспособность при следующих параметрах питающей сети:

напряжение:  $220 \text{ В} + 10\% - 15\%$ ;

частота:  $50 \text{ Гц} + 1\% - 1\%$ .

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

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

### **1.3 Состав и содержание работ по созданию системы и требования к документированию**

1.3.1 В процессе создания АСУ ТП ГЗУ необходимо обеспечить следующие уровни автоматизации системы:

Нижний уровень: датчики температуры, датчики избыточного давления, сигнализатор загазованности, датчики расхода, ИМ.

Средний уровень: ПТК, ПЛК.

1.3.2 В рамках выполнения задания в данной ВКР будут рассмотрены следующие проектные решения:

- общее описание автоматизированной системы управления ГЗУ;
- разработано технического обеспечения;
- разработан алгоритм системы управления ГЗУ.
- 

## **2 Описание системы автоматизации**

### **2.1 Описание технологического процесса**

Газожидкостная смесь, поднятая на поверхность из скважины за счет пластовой энергии или установленных в скважине насосов, транспортируется на групповые пункты. Они объединяют до 14 скважин в зависимости от модификации и позволяют реализовывать следующие операции: отделять газ от жидкости и замерять его объем, замерять дебит скважины, передавать информацию о дебите отдельно по каждой скважине и суммарное количество добытой жидкости в целом по групповой установке на диспетчерский пункт.

В настоящее время на промыслах получили распространение автоматизированные групповые замерные установки блочного типа (АГЗУ) «Спутник». Установки состоят из двух блоков: замерно-переключающего и блока управления.

Технологическая схема (Приложение 1) внутри-промыслового сбора нефти и газа описывается так: скважинная газожидкостная смесь (ГЖС) попадает в распределительную батарею групповой установки, рассчитанную на подключение 8 скважин. По заданной программе поочередно каждая из подключаемых скважин специальным вращающимся устройством переключается на замер.

Переключатель скважин многоходовой (ПСМ) представляет собой два вставленных один в другой цилиндра. Наружный цилиндр соединен со всеми скважинами, работающими на эту групповую установку. Внутренний цилиндр имеет возможность вращаться автоматически по заданной программе и, вращаясь, он поочередно подставляет имеющееся на его цилиндрической поверхности отверстие к каждому скважинному трубопроводу, подключенному к наружному цилиндру. Таким образом образуется канал, по которому ГЖС из отдельной скважины поступает в сепаратор. Другие скважины в это время работают в общий трубопровод.

Из переключателя ГЖС передается в сепаратор, где происходит отделение газа от жидкости, после чего жидкость поступает к турбинному расходомеру, отсепарированный газ и прошедшая замер жидкость сбрасываются в общий трубопровод.

Сепаратор групповой установки выполнен в виде двух горизонтальных цилиндров, снабженных гидроциклонами. В гидроциклоне за счет центробежной силы, возникающей при винтообразном движении ГЖС, жидкость, как наиболее тяжелый агент, отбрасывается к стенкам сосуда, газ остается в центральной части. В верхнем цилиндре происходит сепарация, в нижнем накапливается жидкость. Жидкость накапливается в сепараторе. Поплавок через систему рычагов перекрывает заслонку на газовой линии, и давление в сепараторе начинает повышаться. При достижении перепада давления между сепаратором и выходным трубопроводом в пределах 0,08-0,12МПа клапан регулятора расхода открывается, и жидкость под избыточным давлением

выдавливается в общий трубопровод. При перепаде давления в пределах 0,02 - 0,03 МПа клапан регулятора расхода закрывается.

Продолжительность истечения жидкости через счетчики зависит от количества поступающей продукции со скважины. При понижении уровня жидкости ниже половины диаметра нижней емкости заслонка начинает открываться и пропускать накопившийся газ в общий коллектор. Вследствие понижения давления газа в сепараторе клапан регулятора расхода закрывается и вновь происходит накопление жидкости. Накопившаяся в нижней части сепарационной емкости жидкость проходит через турбинный счетчик жидкости ТОР, затем направляется в общий трубопровод. Устройство регулирования расхода в замерном сепараторе обеспечивает циклическое прохождение жидкости через счетчик ТОР с постоянной скоростью, что позволяет осуществлять измерение в широком диапазоне дебита скважин с малой погрешностью. Счетчик ТОР выдает импульсы на блок управления и индикации (БУИ-1), где они регистрируются электромагнитными счетчиками.

Управление переключателем скважин осуществляется БУИ-1. При срабатывании реле включается электродвигатель гидропривода ГП-1М и в системе гидравлического управления повышается давление. Привод ПСМ под воздействием давления ГП перемещает поворотный патрубок ПСМ и на измерение подключается следующая скважина.

Время измерения устанавливается на промысле в зависимости от конкретных условий: дебита скважин, способов добычи, состояния разработки месторождения и других условий.

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

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

положении уровень жидкости в сепараторе также высокий.

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

Укрытие блока отличается легкостью, прочностью, устойчивостью к атмосферным воздействиям, хорошими теплоизоляционными свойствами. Укрытие обеспечивает нормальные условия для работы аппаратуры и обслуживающего персонала. Конструктивно блок аппаратурный выполнен аналогично технологическому блоку. Внутри блока аппаратурного на стойке расположены приборы управления и измерения. Если сборный пункт расположен на значительном удалении от скважин, их энергии может оказаться недостаточно для доставки туда ГЖС. Тогда сооружают промежуточные насосные станции, получившие название дожимных насосных станций (ДНС). Здесь поступившая от групповых установок ГЖС проходит частичную сепарацию и водоотделение, после чего жидкость поступает к перекачивающим насосам и подается на сборный пункт. Газ по отдельному трубопроводу направляется на газоперерабатывающий завод.

## **2.2 Назначение основных частей установки**

Емкость сепарационная.

Емкость сепарационная предназначена для отделения газа от жидкости, поступающей со скважины, и периодического пропускания жидкости через счетчик TOP 1-50. Конструктивно сепарационная емкость состоит из гидроциклонной головки, выполняющей основную функцию сепарации, верхней сепарационной емкости и нижней емкости накопителя. Внутри емкостей имеются перегородки, направляющие полки и сетка для улавливания инородных предметов.

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

трубопровод.

Заслонка.

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

Регулятор расхода.

Регулятор расхода предназначен для обеспечения расхода жидкости через счетчик жидкости.

Задвижки и краны.

Задвижки и краны предназначены для использования в качестве запорной арматуры.

Счетчик турбинный TOP1-50.

Счетчик турбинный TOP1-50 предназначен для измерения количества жидкости, поступающей со скважины.

Обогреватель электрический взрывозащищенный ОВЭ-4.

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

Регулятор температуры взрывозащищенный ТУДЭ -8М1.

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

Переключатель скважин многоходовой ПСМ.

Переключатель скважин многоходовой ПСМ предназначен для автоматической и ручной установки скважин на измерение.

Привод гидравлический ГП-1М.

Привод гидравлический ГП-1М предназначен для создания гидравлического давления в силовых цилиндрах исполнительных механизмов ПСМ.

Блок управления и индикации БУИ-1.

Блок БУИ-1 предназначен для использования в составе замерно-переключающих установок типа «Спутник». В составе установки «Спутник»

блок БУИ-1 взаимодействует с элементами гидропривода (ГП), переключателем скважин многоходовым (ПСМ) и счетчиком жидкости TOP -1-50.

### 2.3 Техническая характеристика установки типа «Спутник»

Заводские технические характеристики групповой замерной установки приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – технические характеристики Спутник АМ40-8-400

НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	СПУТНИК АМ40 - 8 - 400
Габаритные размеры (м): длина ширина высота	6,35 3,20 2,81
Масса (кг)	7600 ± 5 %
Количество подключаемых скважин (шт)	8
Рабочее давление (МПа)	4
Питание пневматических цепей: давление газа (МПа)	4
Характеристики рабочей среды: давление (МПа) температура ( °С )	4 от -5 до + 70
Питание электрических цепей: род тока напряжение (В) частота (Гц) потребляемая мощность (кВт)	переменный 380 / 220 50 ± 1 10
Климатические условия: температура окружающего воздуха ( °С ) относительная влажность (%)	от -50 до +50 80
Исполнение приборов	взрывозащищенное
Класс помещения	В-Ia
Категория взрывоопасной смеси	ПА
Группа взрывоопасной смеси	T3



### 3 Анализ исходного состояния АГЗУ

#### 3.1 Обследование объекта и определение состояния АСУ

Установка в действие в 1993. За время эксплуатации проводилось обновление отдельных измерительных приборов.

На данный момент автоматизированная система установки состоит из:

- счетчика жидкости ТОР-1-50;
- блок управления и индикации БУИ-1 (рисунок 3.1);
- технических манометров МП4-У;
- датчиков регулятор температуры ТУДЭ -8М1;



Рисунок 3.1 – Блок управления и индикации БУИ-1

Блок БУИ-1 предназначен для использования в составе замерно-переключающих установок типа «Спутник».

Совместно с другими приборами и агрегатами, входящими в состав установки «Спутник», блок БУИ-1 обеспечивает:

- автоматическое управление переключателем скважин на замер по собственной (местной) программе;
- автоматический пропуск заведомо неработающих скважин с переключением на очередную скважину;
- регистрацию объема жидкости с отдельной скважины индивидуальными счетчиками;
- сигнализацию о номере скважины, подключенной на замер.

В составе установки «Спутник» блок БУИ-1 взаимодействует с элементами гидропривода ГП, переключателем скважин многоходовым (ПСМ), электроконтактным манометром и счетчиком жидкости TOP-1-50.

Основным недостатком системы является следующие:

1. Невозможность управлять технологическим процессом АГЗУ с диспетчерского пункта;
2. Отсутствие диспетчерского контроля за технологическими параметрами;
3. Отсутствие технической возможности передачи данных на верхний уровень;
4. Ручная установка режима работы.

### **3.2 Техническое решение проблемы автоматизации**

В связи с непрерывностью технологического процесса на групповой замерной установке нефти необходимо предусмотреть систему контроля, сигнализации и автоматического управления технологическим процессом. Система сигнализации и контроля должна обеспечивать безопасность работы установки, следя за технологическими параметрами процесса и предупреждая об отклонении этих параметров.

В целях повышения оперативности управления и качества ведения технологических режимов, улучшения характеристик технологических процессов и технологического оборудования, сокращения времени простоев оборудования и достижения его оптимальной нагрузки, сокращения числа остановок и аварий технологического оборудования, снижения затрат, повышения производительности и улучшения условий труда целесообразно:

- установить счетчик газа Агат-2;
- установить датчики температуры ТСМУ Метран в сепараторе ГЗУ;
- установить датчики давления Метран-150-ДИ-Ех в сепараторе ГЗУ;
- установить датчики давления Метран-150-ДИ-Ех в коллекторе ГЗУ;
- установить газосигнализатор ГСМ-05;

- организовать радиосвязь БМА с диспетчерским пунктом;
- заменить БУИ-1 на контроллер;
- 

## 4 Техническое обеспечение

### 4.1 Счетчик газа турбинный АГАТ-1М

Счетчики газа турбинные АГАТ-1М (рисунок 4.1) предназначены для измерения объема попутного, природного газа и воздуха в составе групповых замерных установок типа «СПУТНИК».



Рисунок 4.1 - Счетчики газа турбинные АГАТ-1М

Состав счетчика:

- турбинный преобразователь расхода ТПР;
- датчик магнитоиндукционный НОРД-И2У-04
- блок электронный НОРД-ЭЗМ или блок обработки

Измеряемая среда - газ со следующими параметрами:

- температура, °С +5 —+80
- рабочее давление, МПа 0,2 – 6,3
- содержание сероводорода по объему, % до 3

Условия эксплуатации:

а) температура окружающей среды, °С:

- преобразователя расхода и от минус 50 до +50
- блока НОРД-ЭЗМ от +5 до +40

б) относительная влажность воздуха, не более:

- преобразователя расхода и датчика, при температуре +35°C, % 95
- блока НОРД-ЭЗМ, при температуре + 30°C, % 95

Технические характеристики

Предел относительной погрешности счетчика в диапазоне расхода (20-100) % от максимального при поверке на воздухе, %, не более  $\pm 4$

Предел относительной погрешности преобразователя расхода в диапазоне расхода (20-100) % от максимального при поверке на воздухе, % не более  $\pm 3,9$

Предел относительной погрешности блока НОРД-ЭЗМ при нижнем пределе измерения счетчиком объема газа, %, не более  $\pm 0,01$

Потеря давления в преобразователе расхода при максимальном рабочем расходе, МПа, не более 0,05

Потребляемая мощность счетчика, ВА, не более 30

Габаритные размеры, мм, не более:

- магнитоиндукционный датчик НОРД-И2У 101,5x70x96;
- блок электронный НОРД-ЭЗМ 202x114x78.

Масса, кг, не более

- магнитоиндукционный датчик 1,9;
- блок электронный НОРД-ЭЗМ 0,8.

## 4.2 Датчики температуры



Рисунок 4.2 - Датчики температуры «ТСМУ Метран-274МП-Ех».

Датчики (рисунок 4.2) предназначены для измерения температуры нейтральных и агрессивных сред, по отношению к которым материал защитной арматуры является коррозионностойким.

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

Технические характеристики:

- 1) Выходной сигнал: 4-20 мА.
- 2) Предел допускаемой основной погрешности: 0.25, 0.5%.
- 3) Линейная зависимость выходного сигнала от температуры.
- 4) Напряжение питания: 18–42 В.
- 5) Диапазон измерения: -50–180°С для Метран 274 и -50–850°С для Метран 276.
- 6) Вероятность безотказной работы ТП за 2000ч: не менее 0,8.
- 7) Средний срок службы: не менее 2 лет.

### 4.3 Датчики давления

Рисунок 4.3 – Датчик избыточного давления Метран 150 ДИ-Ех



Интеллектуальные датчики давления серии Метран-150-ДИ-Ех( рисунок 4.3) предназначены для измерения и непрерывного преобразования избыточного давления в унифицированный аналоговый токовый сигнал и/или

цифровой сигнал в стандарте протокола HART, или цифровой сигнал на базе интерфейса RS485.

Технические характеристики:

Измеряемые среды: жидкости (в т.ч. нефтепродукты), пар, газ (в т.ч. газообразный кислород и кислородосодержащие газовые смеси).

Диапазоны измеряемых давлений:

- минимальный 0–0,04 кПа;
- максимальный 0–100 МПа.

Основная погрешность измерений до  $\pm 0,1\%$  от диапазона.

Диапазон перенастроек пределов измерений до 25:1.

Наличие исполнений:

- взрывозащищенное (Ex);
- кислородное.

Встроенный фильтр радиопомех.

Внешняя кнопка установки "нуля".

Непрерывная самодиагностика.

Межповерочный интервал – 3 года.

Гарантийный срок эксплуатации – 3 года.

#### **4.4 Газосигнализатор модульный в комплекте ГСМ-05**

Газосигнализатор ГСМ-05 (рисунок 4.4) предназначен для непрерывного контроля до взрывоопасных концентраций горючих газов, паров легко воспламеняющихся жидкостей и их смесей категории ПА, ПВ, ПС групп Т1, Т2, Т3, Т4 во взрывоопасных зонах помещений всех классов и наружных установках, и открытых пространствах термохимическим и полупроводниковым способом в диапазоне температур контролируемой среды от  $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$ .



Рисунок 4.4 – Газосигнализатор ГСМ-05

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

Газосигнализатор ГСМ-05 является автоматическим прибором, состоящим из блока сигнализатора и блока детекторного. Газосигнализатор обеспечивает формирование аналогового сигнала (4 - 20) мА, пропорционально значению газовой концентрации в % НКПР. Величина нагрузки, подключаемой к токовому выходу блока сигнализатора не более 300 Ом.

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

Газосигнализатор ГСМ обеспечивает выход на локальную вычислительную сеть (ЛВС) АСУ ТП или систему телемеханики посредством интерфейса RS-485 с гальванической развязкой и RS232 (переключается программно) и поддерживает протокол Modbus RTU (SLAVE) для передачи информации о газовой концентрации, состояний сигнализации "Порог 1", "Порог 2", диагностической информации. Скорость передачи данных: 0-4800, 1-9600, 2-19200, 3-38400, 4-57600, 5-115200 бод.

Газосигнализатор работает с блоками детекторными как с конвекционной подачей среды, так и с принудительной подачей. ГСМ-05 с

принудительной подачей контролируемой среды работоспособны при изменении давления в линии сжатого воздуха от 0,25 до 0,6 МПа.

Газосигнализатор обеспечивает световую сигнализацию о достижении предельных концентраций и цифровую индикацию значения концентрации и порогов 1, 2.

Газосигнализатор обеспечивает самодиагностику измерительных каналов, сохранность калибровочных данных.

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

Газосигнализатор не является источником опасных и вредных производственных факторов, в том числе выделений вредных веществ, загрязняющих воздух выше норм, установленных ГОСТ 12.1.005-88

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

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

- аналогового сигнала (4 - 20) мА, пропорционального % НКПР;
- сигналов, о достижении сигнальных концентраций "Порог 1", "Порог 2";
- сигнала "Отказ", в случае обрыва или выхода из строя БД, или наличия внутренней неисправности;
- данных, о текущем уровне содержания горючих газов в воздухе % НКПР, диагностики состояния основных узлов БС и передаче их по последовательному каналу в локальную вычислительную сеть.



## 4.5 Датчик расхода TOP-1-50

Обозначение на функциональной схеме FIQT( Приложение Б) – прибор для измерения расхода, показывающий, с дистанционной передачей показаний, установленный по месту.

TOP-1-50 – турбинный счетчик жидкости, предназначенный для измерения количества жидкости, поступающей со скважины. Информация со счётчика TOP поступает на дискретный блок ввода-вывода ПЛК 1769-IQ16.

Технические характеристики TOP1-50 приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – технические характеристики TOP1-50.

	
Диаметр условного прохода, Д, мм	50
Пропускная способность, м <sup>3</sup> /ч	от 6 до 30
Питание электрических цепей	
Род тока	Постоянный
Напряжение датчика эл/магнитного, В, не менее	6±10%
Габаритные размеры, мм, не более	320x177x415
Характеристика рабочей среды	
температура, °С в пределах	От +5 до +70
содержание парафина объемное, %, не более	10
вязкость, м <sup>2</sup> /с, в пределах	От 1x10 <sup>-6</sup> до 120x10 <sup>-6</sup>
содержание сернистых соединений по весу, %	3
содержание механических примесей, мг/л, не более	3000
размер частиц механических примесей, мм, не более	5
Температура окружающего воздуха. °С. в пределах	От -50 до +50
Удельная материалоемкость, кг/м <sup>3</sup> /с	2374

## 4.6 Контроллер DirectLogic D06

МикроПЛК DirectLogic D06 (рисунок 4.5) разработаны, чтобы соответствовать большему количеству применений, чем любое другое семейство ПЛК в их классе. Их можно использовать для систем управления, вплоть до 100 каналов ввода/вывода как для дискретных, так и для непрерывных процессов.

DirectLogic D06 имеет 36 встроенных каналов дискретного входа/выхода (20 входов/16 выходов), четыре слота для установки дополнительных модулей до 24 аналоговых или до 64 дискретных каналов ввода/вывода. Он имеет также встроенный высокоскоростной счетчик, импульсный вывод, связь по интерфейсам RS232/422/485 и протоколам Modbus RTU ведущий/ведомый или ASCII In/Out, 8 контуров ПИД-регулирования и другие возможности.

Дискретное управление:

- ввод/вывод переменного и постоянного тока, по схеме источник или потребитель, релейные выходы;
- до 17 моделей с питанием от сети переменного и постоянного тока;
- монтаж на панель или DIN-рейку для всех моделей;
- быстросъемные клеммные блоки;
- встроенный высокоскоростной ввод/вывод для простого одноосевого управления движением.

Аналоговое управление:

- семь дополнительных аналоговых модулей для DL05/06;
- встроенные команды ПИД-регулирования с автонастройкой для всех моделей;
- диапазон аналогового ввода/вывода выбирается переключателем;
- быстросъемные клеммные блоки;
- температурные входы (терморезисторы и термопары).

Коммуникационные и специальные возможности.

Два последовательных коммуникационных порта.

Встроенный протокол MODBUS RTU ведущий/ведомый для Порта 2 у всех моделей. Дополнительные коммуникационные модули с поддержкой протоколов Ethernet, DeviceNet, Profibus.



Рисунок 4.5 – Контроллер DirectLogic D06

Все девять моделей DL06 включают 20 дискретных входов и 16 дискретных выходов и различаются по сочетанию типов сигналов: переменного, постоянного тока и реле.

- все входы постоянного тока подключаются по схемам источник/потребитель;
- съемные клеммные блоки;

Встроенный источник питания =12/24 В, 300 мА для моделей с питанием от переменного тока. Гарантированная заводом изготовителем средняя наработка на отказ не менее 300000 часов.

#### 4.7 Контроллер MicroLogix 1500

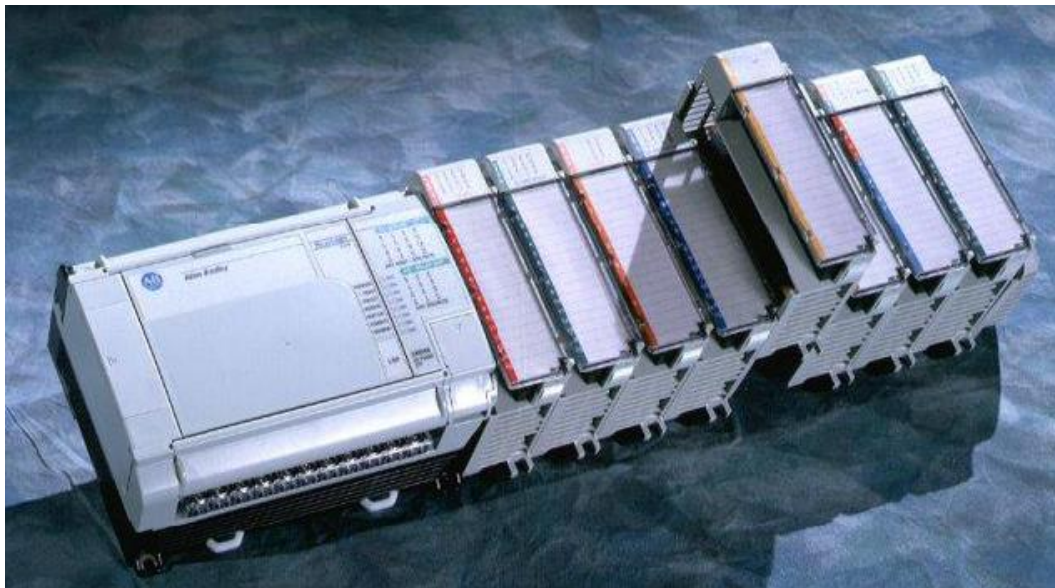
Внешний вид контроллера MicroLogix 1500 представлен на рисунке 4.6.

Для связи приборов с диспетчерским пультом предлагается использовать контроллер фирмы Allen-Bradley MicroLogix 1500 (таблица 4.2), который осуществляет следующие функции: сбор, обработка и передача

информации; телеуправление объектами; телесигнализация аварийного состояния.

Архитектура MicroLogix 1500 представляет собой пару модулей с единой площадью крепления. Модуль процессора вставляется в базовый модуль и вместе образуют законченный контроллер. Процессор и базовый модуль можно заменять независимо друг от друга, что позволяет максимально использовать возможности встроенного ввода/вывода и, в то же время, минимизировать стоимость оборудования.

Компактные модули ввода/вывода (Bulletin 1769) расширяют возможности, предлагаемые каналами ввода/вывода, встроенными в базу контроллера, и обеспечивают дополнительную гибкость, достаточную для широкого круга приложений. Эта платформа ввода/вывод — высокопроизводительная, модульная, не требующая шасси («безрешетчатая»),- предоставляет фронтальный доступ для монтажа модулей и проводов, что снижает стоимость системы и время ее обслуживания.



Рисунке 4.6 – внешний вид контроллера.

До 540 каналов дискретных входов/выходов (при использовании 32-х канальных модулей).

Память до 12 кБайт программных слов + 48 кБайт фискальной памяти для хранения архивов событий.

Время выполнения типичной программы объемом 1 К слов - 0,7 ms.

Два быстрых счетчика 20 кГц. Два выхода с частотной (20кГц) или широтно-импульсной модуляцией для управления шаговым или серво двигателем.

32-х битная арифметика с числами с плавающей запятой.

Встроенные PID функции.

Встроенный терминал доступа к данным.

Часы реального времени. Два встроенных "настроечных" потенциометра для задания значений аналоговых параметров.

Подключение удаленных модулей по сетям RIO, DeviceNet.

Встроенный порт RS-232 (один или два) с протоколом по выбору Full Duplex, Half Duplex Master/Slave, сетевой DH-485, протокол работы с радиомодемами, в том числе и для ретрансляции сигнала, пользовательский протокол ASCII.

Таблица 4.2 - Краткие характеристики MicroLogix 1500

Модель базового блока	1764-24BWA
Количество встроенных Вводов/Выводов	12 вводов 12 выводов
Напряжение питания	85/265V AC
Внешнее питание	24 V DC, 400 mA
Тип вводов	24 V DC
Тип выводов	реле
Пакет программирования	RSLogix 500
Интерфейс	RS-232, DH-485

Средняя гарантированная заводом изготовителем наработка на отказ не менее 500000 часов.

Выбор модулей ввода вывода.

Модуль 1769-IF8 предназначен для преобразования сигналов от 8 аналоговых датчиков в двоичный код. Модуль служит для обработки аналоговых сигналов  $\pm 10$  В,  $1 \div 5$  В,  $0 \div 5$  В,  $0 \div 10$  В,  $0 \div 5$  мА,  $0 \div 20$  мА и  $4 \div 20$  мА. Модуль позволяет преобразовывать показания датчиков непосредственно в инженерные единицы. Для данного модуля требуется предварительная инициализация.

Модули дискретного ввода 1769-IQ16 имеет 16 входов, используется для обработки поступающих дискретных сигналов с напряжением 24 Вольт

(постоянного тока) типа «сухой контакт», поступающих от сигнализаторов или контактов. Источник питания Phoenix Contact TRIO-PS/1AC/24DC/10A устанавливается на DIN-рейку. Напряжение питания 100–240В переменного тока. Выходное напряжение 24В постоянного тока, выходной ток 10А.

Большая наработка на отказ, составляющая 500 000 часов, обеспечивает высокую безопасность питающего напряжения. Для повышения мощности и резервирования приборы можно подключать параллельно.

Данный прибор имеет понятную светодиодную индикации и возможность подключения устройств с помощью сдвоенных клеммных модулей к контактам "плюс" и "минус" для быстрого разветвления цепей. Наличие третьей клеммы (-) упрощает заземление вторичной цепи. Все блоки питания обладают защитой от работы на холостом ходу и короткого замыкания. Значения выходных регулируемых напряжений могут быть настроены.

#### 4.8 Радиомодем Невод–5



Рисунок 4.7 – радиомодем Невод.

Радиомодем Невод( рисунок 4.7) предназначен для передачи и приема цифровой информации при работе в составе распределенных сетей телеметрии, управления и автоматизации технологических процессов.

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

последовательный интерфейс набором команд.

Прибор выполнен в пластмассовом корпусе, в котором установлена печатная плата. Возможно "уличное" (влагозащищенное) исполнение, степень защиты IP65. Технические характеристики радиомодема приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Технические характеристики радиомодема.

Напряжение питания	9...30 В
Потребляемый ток в режиме приема (от 12В)	80 мА
Потребляемый ток в режиме передачи (от 12В)	150 мА
Выходная мощность передатчика	10 мВт
Волновое сопротивление нагрузки	50 Ом
Допустимый температурный диапазон	-40...70°C
Режим передачи	полудуплексный
Диапазон частот	(433,92±0,2%) МГц
Максимальная скорость передачи данных	19200 бит/с
Скорость работы последовательных интерфейсов	1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 38400 бит/с
Внешние интерфейсы	RS 232 (CTS/RTS опц.), RS 485
Габаритные размеры	118x70x50 мм, 200x100x62 мм
Способ установки	DIN-рельс 35x7.5 мм
Масса	0.2 кг

#### 4.9 Направленная антенна АН5-433

АН5-433 (рисунок 4.8) представляет собой направленную пятиэлементную антенну типа "волновой канал" с вертикальной поляризацией. Изготовлена в виде сборно-сварной стальной конструкции. Габариты в (собранном виде, без учета крепежных скоб) - 585 x 585 x 15 мм. Для удобства транспортировки разбирается на две части. Монтируется на верхушке заземляемой мачты. Вибратор антенны выполнен в виде полуволнового штыря

с J-согласованием и заземленным основанием, одновременно выполняющей роль несущей конструкции.

Антенна АН5-433 предназначена для передачи информации в диапазоне 433-435 МГц. Антенна с вертикальной поляризацией и раскрывом диаграммы направленности в горизонтальной плоскости  $60^\circ$ . Рекомендуется для удаленных объектов при расстояниях не более 20 км, а также при сложных условиях распространения радиоволн. Усиление относительно полуволнового диполя 8дБ.



Рисунок 4.8 – антенна АН5-433.

## 5. Разработка АСУ ТП ГЗУ

Из рассмотренных контроллеров выбираем Allen-Bradley MicroLogix 1500, так как у него при одинаковой функциональности наработка на отказ на 200000 часов больше чем у DirectLogic D06. Перечень необходимых сигналов и интерфейсов приведен в таблице 5.1.

В газосепаратор дополнительно к манометру необходимо установить



преобразователь давления Метран-150-ДИ-Ех и преобразователь температуры ТСМУ Метран-274-МП-Ех для контроля и передачи замеренных параметров на верхний уровень. Также преобразователь давления Метран-150-ДИ-Ех устанавливается в выпускной коллектор. Преобразователи давления и температуры «Метран» имеют унифицированный выходной сигнал 4-20мА и подключаются к модулю аналоговых входов контроллера. Для определения газового фактора скважин устанавливается счетчик газа турбинный АГАТ-1М в выходной трубопровод газосепаратора. Расход отсепарированной нефти измеряется турбинным счетчиком жидкости ТОР1-50. Импульсный сигнал с магнитоиндукционных датчиков расходомеров «ТОР» и «АГАТ» передаются на входы модуля дискретного сигнала. Номер скважины установленной на замер, передается с датчика кода положения скважины (ДКПС) на входы модуля дискретного сигнала. Управление гидроприводом ПСМ осуществляется контроллером в автоматическом или ручном режиме. Выходной управляющий сигнал формируется релейным выходом контроллера. Для сигнализации и контроля дозрывоопасных концентрации горючих газов и паров в технологическом блоке ГЗУ устанавливается датчик газосигнализатора ГСМ-05. Вторичный блок формирует выходной сигнал 4-20мА пропорционально значению газовой концентрации и выдает его на модуль аналоговых входов контроллера. Для связи с диспетчером устанавливается радиомодем Невод-5 который соединяется с контроллером по интерфейсу RS-485. С радиомодемом применяется антенна АН5-433.

Таблица 5.1 – Перечень сигналов.

Объект	Наименование сигнала	Аналоговый вход, шт.	Дискретный вход, шт.	Ошибка! выход, шт.	Ошибка! вход, шт.	Интерфейс RS-485, шт	Сигнал
<b>АГЗУ (Ошибка! блок)</b>	Давление в коллекторе (жидк.)	1	-	-	-	-	4-20 мА
	Давление газа	1	-	-	-	-	4-20 мА
	Температура газа	1	-	-	-	-	4-20 мА

Концентрация загазованности	1	-	-	-	-	4-20 мА
Положение ПСМ	-	4	-	-	-	24В
Управление ГП	-	-	1	-	-	24В
Счетчик ТОР	-	1	-	-	-	24В
Счетчик АГАТ	-	1	-	-	-	24В
Радиомодем	-	-	-	-	1	-

### 5.1 Структурная схема куста №104 Еты-Пуровского месторождения

Структурная схема управления и контроля разрабатывается в соответствии с РТМ 252.40-76 Минприбора, при этом изучается техническое задание на проектирование АСУТП, принципиальные технологические схемы основной и вспомогательных установок, генплан и список технологических объектов.

На рисунке 5.1 представлена структурная схема куста №104.

На входе объекта управления имеем нефтяную эмульсию, закачиваемую электроцентробежными насосами (ЭЦН) с кустов скважин, а на выходе должны получить дебет нефти и газа с каждой скважины. В блоке местной автоматики установлены вторичные приборы и контроллер. Централизованный контроль и управление будет производиться с диспетчерского пункта.

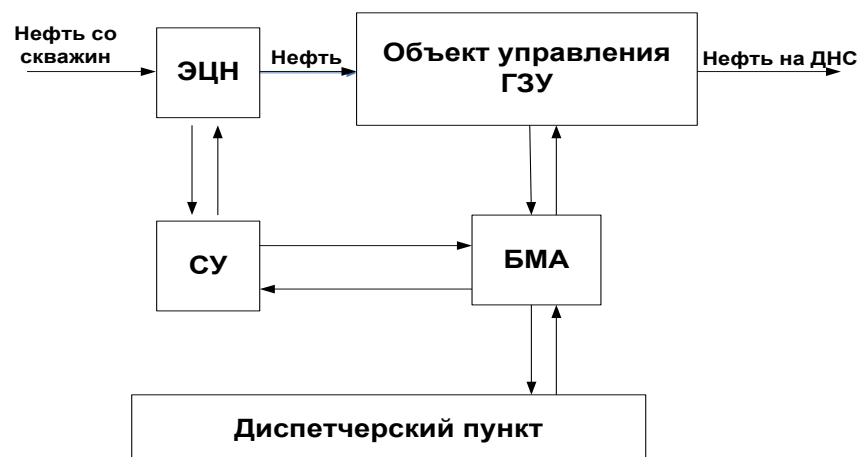


Рисунок 5.1 – структурная схема куста №104.

## 5.2 Функциональная схема автоматизации

Функциональная схема автоматизации (ФСА) является основным техническим документом, определяющим функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля, управления и регулирования технологического процесса и оснащение объекта управления приборами и средствами автоматизации.

На функциональной схеме автоматизации (Приложение 2) показана ГЗУ с приборами измерения, регулирования, сигнализации и управления.

Порядковый номер установленной на замер скважины определяется и передается на второй уровень АСУ ТП датчиком кода положения скважины ДКПС (позиция 6). Перевод на следующую скважину осуществляется гидроприводом (позиция 14). Сепаратор оборудован поплавковым регулятором уровня (позиция 7), который механически связан с заслонкой на газовой линии. Между сепаратором и общим трубопроводом установлен регулятор расхода (позиция 8). Расход добываемой из скважины жидкости замеряется счетчиком жидкости TOP1-50 (позиция 4). Расход газа измеряется комплектом «АГАТ-2», который состоит из первичного преобразователя (позиция 5-1), магнитоиндукционного преобразователя НОРД-И2У (позиция 5-2) и электронного блока НОРД - ЭЗМ (позиция 5-3).

Сигнализация и контроль дозрывоопасных паров и газов в технологическом блоке осуществляется газосигнализатором ГСМ-05. Чувствительный элемент (позиция 9-1), блок сигнализации (позиция 9-2).

Контроль повышенного или пониженного давления в коллекторе с передачей токового сигнала на контроллер, устанавливаются измерительный преобразователь давления Метран-150-ДИ-Ех (позиция 2).

Контроль повышенного или пониженного давления в сепараторе с передачей токового сигнала на контроллер, устанавливаются измерительный преобразователь давления Метран-150-ДИ-Ех (позиция 1), а контроль температуры ТСМУ Метран-274МП-Ех (позиция 3).

Визуальный контроль давления в сепараторе, а также в общем трубопроводе осуществляется техническими манометрами МП4 -У (позиции 10 и 11).

Поддержание температуры в ГЗУ на заданном уровне производит dilatометрический термометр ТУДЭ (позиция 13).

Сигнализация открытия двери технологического блока осуществляется концевым выключателем (позиция 12)

### **5.3 Блок-схема алгоритма работы замерной установки**

Блок схема алгоритма работы приведена в Приложении 3.

При включении системы происходит общий сброс системы. Программа начинается с инициализации системы. Далее происходит считывание кода скважины – определяется положение переключателя.

В алгоритме присутствует обратная связь. Обратная связь заключается в проверке кода ПСМ. Если код не совпадает, выдается повторная команда переключения и вновь проверяется изменение кода скважины. Если после трех попыток ПСМ не переключился, формируется аварийное сообщение, что свидетельствует о неисправности гидропривода ПСМ или о неисправности кодовой маски ПСМ.

Замер одной скважины выполняется определенное заданное количество циклов. В течение этого время контроллер опрашивает датчики расхода газа и жидкости и передает показания на верхний уровень, а также принимает управляющие сигналы с верхнего уровня.

### **5.4 Пакет TRACE MODE**

TRACE MODE – это программный комплекс, предназначенный для разработки, настройки и запуска в реальном времени систем управления технологическими процессами. Все программы, входящие в TRACE MODE, делятся на две группы:

- а) инструментальная система разработки АСУ.

б) исполнительные модули (runtime).

Инструментальная система включает в себя три редактора:

а) редактор базы каналов.

б) редактор представления данных.

в) редактор шаблонов.

В них разрабатываются: база данных реального времени, программы обработки данных и управления, графические экраны для визуализации состояния технологического процесса и управления им, а также шаблоны для генерации отчетов о работе производства.

Исполнительные модули - это программы, под управлением которых запускается АСУ, созданная в инструментальной системе. Большинство из них предназначено для организации работы верхнего и административного уровней АСУ, а Микро МРВ, Микро МРВ Модем+ и Микро МРВ GSM+ – для работы в контроллерах нижнего уровня систем управления, естественно, при условии наличия в них операционной системы MS DOS.

Структура проекта описывается и редактируется в редакторе базы каналов и сохраняется в файле конфигурации проекта. Проект TRACE MODE включает в себя программное обеспечение всех входящих в него узлов, которые могут быть связаны между собой по локальной сети, по последовательным интерфейсам, по коммутируемым линиям или по радиоканалу. Проект размещается на каждом узле, при этом наименование поддиректорий его размещения на разных узлах должно быть одним и тем же. Не используемое на узле программное обеспечение может быть удалено из проекта, размещенного на этом узле (например, базы каналов и графические базы других узлов). В редакторе базы каналов создается математическая основа системы управления: описываются конфигурации рабочих станций, контроллеров и УСО, а также настраиваются информационные потоки между ними. Здесь же описываются входные и выходные сигналы и их связь с устройствами сбора данных и управления. В этом редакторе задаются периоды опроса или формирования сигналов, настраиваются законы первичной

обработки и управления, технологические границы, программы обработки данных и управления. Здесь настраивается архивирование технологических параметров, сетевой обмен и решаются некоторые другие задачи.

Результатом работы в этом редакторе является математическая и информационная структуры проекта. Они включают базы каналов всех узлов, а также файл конфигурации проекта

Графическая часть - это совокупность всех экранов для представления данных и супервизорного управления, входящих в графические базы узлов проекта. Создание и редактирование графической составляющей проекта осуществляется в редакторе представления данных. Структура проекта представлена здесь в виде дерева, корневыми элементами которого являются имена узлов, а вложенными – имена групп и экранов.

В рамках создания проекта автоматизации необходимо описать информационные потоки: для контроллеров надо создать и настроить каналы обмена данными с платами УСО, а для АРМ – каналы обмена данными с контроллерами и другими узлами проекта.

В крупных проектах задача заполнения баз, описывающих адреса источников и приемников данных, является очень трудоемкой. Это может привести к ошибкам, обусловленным объемом и рутинностью данной работы.

Для облегчения этой работы в TRACE MODE реализованы следующие шесть механизмов авто-построения баз каналов:

а) создание каналов обмена данными с удаленными узлами текущего проекта.

б) создание каналов обмена данными с платами УСО.

в) создание каналов обмена данными с контроллерами нижнего уровня (не РС-совместимыми).

г) создание каналов при импорте баз данных.

д) создание каналов обмена с OPC- серверами.

е) создание каналов обмена данными с каналами объекта удаленного узла.

В TRACE MODE поддерживаются три типа архивов:

- а) локальный СПАД-архив.
- б) глобальный архив РЕГИСТРАТОР.
- в) отчет тревог.

В данном проекте используются локальный отчет тревог.

Значения канала записываются в СПАД по изменению. При этом в архив добавляется одна запись, фиксирующая новое значения и время. Точность фиксации времени составляет 1 мс.

Отчет тревог служит для записи в ASCII-файл информации об изменении значений атрибутов каналов, сообщения, содержащие тексты из словаря событий, и интерактивные сообщения оператора. Сохранение сообщений в отчет тревог реализовано в виде отдельного потока с более низким приоритетом, чем пересчет базы каналов. МРВ формирует очередь сообщений для записи. Поток архивирования берет данные из этой очереди и записывает их на диск. Кроме того, используя ODBC, можно сохранять информацию в любые базы данных, поддерживающие этот протокол.

TRACE MODE поддерживает обмен данными с разными контроллерами. Для PC-контролеров обмен реализуется по собственным протоколам TRACE MODE при использовании в них Микро МРВ, а для остальных – по их протоколам. Часть этих протоколов встроена в исполнительные модули TRACE MODE, а часть поставляется опционально в виде динамически загружаемых библиотек.

Информационные потоки в TRACE MODE настраиваются с помощью каналов. Тип, подтип и другие характеристики каналов определяют источники или приемники данных (контроллеры, платы УСО, удаленные узлы, системные переменные и пр.). В каналах предусмотрена первичная и выходная обработка данных. Все остальные задачи по обработке данных и управлению разрабатываются в виде отдельных программ. Для этого предусмотрены два

языка: Техно FBD и Техно IL. Они реализуют стандарт МЭК-1131 и имеют большое количество дополнительных функций.

Язык Техно FBD предназначен для разработки алгоритмов в виде диаграмм функциональных блоков. Созданные на нем программы могут вызываться из процедур каналов. Программы на Техно IL записываются в виде последовательности инструкций. Этот язык позволяет программировать функциональные блоки для языка Техно FBD и создавать метапрограммы, которые запускаются параллельно с пересчетом базы каналов

### **5.5 Описание программного пакета RSLogix 500**

Программирование контроллера осуществляется на языке Ladder Logix с помощью программного пакета RSLogix 500.

RSLogix 500 обеспечивает:

- а) программирование в режимах OnLine/OffLine;
  - б) распределение модулей входов/выходов;
  - в) редактирование базы данных;
  - г) символьную адресацию;
  - д) поддержку таблиц перекрестных ссылок;
  - е) улучшенные возможности отладки;
  - ж) формирование отчетов;
  - з) великолепные возможности редактирования:
- вся информация о проекте располагается как "дерево проекта";
  - сессии редактирования ограничиваются только наличием доступной оперативной памяти;
  - перетаскивание инструкций на желаемую цепочку вместо ввода ее с клавиатуры;
  - при необходимости можно "развернуть" весь набор команд процессора;
  - можно просто вводить с клавиатуры мнемонику и параметры инструкции;



- редактирование нескольких цепочек и /или программ одновременно, используя символы, которым еще не присвоены физические адреса;
- корректирование ошибок в программе, при помощи специальной подсистемы (Program Verifier).

и) точную и простую конфигурацию входов/выходов;

к) удобную справочную систему;

л) полную совместимость с другими системами программирования:

- A.I.Series Ladder Logistics для контроллеров SLC-500 и Micrologix 1500;
- Advanced Programming Software (APS) для контроллеров SLC-500;
- Micrologix Programming Software (MPS) для контроллеров Micrologix 1500;
- проекты, разработанные в этих системах, могут быть импортированы в RSLogix 500 без каких-либо усилий.

м) настраиваемые коммуникации:

Для контроллеров SLC-500 существует множество адаптеров связи и протоколов. Конфигурация действий адаптера или протокола может быть запутанной и потребовать много времени. RSLogix 500 использует известный продукт Rockwell Software RSLinx, который облегчает эту задачу. Эти коммуникационные средства обеспечивают автоматическое определение и конфигурацию параметров связи при помощи быстрой и точной настройки. RSLinx используется для работы в среде Windows 95/98, Windows NT.

н) глобальное решение проекта:

Взаимодействие между RSLogix 500 и средствами MMI (человеко-машинного Интерфейса) и связи, разработанные Rockwell Software, создают мощное полнофункциональное решение всех аспектов проекта. Вместе с другими представителями семейства продуктов Rockwell Software можно использовать Базы Данных совместно с RSVIEW32( программным обеспечением для мониторинга, управления и сбора данных), RSTUNE (автоматическим настройщиком контуров ПИД регуляторов), RSTREND( программным обеспечением, ориентированным на сбор данных и вывод исторических

трендов), а также протестировать и отладить программу вне цеховых условий, используя RSEmulate 500 (программное обеспечение для эмуляции работы SLC)[13].

Процессор обеспечивает управление процессом, используя созданную для этого программу. Эта программа называется файлом процессора и содержит несколько других файлов, которые разделяют программу на более мелкие, но лучше управляемые секции. Такими секциями являются программные файлы и файлы данных.

Каждый процессор может иметь только один файл, состоящий из программных файлов (до 256 файлов на контроллер) и файлов данных (до 256 файлов на контроллер). Файл процессора создается при помощи RSLogix в режиме off-line. Затем эти файлы восстанавливаются, или загружаются в память процессора для выполнения действий on-line.

Программные файлы содержат информацию контроллера, основную программу управления и подпрограммы. Первые три программных файла являются необходимыми и зарезервированными, а файлы 3-225 используются для подпрограмм. Файл основной программы 2 содержит созданную цикловую программу управления процессом производства[10].

Файлы данных содержат информацию, сопутствующую программным файлам и организованы по типам хранимых в них данных. Каждая единица данных, в каждом из этих файлов, имеет свой соответствующий адрес, который и определяет ее для использования в программных файлах. Например, точка входа имеет адрес, который представляет её расположение в файле данных входа. Первые 9 файлов (0-8) имеют типы по умолчанию. Тип данных для оставшейся части файлов (9-255) назначается по необходимости. Типы файлов по умолчанию:

- а) файл 0 – данные выхода (состояние выходов контроллера);
- б) файл 1 – данные входа (состояние входов контроллера);
- в) файл 2 – данные состояния (информация по работе контроллера);
- г) файл 3-8 – заданы заранее как битовый, таймеров, счетчиков,

управления, хранения целых и вещественных данных соответственно.

Для образования параллельной логики в программе используются ветвления во входной и выходной частях цепи. Максимальное число уровней вложения ветвлений равно 75. Максимальное количество инструкций в цепи – 128[10].

Для программирования очень удобна поддержка нескольких видов адресации: прямая, когда данные записываются по указанному в инструкции адресу; индексная, т.е. процессор складывает номер элемента из адреса и значение, размещенное в индексном регистре S:24, и тогда полученный результат используется в качестве действительного адреса; косвенная адресация, адрес в квадратных скобках указывает на действительный номер файла, элемента или подэлемента; индексная косвенная адресация[12].

Алгоритм работы контроллера приведен в приложении 3.

## 5.6 Протокол Modbus RTU

Протокол Modbus является самым распространенным протоколом обмена информацией между устройствами систем автоматизации и телемеханики. Протокол представляет собой цикл запрос-ответ и использует технологию главный-подчиненный.

Цикл запрос – ответ:

- запрос от главного- ответ подчиненного;
- адрес устройства- адрес устройства;
- код функции- код функции;
- 8 - битные- 8 – битные;
- байты данных- байты данных;
- контрольная сумма- контрольная сумма.

Запрос: код функции, в запросе говорит подчиненному устройству какое действие необходимо провести. Байты данных содержат информацию необходимую для выполнения запрошенной функции. Например, код функции

3 подразумевает запрос на чтение содержимого регистров подчиненного. Ответ: если подчиненный дает нормальный ответ, код функции в ответе повторяет код функции в запросе. В байтах данных содержится затребованная информация. Если имеет место ошибка, то код функции модифицируется, и в байтах данных передается причина ошибки.

Формат каждого байта в RTU-режиме:

Система кодировки:

- 8-ми битовая двоичная;
- шестнадцатиричная 0-9, A-F.

Две шестнадцатиричные цифры содержатся в каждом 8-ми битовом байте сообщения.

Назначение битов:

- 1 старт бит;
- 8 бит данных, младшим значащим разрядом вперед;
- 1 бит паритета; нет бита паритета;
- 1 стоп бит если есть паритет; 2 бита если нет паритета;
- контрольная сумма: Cyclical Redundancy Check (CRC).

В RTU режиме сообщение начинается с интервала тишины равного времени передачи 3.5 символов при данной скорости передачи в сети. Первым полем затем передается адрес устройства.

Вслед за последним передаваемым символом также следует интервал тишины продолжительностью не менее 3.5 символов. Новое сообщение может начинаться после этого интервала.

Фрейм сообщения передается непрерывно. Если интервал тишины продолжительностью 1,5 возник во время передачи фрейма, принимающее устройство заканчивает прием сообщения и следующий байт будет воспринят как начало следующего сообщения.

Таким образом, если новое сообщение начнется раньше 3.5 интервала, принимающее устройство воспримет его как продолжение предыдущего

сообщения. В этом случае устанавливается ошибка, так как будет несовпадение контрольных сумм.

Стандартная MODBUS сеть использует два метода контроля ошибок. Контроль паритета (even/odd) и контрольная сумма. Обе эти проверки генерируются в головном устройстве. Подчиненное устройство проверяет каждый байт и все сообщение в процессе приема.

Пользователь может устанавливать продолжительность интервала таймаута, в течении которого головное устройство будет ожидать ответа от подчиненного. Если подчиненный обнаружил ошибку передачи, то он не формирует ответ главному. Контрольная сумма CRC состоит из двух байт. Контрольная сумма вычисляется передающим устройством и добавляется в конец сообщения. Принимающее устройство вычисляет контрольную сумму в процессе приема и сравнивает ее с полем CRC принятого сообщения.

Счетчик контрольной суммы предварительно инициализируется числом FF hex. Только восемь бит данных используются для вычисления контрольной суммы CRC. Старт и стоп биты, бит паритета, если он используется, не учитываются в контрольной сумме. Во время генерации CRC каждый байт сообщения складывается по исключаяющему ИЛИ с текущим содержимым регистра контрольной суммы. Результат сдвигается в направлении младшего бита, с заполнением нулем старшего бита. Если младший бит равен 1, то производится исключаяющее ИЛИ содержимого регистра контрольной суммы и определенного числа. Если младший бит равен 0, то исключаяющее ИЛИ не делается. Процесс сдвига повторяется восемь раз. После последнего (восьмого) сдвига, следующий байт складывается с текущей величиной регистра контрольной суммы, и процесс сдвига повторяется восемь раз как описано выше. Конечное содержание регистра и есть контрольная сумма CRC.

## **5.7 Шкаф кустовой автоматизации**

Шкаф фирмы Retail устанавливается в блоке местной автоматики. На монтажную панель шкафа установлены Din-рейки и кабельные короба. На Din-

рейку установлены контроллер MicroLogix 1500 с модулями расширения, радиомодем, блок питания, источник бесперебойного питания, автоматические выключатели и клеммы. Монтаж производился, согласно таблицы соединений монтажным проводом ПВЗ-1,0 с использованием наконечников под обжим. Монтажный провод от приборов к клеммам укладывался в кабельный короб.

Чертеж шкафа представлен в (Приложении 7), размещение оборудования на монтажной панели представлено в (Приложении 8).

Работы по монтажу выполнялись в специализированной мастерской службы автоматизации, с использованием специализированного инструмента и с соблюдением правил техники безопасности.

Теоретическая часть включала в себя составление таблицы соединений. По окончании работ была произведена проверка монтажа согласно монтажной схемы с использованием электронного мультиметра. Следующим этапом проверки было пробное включение блоков питания с замером выходного напряжения.

## **6. Оценка влияния модернизации системы управления на ее надежность**

В данном разделе необходимо сравнить две системы по надежности, до модернизации и после. В процессе модернизации добавляются датчики температуры, давления, расхода газа, радиопередатчик и заменяется блок управления и индикации БУИ-1 на контролере Allen-Bradley MicroLogix 1500. Перечень элементов до модернизации приведен в таблице 6.1, перечень элементов после модернизации приведен в таблице 6.2. Проектируемая система должна соответствовать установленным требованиям, среднее время наработки на отказ АСУ ТП должно быть не менее 3000 часов.

Согласно требованиям, указанным в техническом задании, проектируемая система относится к четвертой группе – ремонтируемым восстанавливаемым в процессе эксплуатации объектам, для которых допустимы временные перерывы в работе.

Система обеспечивает непрерывный контроль состояния технологического оборудования и управление в автоматическом режиме. Поэтому расчет и определение параметров надежности системы будем проводить для аппаратной части управляющей системы. Расчет заключается в определении показателей надежности по известным характеристикам надежности соответствующих элементов конструкции и компонентов схемы.

Для рассматриваемых систем определим основные показатели надежности:

- интенсивность отказов  $\lambda_i$ ;
- средняя наработка до отказа  $T_{cp}$ ;

В технической литературе в качестве показателя надежности элемента приводится среднее время наработки на отказ. Поэтому для определения интенсивности отказов элементов системы  $\lambda_i(t)$  применяется формула 6.1:

$$\lambda_i = \frac{1}{T_i}, \quad (6.1)$$

где  $T_i$  – время наработки на отказ  $i$ -го элемента, ч.

Результаты расчета интенсивностей отказов каждого элемента представлены в таблице 6.1 и таблице 6.2. Время наработки на отказ элементов системы берется из технических характеристик элементов, источники которых также приведены в таблице.

Таблица 6.1 – Перечень элементов, входящих в систему управления до модернизации, с указанием интенсивностей отказов

№ п/п	Наименование	Кол-во	$T_i \cdot 10^5$ , ч	$\lambda_i \cdot 10^{-5}$ ч <sup>-1</sup>	$\lambda_{i\Sigma} \cdot 10^{-5}$ ч <sup>-1</sup>	Ошибка
1	БУИ-1	1	0,035	28,57	28,57	[2]
2	Гидропривод ГП-1М	1	0,3	3,33	3,33	[2]
3	Счетчик жидкости TOP-1-50	1	0,3	3,33	3,33	[2]
Суммарная интенсивность отказов					35,23	

Среднее время наработки на отказ до модернизации  $T_{cp}=2840$  часов.

Таблица 6.2 – Перечень элементов, входящих в состав АСУ после модернизации.

№ п/п	Наименование	Ошибки	$T_i \cdot 10^5$ ч	$\lambda_i \cdot 10^{-5}$ ч <sup>-1</sup>	$\lambda_{i\Sigma} \cdot 10^{-5}$ ч <sup>-1</sup>	Источ-ник
1	Гидропривод ГП-1М	1	0,3	3,333	3,333	[2]
2	Счетчик жидкости TOP-1-50	1	0,3	3,333	3,333	[2]
3	Счетчик газа АГАТ-1М (турбинный преобразователь расхода)	1	0,3	3,333	3,333	[2]
4	Счетчик газа АГАТ-1М (магнитоиндукционный датчик)	1	0,3	3,333	3,333	[37]
5	Счетчик газа АГАТ-1М (блок обработки данных)	1	0,3	3,333	3,333	[37]
6	Газосигнализатор ГСМ-05 (блок детекторный)	1	0,8	1,250	1,250	[14]
7	Газосигнализатор ГСМ-05 (блок сигнализации)	1	0,8	1,250	1,250	[14]
8	Датчик избыточного давления Метран-150-ДИ-Ех	2	1,5	0,667	1,333	[9]
9	Датчик температуры ТСМУ Метран-274МП-Ех	1	1,5	0,667	0,677	[9]
10	ПЛК Allen-Bradley MicroLogix 1500	1	5	0,200	0,200	[35]
11	Модуль выходов 1769-ОВ2	1	5	0,505	0,505	[35]
12	Модуль аналоговых входов 1769-IF8	2	2	0,500	1,000	[35]
13	Модуль дискретных входов 1769-IQ 16	1	2	0,500	0,500	[35]
14	Модуль интерфейса RS-485 NET-AIC	1	2	0,500	0,500	[35]
15	Блок питания Phoenix Contact TRIO-PS/1AC/24DC/10	1	2	0,500	0,500	[8]
16	Радиомодем Невод-5	1	0,5	2,000	2,000	[15]
17	АРС BACK-UPS RS 500VA	1	0,3	3,333	3,333	[8]
18	АРМ (компьютер)	1	0,5	2,000	2,000	[36]
19	Полупроводниковое реле Phoenix Contact ELR 1- 24DC/600AC-20	1	2,5	0,4	0,4	[8]
Суммарная интенсивность отказов					32,26	

Среднее время наработки на отказ системы после модернизации  $T_{cp}=3100$  часов.



Была поставлена задача, оценить влияние модернизации на надежность АСУ ГЗУ. В результате проведенного расчета было сделано заключение, что система до модернизации имеет среднее время наработки на отказ  $T_{cp}=2840$  часов, а после введения модернизации среднее время наработки на отказ увеличилось до  $T_{cp}=3100$  часов, что удовлетворяет поставленным задачам модернизации системы.

## 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, и ресурсосбережение

### 7.1. Организация и планирование работ по разработке темы проекта

Для организации процесса разработки инструментального средства использован метод сетевого планирования и управления. Метод позволяет графически представить план выполнения предстоящих работ, связанных с разработкой системы, его анализ и оптимизацию, что позволяет упрощать решения поставленных задач, координировать ресурсы времени, рабочие силы и последствия отдельных операций.

Составим перечень работ и соответствие работ своим исполнителям, продолжительность выполнения этих работ и сведем их в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 Перечень и продолжительность выполнения работ

	Этапы работы	Продолжительность, дни	Исполнители	Загрузка исполнителей
1	Постановка задачи	2	НР	НР – 100%
2	Анализ условий автоматизации (цель, назначение, область использования)	10	НР, ИП	НР – 30% ИП -100%
3	Анализ технических требований к автоматизированному объекту	9	НР, ИП	НР-20% ИП-100%
4	Разработка и утверждение технического задания (ТЗ)	2	НР	НР-100%
5	Проведение консультаций	9		НР-100% ИП-20%
6	Изучение литературы	13	ИП	ИП-100%
7	Разработка структурных схем	3	ИП	ИП-100%
8	Разработка функциональной схемы	20	ИП	ИП-100%
9	Выбор технических средств для автоматизации	6	НР, ИП	НР-30% ИП-100%
10	Типовые монтажные чертежи и конструктивные решения	4	НР, ИП	НР-30% ИП-100%
11	Составление отчетной документации, текстовых материалов проекта	12	ИП	ИП-100%
12	Сдача проекта	2	ИП	ИП-100%

### 7.1.1. Продолжительность этапов работ

Расчет продолжительности этапов работ осуществляется двумя методами:

- технико-экономическим;
- опытно - статистическим.

В данном случае используется опытно-статистический метод, который реализуется двумя способами:

- аналоговый;
- вероятностный.

Для определения ожидаемого значения продолжительности работ  $t_{ож}$  применяется вероятностный метод – метод двух оценок  $t_{min}$  и  $t_{max}$ .

$$t_{ож} = \frac{3t_{min} + 2t_{max}}{5},$$

где  $t_{min}$  - минимальная трудоемкость работ, чел/дн.;

$t_{max}$  - максимальная трудоемкость работ, чел/дн.

Для выполнения перечисленных работ потребуются следующие специалисты:

- инженер-проектировщик (ИП);
- научный руководитель (НР).

Для построения линейного графика необходимо рассчитать длительность этапов в рабочих днях, а затем перевести в календарные дни.

Расчет ведется по формуле:

$$T_{РД} = \frac{t_{ОЖ}}{K_{ВН}} \cdot K_{Д}$$

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

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

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

$$T_{КД} = T_{РД} \cdot T_{К}$$

где  $T_{К}$  – коэффициент календарности.

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

где  $T_{КАЛ}$  – календарные дни ( $T_{КАЛ} = 366$ );

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

$T_{ПД}$  – праздничные дни ( $T_{ПД} = 12$ ).

$$T_{К} = \frac{366}{366 - 104 - 12} = 1,464$$

В таблице 7.2 приведены длительность этапов работ и число исполнителей, занятых на каждом этапе проектирования.

Данные расчеты необходимы для построения линейного графика.

Таблица 7.2 – длительность этапов работ.

Этап	Исполнители	Продолжительность работ, дни			Длительность рабоч.,нерабоч дни		Длительность календарные дни	
		$t_{\min}$	$t_{\max}$	$t_{\text{ож}}$	НР	ИП	НР	ИП
Постановка целей и задач	НР	2	3	2,4	2,4	-	4	-
Составление и утверждение технического задания	НР, ИП	2	3	2,4	0,72	2,4	1	4
Подбор и изучение материалов по теме	ИП	7	12	9	-	9	-	13
Анализ условий автоматизации (цель, назначение, область использования)	НР, ИП	4	7	5,2	1,04	5,2	2	8
Анализ технических требований к автоматизированному объекту	НР, ИП	4	7	5,2	1,04	5,2	2	8
Теоретическое описание этапов проектирования	ИП	7	12	9	-	9	-	13
Выбор технических средств для автоматизации	НР, ИП	4	7	5,2	1,04	5,2	2	8
Разработка функциональной схемы	ИП	2	3	2,4	-	2,4	-	4
Разработка структурной схемы	ИП	2	3	2,4	-	2,4	-	4
Типовые монтажные чертежи и конструктивные решения	НР, ИП	2	4	2,8	0,56	2,8	1	4
Оценка эффективности полученных результатов	НР	2	3	2,4	2,4	-	4	-
Составление и оформление отчетной документации	ИП	7	12	9	-	9	-	13
Сдача проекта	ИП	1	2	1,4	-	1,4	-	2
<b>Итого:</b>				<b>58,8</b>	<b>9,2</b>	<b>54</b>	<b>16</b>	<b>81</b>

### 7.1.2 Техническая готовность темы

Определение технической готовности темы позволяет дипломнику точно знать, на каком уровне выполнения находится определенный этап или работа. Показатель технической готовности темы характеризует отношение продолжительности работ, выполненных на момент исчисления этого показателя, к общей запланированной продолжительности работ.

Для начала следует определить удельное значение каждой работы в общей продолжительности работ:

$$y_i = \frac{t_{ож}}{t_{сум}} \cdot 100\% ,$$

где  $y_i$  – удельное значение каждой работы в %;

$t_{ож}$  – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{сум}$  – суммарная продолжительность темы, раб.дн.

Тогда техническую готовность темы  $\Gamma_i$  можно рассчитать по формуле

$$\Gamma_i = \frac{\sum_{j=1}^i t_{ож}}{t_{сум}} \cdot 100\% ,$$

где  $\sum t_{ож}$  – нарастающая продолжительность на момент выполнения  $i$ -той работы.

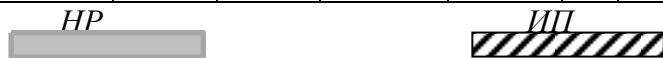
### 7.1.3 Календарный план-график

Горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ (таблица 7.2).

График строится в рамках таблицы 7.3 с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования. При этом работы на графике выделены различной штриховкой в зависимости от исполнителей, ответственных за ту или иную работу.

Подэтапы	Т <sub>кд</sub> , дни		У <sub>i</sub> , %	Г <sub>i</sub> , %	I месяц	II месяц	III месяц	IV месяц
	НР	ИП						
1. Постановка целей и задач	4	-	4,1	4,1				
2. Составление и утверждение тех. задания	1	4	4,1	8,2				
3. Подбор и изучение материалов по теме	-	13	15,3	23,5				
4. Анализ условий автоматизации (цель, назначение, область использования)	2	8	8,9	32,4				
5. Анализ технических требований к автоматизированному объекту	2	8	8,9	41,3				
6. Теоретическое описание этапов проектирования	-	13	15,3	56,6				
7. Выбор технических средств для автоматизации	2	8	8,9	65,5				
8. Разработка функциональной схемы	-	4	4	69,5				
9. Разработка структурной схемы	-	4	4	73,5				
10. Типовые монтажные чертежи и конструктивные решения	1	4	4,7	78,2				
11. Оценка эффективности полученных результатов	4	-	4,1	82,3				
12. Составление и оформление отчетной документации	-	13	15,3	97,6				
Сдача проекта	-	2	2,4	100				

Таблица 7.3 – Линейный график



## 7.2 Расчет сметы затрат на создание АСУ ТП

В состав затрат на создание проекта АСУ ТП включается стоимость всех расходов, необходимых для реализации комплекса работ, составляющих содержание данной разработки. Расчет сметной стоимости на выполнение данной разработки производится по следующим статьям затрат:

- материалы и покупные изделия;
- основная заработная плата;
- дополнительная заработная плата;
- отчисления в социальные фонды;
- расходы на электроэнергию;
- амортизационные отчисления;
- работы, выполняемые сторонними организациями;
- прочие расходы.

### 7.2.1. Расчет затрат на материалы

Отражает стоимость материалов с учетом транспортно-заготовительных расходов (1% от стоимости материалов), используемых при разработке проекта АСУ ТП.

Таблица 7.4 – Расходные материалы

Наименование материалов	Цена ед., (руб.)	Количество	Сумма, (руб.)
Флеш-карта 1 GB	260	1 шт.	260
Бумага формата А4	280	1 пач.	280
Картридж для принтера	780	1 шт.	780
Ручка шариковая	30	1 шт.	30
Карандаш	43	2 шт.	86
Итого			1436

Согласно таблице 7.4 расход на материалы составляет  $C_{\text{мат}} = 260 + 280 + 780 + 30 + 86 = 1436$  руб.

### 7.2.2. Расчет заработной платы

Под основной заработной платой понимаем заработную плату



руководителя и инженера. Размер основной заработной платы устанавливается, исходя из численности исполнителей, трудоемкости и средней заработной платы за один рабочий день. Месячный оклад руководителя составляет 12 800 руб., инженера – 10 300 руб.

Средняя заработная плата рассчитывается следующим образом:

Дневная з/плата = Месячный оклад/ 20,83 день,

Соответственно дневной оклад руководителя равен 614,49 руб., а инженера-программиста – 494,48 руб.

Расчеты затрат на основную заработную плату приведены в таблице 5.

При расчете учитывалось, что в году 250 рабочих дней и, следовательно, в месяце 20,83 рабочий день, а затраты времени на выполнение работы по каждому исполнителю брались из таблицы 7.3. Коэффициент, учитывающий коэффициент по премиям  $K_{пр}=40\%$ , районный коэффициент  $K_{рк}=50\%$  ( $K = K_{пр} + K_{рк} = 1 + 0,4 + 0,5 = 1,9$ );

Таблица 7.5 – Затраты на основную заработную плату

Исполнители	Оклад	Среднедневная ставка, руб/день	Затраты времени, дни	Коэффициент	Фонд з/пл, руб.
Руководитель	12 860	614,49	9,2	1,9	10 741,28
Инженер-проектировщик	10 300	494,48	54	1,9	50 733,64
Итого					61 474,92

Основная заработная плата  $C_{осн}$  будет равна 61 474,92 руб.

### 7.2.3. Расчет отчислений от заработной платы

Затраты по этой статье составляют отчисления по единому социальному налогу (ЕСН).

Отчисления от заработной платы определяются по следующей формуле:

$$C_{соцф} = K_{соцф} * C_{осн} ,$$

где  $K_{соцф}$  - коэффициент, учитывающий размер отчислений из заработной платы,

он включает в себя:

- 1) отчисления в пенсионный фонд;
  - 2) на социальное страхование;
  - 3) на медицинское страхование,
- и составляет 26% от затрат на заработную плату.

$$C_{\text{соцф}} = 0,26 * 61\,474,92 = 15\,983,48 \text{ руб.}$$

#### 7.2.4. Расчет затрат на электроэнергию

Затраты на электроэнергию состоят из затрат на электроэнергию при работе оборудования во время разработки проекта, и из затрат на электроэнергию, потраченную на освещение.

Затраты на электроэнергию при работе оборудования для технологических целей рассчитывают по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{об}} = P_{\text{об}} \cdot C_{\text{э}} \cdot t_{\text{об}}, \quad (7.13)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{об}}$  – затраты на электроэнергию потребляемую оборудованием, руб.;

$P_{\text{об}}$  – мощность, потребляемая оборудованием, кВт;

$C_{\text{э}}$  – тарифная цена за 1кВт·час,  $C_{\text{э}} = 1,43$  руб.;

$t_{\text{об}}$  – время работы оборудования, час.

Мощность, потребляемая оборудованием, определяется по формуле:

$$P_{\text{об}} = P_{\text{уст. об}} \cdot K_{\text{с}}, \quad (7.14)$$

где  $P_{\text{об}}$  – мощность, потребляемая оборудованием, кВт;

$P_{\text{уст. об}}$  – установленная мощность оборудования, кВт;

$K_{\text{с}}$  – коэффициент спроса, зависит от количества загрузки групп электроприемников, для технологического оборудования малой мощности,  $K_{\text{с}} = 1$

Затраты на электроэнергию для технологических целей приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Затраты на электроэнергию для технологических целей

Наименование оборудования	Время работы оборудования, час, $t_{об}$	Потребляемая мощность, $P_{об}$ , кВт	Затраты, $\mathcal{E}_{об}$ , руб.
Персональный компьютер	600	0,300	257,4
Струйный принтер	10	0,1	1,43
Итого			259,83

Затраты на электроэнергию, для освещения помещения, где разрабатывается автоматизация, рассчитывают по формуле:

$$7 \mathcal{E}_{ос} = P_{об} \cdot C_э \cdot t_{об} , \quad (7.15)$$

где  $\mathcal{E}_{ос}$  – затраты на электроэнергию, для освещения, руб.;

$P_{об}$  – мощность, потребляемая оборудованием, кВт;

$C_э$  – тарифная цена за 1кВт·час,  $C_э = 1,43$  руб.;

$t_{об}$  – время работы оборудования, час.

Мощность, потребляемая освещением, определяется по формуле:

$$7 P_{ос} = P_{уст. ос} \cdot K_c \cdot N_{св}, \quad (7.16)$$

где  $P_{ос}$  – мощность, потребляемая освещением, кВт;

$P_{уст. ос}$  – установленная мощность светильников,  $P_{уст. ос} = 0,08$  кВт;

$K_c$  – коэффициент спроса, зависит от количества, загрузки, групп электроприемников, для внутреннего освещения,  $K_c = 0,9$ ;

$N_{св}$  – количество светильников,  $N_{св} = 2$  шт.;

$$P_{ос} = 0,08 \cdot 0,9 \cdot 2 = 0,14 \text{ кВт},$$

Время работы освещения  $t_{ос}$  определяется по формуле:

$$t_{ос} = t_{сут} \cdot T, \quad (7.17)$$

где  $t_{ос}$  – время работы освещения, час;

$t_{сут}$  – длительность работы освещения за смену, час;

$T$  – время, затраченное на проведение работ,  $T = 54$  дней.

$$t_{ос} = 8 \cdot 54 = 432 \text{ час}.$$

Общие затраты на электроэнергию определяются по формуле:

$$7\mathcal{E} = \mathcal{E}_{об} + \mathcal{E}_{ос}, \quad (7.18)$$

где  $\mathcal{E}$  – затраты на электроэнергию, руб.;

$\mathcal{E}_{об}$  – затраты на электроэнергию, потребляемую оборудованием, руб.;

$\mathcal{E}_{ос}$  – затраты на электроэнергию, затраченную на освещение, руб.

$$\mathcal{E}_{ос} = 0,14 \cdot 1,43 \cdot 432 = 86,48 \text{ руб.}$$

$$\mathcal{E} = 259,83 + 86,48 = 346,31 \text{ руб.}$$

### 7.2.5. Расчет амортизационных расходов

В статье амортизационные отчисления от используемого оборудования рассчитывается амортизация за время выполнения работы для оборудования, которое имеется в наличии.

Амортизационные отчисления рассчитываются на время использования ПЭВМ по формуле:

$$C_{ам} = \frac{N_A * C_{об} * t_{рм} * n}{F_d}, \quad (7.19)$$

где  $N_A$  - годовая норма амортизации,  $N_A = 25\%$ ;

$C_{об}$  - цена оборудования,  $C_{об} = 30000$  руб.;

$F_d$  - действительный годовой фонд рабочего времени,  $F_d = 1993$  часа;

$t_{рм}$  - время работы ВТ при создании программного продукта,  $t_{рм} = 432$  часов.

$n$  – число задействованных ПЭВМ,  $n = 1$ .

$$C_{ам} = (0,25 * 30\,000 * 432) / 1993 = 1\,625,7 \text{ рублей}$$

### 7.2.6. Расчет прочих расходов

В статье «прочие расходы» отражены расходы на разработку проекта АСУ ТП, которые не учтены в предыдущих статьях.

Прочие расходы составляют 5-20% от единовременных затрат на выполнение программного продукта и проводятся по формуле:

$$C_{пр} = (C_{мат} + C_{з/п} + C_{соцф} + \mathcal{E} + C_{ам}) * 0,05 \quad (7.20)$$

$$C_{пр} = (1\,055 + 61\,474,92 + 15\,983,48 + 346,31 + 1\,625,7) * 0,05 = 4\,024,30 \text{ руб.}$$

### 7.2.7. Расчет общей себестоимости разработки

Проведя расчет сметы затрат на разработку, можно определить общую стоимость разработки проекта АСУ ТП.

Таблица 7.7 – Смета затрат на разработку проекта.

№	Статья затрат	Условное обозначение	Сумма, руб.
1	Материалы и покупные изделия	$C_{\text{мат}}$	1 055
2	Основная заработная плата	$C_{\text{оснз/п}}$	61 474,92
3	Отчисления в социальные фонды	$C_{\text{соцф}}$	15 983,48
4	Расходы на электроэнергию	$\text{Э}$	346,31
5	Амортизационные отчисления	$C_{\text{ам}}$	1 625,7
6	Работы, выполняемые сторонними организациями	$C_{\text{стор}}$	—
7	Прочие расходы	$C_{\text{проч}}$	4 024,30
Итого			84 509,71

Таким образом, расходы на данную разработку состоят из **84 509,71** рублей.

### 7.3 Оценка научно-технического уровня

Важнейшим результатом проведения ВКР является его научно-технический эффект (или научно-технический уровень), который характеризует, в какой мере выполнены работы и обеспечивается ли научно-технический прогресс в данной области.

На основе оценок новизны результатов, их ценности, масштабам реализации определяется показатель научно-технического уровня по формуле:

$$H_m = \sum_{i=1}^n K_i \cdot \Pi_i$$

где  $K_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го признака научно-технического эффекта;

$\Pi_i$  – количественная оценка  $i$ -го признака научно-технического уровня работы.

Коэффициент  $K_i$  и оценка  $\Pi_i$  выбираются из таблиц, приведенных ниже.

Таблица 7.8 – Признаки научно- технического эффекта.

<b>Признак научно-технического эффекта НИР (i)</b>	<b>Примерные значения весового коэффициента (K<sub>i</sub>)</b>
Уровень новизны	0,8
Теоретический уровень	0,6
Возможные реализации	0,5

Количественная оценка уровня новизны ВКР определяется на основе значения баллов по таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Количественная оценка уровня новизны ВКР.

<b>Уровень новизны разработки</b>	<b>Характеристика уровня новизны</b>	<b>Баллы</b>
Принципиально новая	Результаты исследований открывают новое направление в данной области науки и техники	8 – 10
Новая	По-новому или впервые объяснены известные факты, закономерности	5 – 7
Относительно новая	Результаты исследований систематизируют и обобщают имеющиеся сведения, определяют пути дальнейших исследований	2 – 4
Традиционная	Работа выполнена по традиционной методике, результаты которой носят информационный характер	1
Не обладающая новизной	Получен результат, который ранее был известен	0

Теоретический уровень полученных результатов ВКР определяется на основе значения баллов, приведенных в таблице 7.10.

Таблица 7.10 – Количественная оценка теоретического уровня ВКР.

<b>Теоретический уровень полученных результатов</b>	<b>Баллы</b>
Установление закона; разработка новой теории	10
Глубокая разработка проблемы: многоаспектный анализ связей, взаимозависимости между фактами с наличием объяснения	8
Разработка способа (алгоритм, программа мероприятий, устройство, вещество и т.п.)	6
Элементарный анализ связей между фактами с наличием гипотезы, симплексного прогноза, классификации, объясняющей версии или практических рекомендаций частного характера	2
Описание отдельных элементарных фактов (вещей, свойств и отношений); изложение опыта, наблюдений, результатов измерений	0,5

Возможность реализации научных результатов определяется на основе значения баллов по таблице 7.11.

Таблица 7.11 – Возможность реализации научных результатов.

<b>Время реализации</b>	<b>Баллы</b>
В течении первых лет	10
От 5 до 10 лет	4
Более 10 лет	2
<b>Масштабы реализации</b>	<b>Баллы</b>
Одно или несколько предприятий	2
Отрасль (министерство)	4
Народное хозяйство	10

Примечание: Баллы по времени и масштабам складываются.

Результаты оценок признаков отображены в таблице 7.12.

Таблица 7.12– Количественная оценка признаков ВКР.

<b>Признак научно-технического эффекта ВКР</b>	<b>Характеристика признака ВКР</b>	<b>K<sub>i</sub></b>	<b>П<sub>i</sub></b>
1. Уровень новизны	Систематизируют и обобщают сведения, определяют пути дальнейших исследований	0,8	4
2. Теоретический уровень	Разработка способа (алгоритм, программа мероприятий, устройство, вещество и т.п.)	0,6	6
3. Возможность реализации	Время реализации – в течение первых лет	0,5	10
	Масштабы реализации – предприятие		2

Используя исходные данные по основным признакам научно-технической эффективности ВКР, определяем показатель научно-технического уровня:

$$H_m = 0,8 \cdot 4 + 0,6 \cdot 6 + 0,5 \cdot (10 + 2) = 12,8.$$

Таблица 7.13 – Оценка уровня научно-технического эффекта.

<b>Уровень научно-технического эффекта</b>	<b>Показатель научно-технического эффекта</b>
Низкий	1 – 4
Средний	4 – 7
Сравнительно высокий	7 – 10
Высокий	10 – 13

В соответствии с таблицей 7.13, уровень научно-технического эффекта настоящей работы – высокий.

#### **7.4 Расчёт показателей экономической эффективности проекта**

Для расчёта показателей экономической эффективности разрабатываемого проекта необходимо произвести оценку капитальных вложений. В таблице 7.14 представлена смета затрат на вводимую систему автоматизированного контроля и управления. Она включает в себя номенклатурный перечень серийно выпускаемых приборов и средств автоматизации и их стоимость.



Таблица 7.14 - Смета затрат на вводимую систему автоматизации

№	Наименование	заказной код	Кол -во	Ед	Цена, Руб с НДС	Ошибка! , Руб с НДС
1	Центральный процессор Micrologix 1500	1764-LRP(Series C)	1	шт	10530	10530
2	Базовый блок	1764-24 BWA	1	шт	16100	16100
3	Модуль вх.аналоговых сигналов (8 шт. 4-20мА)	1769-IF8(Series B)	2	шт	8400	16800
4	Модуль вх.дискретных сигналов	1769-IQ16	1	шт	6900	6900
5	Заглушка	1769-ECR	1	шт	820	820
6	Преобразователь расширения интерфейса	1761-NET-AIC	1	шт	5700	5700
7	Кабель связи	1761-CBL-AM00	1	шт	1150	1150
8	Модуль памяти	1764-MM2	1	шт	5700	5700
9	Цифровая панель	1764-DAT	1	шт	4100	4100
10	Светильник	SZ 4138.140	1	шт	2800	2800
11	Шина заземления	DK 7113.000	1	шт	1230	1230
12	Шкаф	AE 1180.500	1	шт	10250	10250
13	Термостат	SK 3110.000	1	шт	1200	1200
14	Обогреватель 200W	SK 3107.000	1	шт	4900	4900
15	Пластиковый ввод (1уп=5 шт)	SZ 2563.000	1	уп	3350	3350
16	Датчик температуры	Метран-274МП-Ех	1	шт.	3400	3400
17	Датчик давления	Метран-100ДИ-Ех	2	шт.	4500	9000
18	Газосигнализатор	ГСМ-05	1	шт.	21000	21000
19	расход газа	АГАТ-2	1	комп	32000	32000
20	Блок бесперебойного питания	APC BACK-UPS RS 500VA	1	шт.	5600	5600
21	Провод	КВВГ 19x1,0мм <sup>2</sup>	90	м.	40	3600
22	Радиомодем	Невод-5	1	шт.	3800	3800
23	Антенна	АН5-433	1	шт.	980	980
24	Провод	КВВГ 4x0,1мм <sup>2</sup>	30	м.	13	390
25	Провод	КВВГ 7x0,1мм <sup>2</sup>	10	м.	18	180
Итого:						17148

Расходы по модернизации групповой замерной установки складываются из расходов на автоматизацию и расходов на составление проекта. Монтаж и наладку автоматизации производили рабочие обслуживающие объект.

$$84\,380,71 + 166\,700 = 255\,860,71 \text{ руб.}$$

Транспортные затраты на обслуживание установки и съем замеренных показателей составляют **55000** рублей в месяц.

Введенная автоматизация ГЗУ, позволяет сократить транспортные расходы до 30% путем радиопередачи замеренных параметров на верхний уровень.

Рассчитаем экономию ежемесячных транспортных расходов.

$$55\,000 \times 0,3 = 16\,500 \text{ рублей в месяц.}$$

Рассчитаем время окупаемости автоматизации ГЗУ

$$255\,860 \div 16\,500 = 16 \text{ мес.}$$

## **8 Социальная ответственность**

В представленном разделе, показаны и разобраны основные факторы, оказывающие воздействие на работников предприятия, такие как экологическая и производственная безопасность. Также разработан комплекс мероприятий, снижающий отрицательное влияние проектируемой деятельности на работников и окружающую среду.

В ВКР рассматривается модернизация системы автоматизированного управления групповой замерной установки на месторождении. Автоматизация производства позволяет реализовывать технологические процессы без непосредственного участия обслуживающего персонала. При полной автоматизации роль обслуживающего персонала ограничивается общим наблюдением за работой оборудования, настройкой и наладкой аппаратуры. Задачей оператора АСУ является контроль над параметрами технологического процесса, управление и принятие решений в случае возникновения нештатных ситуаций.

### **8.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов**

#### **8.1.1 Шум**

Шум представляет собой беспорядочное сочетание звуков различной частоты и интенсивности. Он может создаваться работающим оборудованием, установками кондиционирования воздуха, преобразователями напряжения, работающими осветительными приборами дневного света, а также проникает извне. Сильный шум вызывает трудности в распознавании цветовых сигналов, снижает быстроту восприятия цвета, остроту зрения, зрительную адаптацию, нарушает восприятие визуальной информации, снижает способность быстро и точно выполнять координированные движения, уменьшает на 5-12% производительность труда. Длительное воздействие шума с уровнем звукового давления 90дБ снижает производительность труда на 30-60%. Неблагоприятное действие шума на человека зависит не только от уровня звукового давления, но

и от частотного диапазона шума (наиболее важный для слухового восприятия интервал от 45 до 10000 Гц), а также от равномерности воздействия в течение рабочего времени.

Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется в соответствии с ГОСТ 12.1.003-83.

Для снижения уровня шума применяют:

- подавление шума в источниках;
- звукоизоляция и звукопоглощение;
- увеличение расстояния от источника шума;

После модернизации, уровень шума на месторождении не изменился, но, снизилось его влияние на персонал в целом, так как многие параметры доступны для мониторинга дистанционно, и это исключает необходимость непосредственного постоянного нахождения персонала на промышленной площадке для передачи параметров диспетчеру. Все меры по защите персонала от шума остаются по штатным установкам.

### **8.1.2 Вибрация**

Предельно допустимый уровень (ПДУ) вибрации - это уровень фактора, который при ежедневной (кроме выходных дней) работе, но не более 40 часов в неделю в течение всего рабочего стажа, не должен вызывать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, обнаруживаемых современными методами исследований в процессе работы или в отдаленные сроки жизни настоящего и последующих поколений. После проведения модернизации данной системы, уровень вибрации остался на прежнем уровне, общее влияние снизилось, поскольку после установки оборудования, отпала необходимость постоянного присутствия персонала на месте непосредственного наблюдения за параметрами на площадке, так как данные передаются на монитор оператора.

### 8.1.3 Электромагнитное и ионизирующее излучения

Источниками электромагнитных полей являются любые электрические приборы. Воздействие электромагнитных полей на человека зависит от напряжений электрического и магнитного полей, потока энергии, диапазона частот, продолжительности облучения, характера излучения, режима облучения, размера облучаемой поверхности тела и индивидуальных особенностей организма.

При воздействии полей, имеющих напряженность выше предельно допустимого уровня, развиваются нарушения со стороны нервной, сердечно-сосудистой систем, органов пищеварения и некоторых биологических показателей крови.

Критерием безопасности для человека, находящегося в электрическом поле промышленной частоты, принята напряжённость этого поля. Для постоянного магнитного поля предельно-допустимым уровнем на рабочем месте является напряжённость, которая не должна превышать 8 кВ/м.

Способы защиты от ЭМП на путях распространения:

- применение поглотителей мощности;
- увеличение расстояния от источника излучения;
- уменьшение времени пребывания в поле и под воздействием излучения;
- подъем излучателей и диаграмм направленности излучения;
- блокировочные излучения;
- экранирование излучений.

При модернизации автоматизированной системы, путем установки датчиков, нормы электромагнитных излучений не были нарушены. Персонал не нуждается в дополнительных средствах защиты.

## **8.2 Анализ выявленных опасных производственных факторов**

### **8.2.1 Электробезопасность**

Электрический ток представляет собой скрытый тип опасности, т.к. его трудно определить в токо- и нетоковедущих частях оборудования, которые являются хорошими проводниками электричества. Смертельно опасным для жизни человека считают ток, величина которого превышает 0,05 А, ток менее 0,05 А – безопасен (до 1000 В). С целью предупреждения поражений электрическим током к работе должны допускаться только лица, хорошо изучившие основные правила по технике безопасности, прошедшие инструктаж.

Электробезопасность – это система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

В соответствии с правилами электробезопасности в служебном помещении должен осуществляться постоянный контроль состояния электропроводки, предохранительных щитов, шнуров, с помощью которых включаются в электросеть компьютеры, осветительные приборы, другие электроприборы.

В зависимости от условий в помещении опасность поражения человека электрическим током увеличивается или уменьшается «Правила устройства электроустановок», все помещения делят на:

- помещения с повышенной опасностью;
- особо опасные помещения;
- помещения без повышенной опасности.

Для защиты от поражения электрическим током все токоведущие части должны быть защищены от случайных прикосновений кожухами, корпус устройства должен быть заземлен, при невозможности данных мер, применяются предупреждающие щиты, таблички. Заземление выполняется изолированным медным проводом сечением 1.5 мм, который присоединяется к

общей шине заземления с общим сечением 48 м при помощи сварки. Общая шина присоединяется к заземлению, сопротивление которого не должно превышать 4 Ом. Питание устройства должно осуществляться от силового щита через автоматический предохранитель, который срабатывает при коротком замыкании нагрузки.

Все установленные датчики в ходе модернизации, не представляют дополнительную угрозу для персонала, меры связанные с электрозащитой остаются на прежнем уровне.

### **8.3 Защита окружающей среды**

При нормальной работе технологического оборудования возможны постоянные небольшие утечки загрязняющих веществ в атмосферу. Выброс вредных веществ происходит:

- на открытых технологических площадках через запорно-регулирующую арматуру;
- от оборудования, расположенного в блоках, через воздухопроводы и дефлекторы;
- при сжигании газа на факелах через трубы;
- при заполнении емкостей через воздушников и свечи рассеивания;
- при заполнении резервуаров через дыхательные клапаны;
- при сжигании газа на факеле;

При работе технологического оборудования возможны периодические непродолжительные по времени (залповые) выбросы, превышающие по мощности постоянные. Это технически неизбежные выбросы, обусловленные технологическим регламентом производства.

На основе статистических данных об аварийных ситуациях на объектах транспортировки нефти целесообразно рассматривать аварию в виде отказа энергосистемы или порыва трубопроводов. Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу возможен на площадке при отключении электроэнергии. При этом вся нефть направляется в резервуары, и

отсепарированная газовая фракция сжигается на факеле. Основными источниками вредных газовойделений на ГЗУ являются емкости, сепараторы. Основными загрязнителями атмосферы при транспортировке нефти являются углеводороды, оксиды азота, оксид углерода, химреагенты и т.д. Вредные вещества, выделяющиеся в атмосферу, отличаются по своим свойствам и оказывают различное воздействие на окружающую среду. Модернизация данной системы не повлияла на выборсы вредных веществ в атмосферу.

#### Защита селитебной зоны

Селитебная зона — часть территории населённого пункта, предназначенная для размещения жилой, общественной (общественно-деловой) и рекреационной зон, а также отдельных частей инженерной и транспортной инфраструктур, других объектов, размещение и деятельность которых не оказывает воздействия, требующего специальных санитарно-защитных зон. При модернизации системы, в итоге, зона полных, сильных и средних разрушений локализуется в пределах производственных корпусов. При крупных авариях возможно сильное повреждение оборудования - сепараторов, абсорберов. Возможно травмирование персонала, находящегося в момент аварии непосредственно в технологическом цехе. Соседние технологические объекты в зону умеренных повреждений не попадают. Таким образом аварии не представляют непосредственной угрозы гибели для остального персонала на месторождении, в местах постоянного его нахождения.

#### Анализ воздействия объекта на гидросферу

Модернизация данной системы, не повлияла на влияние деятельности месторождения на гидросферу, т.к. все установленное оборудование не содержит каких либо масел, жидкостей, соответственно отсутствует утилизация каких-либо отработанных жидкостей.

#### Анализ воздействия объекта на литосферу

После проведения модернизации, необходимо позаботиться о своевременном утилизировании вышедших из строя датчиков, на специальном



полигоне, что максимально снизит влияние деятельности человека на литосферу.

## **8.4 Защита в чрезвычайных ситуациях**

### **8.4.1 Пожарная безопасность**

Пожар представляет особую опасность, так как он грозит уничтожением аппаратуры, инструментов, документов, которые представляют большую материальную ценность, и возникновением пожара в соседних помещениях. А также может представлять серьезную угрозу жизни и здоровью персонала.

Пожарная безопасность обеспечивается системой предотвращения пожара и системой пожарной защиты. Во всех служебных помещениях обязательно должен быть «План эвакуации людей при пожаре» (Приложение 9), регламентирующий действия персонала в случае возникновения очага возгорания и указывающий места расположения пожарной техники.

Возникновение пожара в рассматриваемом помещении обуславливается следующими факторами:

- работа с открытой электроаппаратурой;
- короткое замыкание в блоке питания или высоковольтном блоке дисплейной развертки;
- нарушенная изоляция электрических проводов;
- несоблюдение правил пожарной безопасности;
- наличие горючих компонентов: документы, двери, столы, изоляция кабелей и т.п.;
- наличие кислорода, как окислителя процессов горения.

Пожарная опасность производственных зданий и помещений определяется особенностями выполняемых в них технологических процессов.

Пожарная профилактика основывается на устранении благоприятных условий возгорания. В рамках обеспечения пожарной безопасности решаются четыре задачи: предотвращение пожаров и возгорания, локализация возникших пожаров, защита людей и материальных ценностей, тушение пожара.

Предотвращение пожара достигается путем исключения легко воспламеняемых предметов и источников возгорания, а также поддержанием среды в условиях, препятствующих возгоранию. Мероприятия по пожарной профилактике разделяются на организационные, технические, эксплуатационные и режимные. Организационные мероприятия предусматривают правильную эксплуатацию оборудования, правильное содержание зданий и территорий, противопожарный инструктаж рабочих и служащих, обучение производственного персонала правилам противопожарной безопасности, издание инструкций, плакатов, наличие плана эвакуации.

К техническим мероприятиям относятся: соблюдение противопожарных правил, норм при проектировании зданий, при устройстве электропроводов и оборудования, отопления, вентиляции, освещения, правильное размещение оборудования. Необходимо предусмотреть ряд мер, направленных на обеспечение тушения пожара:

- обеспечить подъезды к зданию;
- обесточивание электрических кабелей;
- наличие пожарных щитов и ящиков с песком в коридорах;
- наличие гидрантов с пожарными рукавами;
- телефонная связь с пожарной охраной;
- огнетушители: химический пенный ОХП-10 и углекислотный ОУ-2.

#### **8.4.2 Взрывобезопасность**

Нефтегазовое месторождение по определению является взрывоопасным объектом. Все оборудование которое находится в местах с повышенной взрывоопасностью, должно быть во взрывозащищенном исполнении. Аварийный слив жидких продуктов из оборудования и трубопроводов при аварии и перед ремонтом предусмотрен в установленную около площадки буферных ёмкостей подземную дренажную ёмкость с электронасосным

агрегатом во взрывозащищенном исполнении. Все электрооборудование взрывоопасных цехов и сооружений принято во взрывозащищенном исполнении. В случае взрыва газозвушной смеси во взрывоопасных помещениях для снижения воздействия ударной волны на несущие конструкции, участки наружных стен предусмотрены легкобрасываемыми за счёт малой собственной массы (не более 25 кг/м<sup>2</sup>) и специальных крепёжных элементов. В местах проёмов этих преград устраиваются негоряемые тамбур-шлюзы. В качестве легкобрасываемых конструкций используется остекление окон. При недостаточной площади остекления в качестве легкобрасываемых конструкций используются участки стен из лёгких металлических панелей, с соответствующим закреплением их к ветровым ригелям на расчётную нагрузку до 70кг/м<sup>2</sup>. Все ремонтные работы во взрывопожароопасных помещениях должны производиться инструментами, изготовленными из металлов, не дающих при ударах искр. Ремонты, связанные с огневыми работами, следует проводить с соблюдением требований "Типовой инструкцией по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах". Во время проведения ремонтов оборудования, установленного во взрывопожароопасных помещениях, системы приточно-вытяжной вентиляции в этих помещениях должны работать. При модернизации существующей автоматизированной системы, был установлен газосигнализатор ГСМ-05, предназначенный для непрерывного контроля до взрывоопасных концентраций горючих газов, паров легко воспламеняющихся жидкостей и их смесей категории ПА, ПВ, ПС групп Т1, Т2, Т3, Т4 во взрывоопасных зонах помещений всех классов и наружных установках, и открытых пространствах термохимическим и полупроводниковым способом в диапазоне температур контролируемой среды от -60 °С до +50 °С. Установка данного газосигнализатора повышает взрывобезопасность на месторождении.

## **8.5 Особенности законодательного регулирования проектных решений**

1. ГОСТ 12.0.003-74 «ССБТ. Опасные и вредные факторы. Классификация» Опасные и вредные производственные факторы подразделяются по природе действия на следующие группы.

2. ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».

Высококвалифицированная работа, требующая сосредоточенности, административно-управленческая деятельность, измерительные и аналитические работы в лаборатории:

рабочие места в помещениях цехового управленческого аппарата, в рабочих комнатах конторских помещений, лабораториях

3. ГОСТ 12.1.002-84 «ССБТ. Электрические поля промышленной частоты».

Стандарт устанавливает предельно допустимые уровни напряженности электрического поля (ЭП) частотой 50 Гц для персонала, обслуживающего электроустановки и находящегося в зоне влияния создаваемого ими ЭП, в зависимости от времени пребывания в ЭП, а также требования к проведению контроля уровней напряженности ЭП на рабочих местах.

4. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 «Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона».

Санитарные правила, нормы и гигиенические нормативы (далее - санитарные правила) - нормативные акты, устанавливающие критерии безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды его обитания и требования к обеспечению благоприятных условий его жизнедеятельности.

5. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность».

Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

## 6. НПБ 105-03 «Нормы пожарной безопасности».

Настоящие нормы устанавливают методику определения категорий помещений и зданий производственного и складского назначения по взрывопожарной и с учетом особенностей технологических процессов размещенных в них производств, а также методику определения категорий наружных установок производственного и складского назначения по пожарной опасности.

7. СН 3086-84 «Предельно допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест».

Основными загрязнителями атмосферы при транспортировке нефти являются углеводороды, оксиды азота, оксид углерода, химреагенты и т.д. Данные по ПДК связанные с выбором датчика загазованности взяты из источника указанного выше.

8. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Санитарные нормы. 2.2.4. Физические факторы производственной среды. 2.1.8. Физические факторы окружающей природной среды, производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» Предельно допустимый уровень (ПДУ) вибрации.

9. ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ), взрывобезопасность, общие требования (с изменением N1) Настоящий стандарт распространяется на производственные процессы (включая транспортирование и хранение), в которых участвуют вещества, способные образовать взрывоопасную среду, и устанавливает общие требования по обеспечению их взрывобезопасности.

## Список использованных источников

- 1 Основные положения по автоматизации, телемеханизации и информационно-управляющим системам газоперерабатывающих производств. - ОАО «ГАЗПРОМ», 1997.
- 2 Руководство по эксплуатации «СПУТНИК АМ40-8-400КМ-05» КМ.611136.062 РЭ.
- 3 Проектная документация 13005720.425270.017 ТЗ Характеристика объекта автоматизации.
- 4 Набор инструкций предприятия ОАО «Томскгазпром» по ТБ и ОТ ИВ-ХХ.
- 5 ГОСТ 27.301-95 «Расчет надежности. Основные положения»;
- 6 Ицкович Э. Л., Классификация микропроцессорных программно-технических комплексов. Журнал "Промышленные АСУ и контроллеры" №10, 1999
- 7 Ключев А. С., Глазков Б. В., Дубровский А. Х., Ключев А. А. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 464 с.
- 8 Каталог Phoenix Contact Product Shortform PSF 2.0.
- 9 Каталог продукции промышленной группы «Метран». Датчики Давления. <http://www.metran.ru/catalog/>
- 10 Каталог продукции промышленной группы «Метран». Датчики Температуры. <http://www.metran.ru/catalog/>
- 11 [http://gazovik-gaz.ru/catalogue/analyzer/stat\\_gauge/024/](http://gazovik-gaz.ru/catalogue/analyzer/stat_gauge/024/)
- 12 Сайт компании Elcon Systemtechnik <http://www.elcon-system.ru/>
- 13 Г.В. Дружинин. Надёжность автоматизированных производственных систем. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
- 14 <http://ivalur.ru/catalog/acoustics-sys-control/gsm-05/>
- 15 <http://www.geolink.ru/products/components/radio.html>
- 16 ГОСТ 12.0.002-80 «ССБТ. Основные понятия. Термины и

определения».

17 ГОСТ 12.0.003-74 «ССБТ. Опасные и вредные факторы. Классификация».

18 СанПиН 2.2.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

19 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы».

20 СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».

21 ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».

22 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки».

23 ГОСТ 12.1.002-84 «ССБТ. Электрические поля промышленной частоты».

24 СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 «Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона».

25 Бурлак Г.Н. Безопасность работы на компьютере: Организация труда на предприятиях информационного обслуживания. Учебное пособие. - М.: Финансы и статистика, 1998. - 144 с.

26 ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность».

27 ГОСТ 12.4.124-83 «Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования».

28 НПБ 105-03 «Нормы пожарной безопасности».

29 СН 3086-84 «Предельно допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест».

30 Набор инструкций предприятия ОАО «Томскгазпром» по ТБ и ОТ ИВ-ХХ.

31 Методические указания к технико-экономическому обеспечению ВКР для студентов всех специальностей ГНФ и ЗГНФ / Томский политехнический университет; Сост. В. Е. Клемина. — Томск : Изд-во ТПУ, 2000. — 20 с. — Библиогр.: с. 19-20

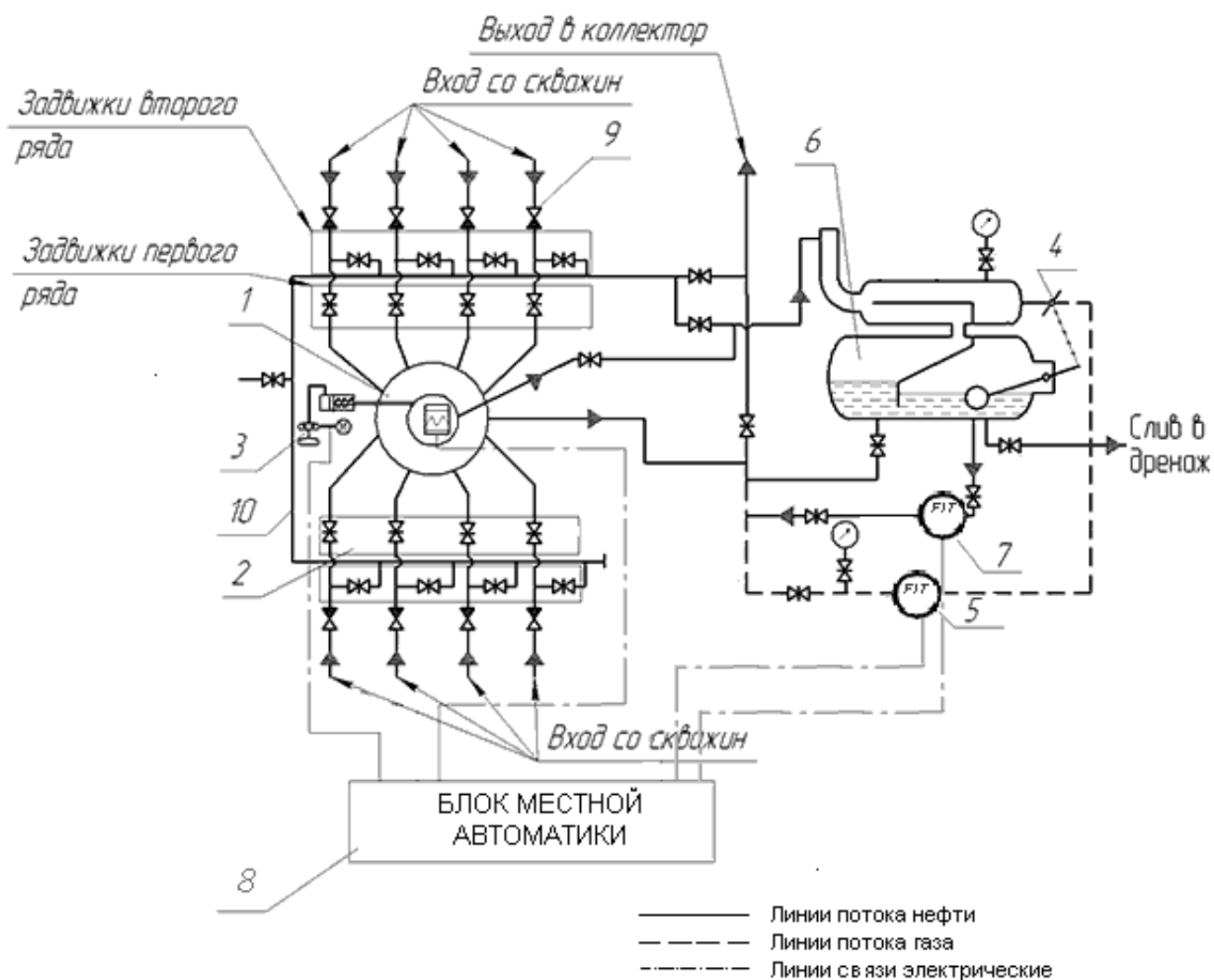
32 <http://www.easydeltav.com/aboutdeltav/index.asp>

- 33 <http://ru.wikipedia.org/wiki/Modbus>
- 34 <http://AllenBradley/catalog/micrologix>
- 35 <http://hp.ru>
- 36 Руководство по эксплуатации счетчик газа «АГАТ-2» СГТ.614786.062  
РЭ.



## Приложение 1

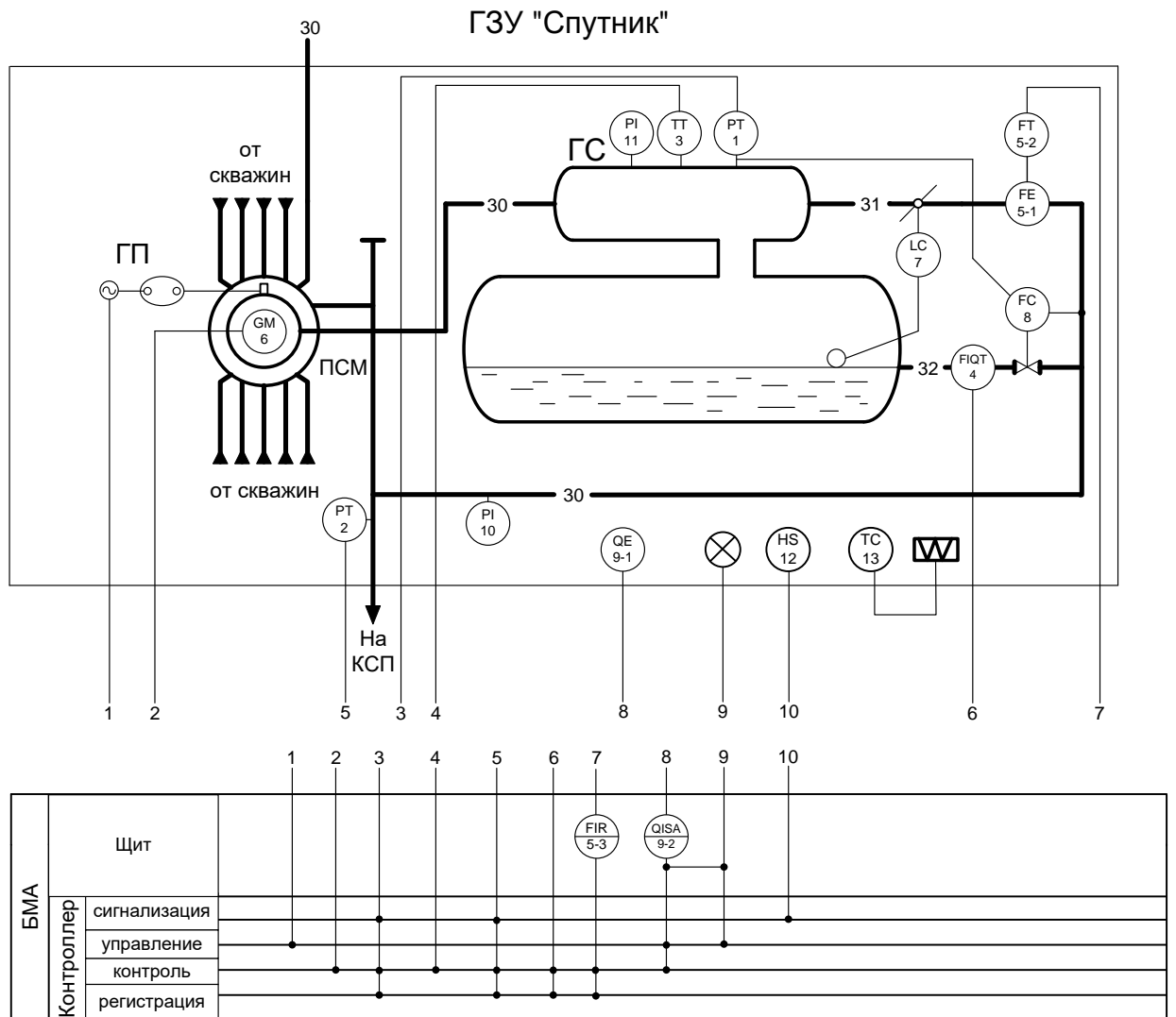
Технологическая схема АГЗУ.



- 1 - переключатель скважинный ПСМ;
- 2 - обогреватель электрический;
- 3 - гидропривод;
- 4 - заслонка;
- 5 - газовый расходомер "Агат";
- 6 - сепаратор;
- 7 - турбинный расходомер типа ТОР;
- 8 - блок управления и индикации;
- 9 - клапан обратный;
- 10 - байпас;

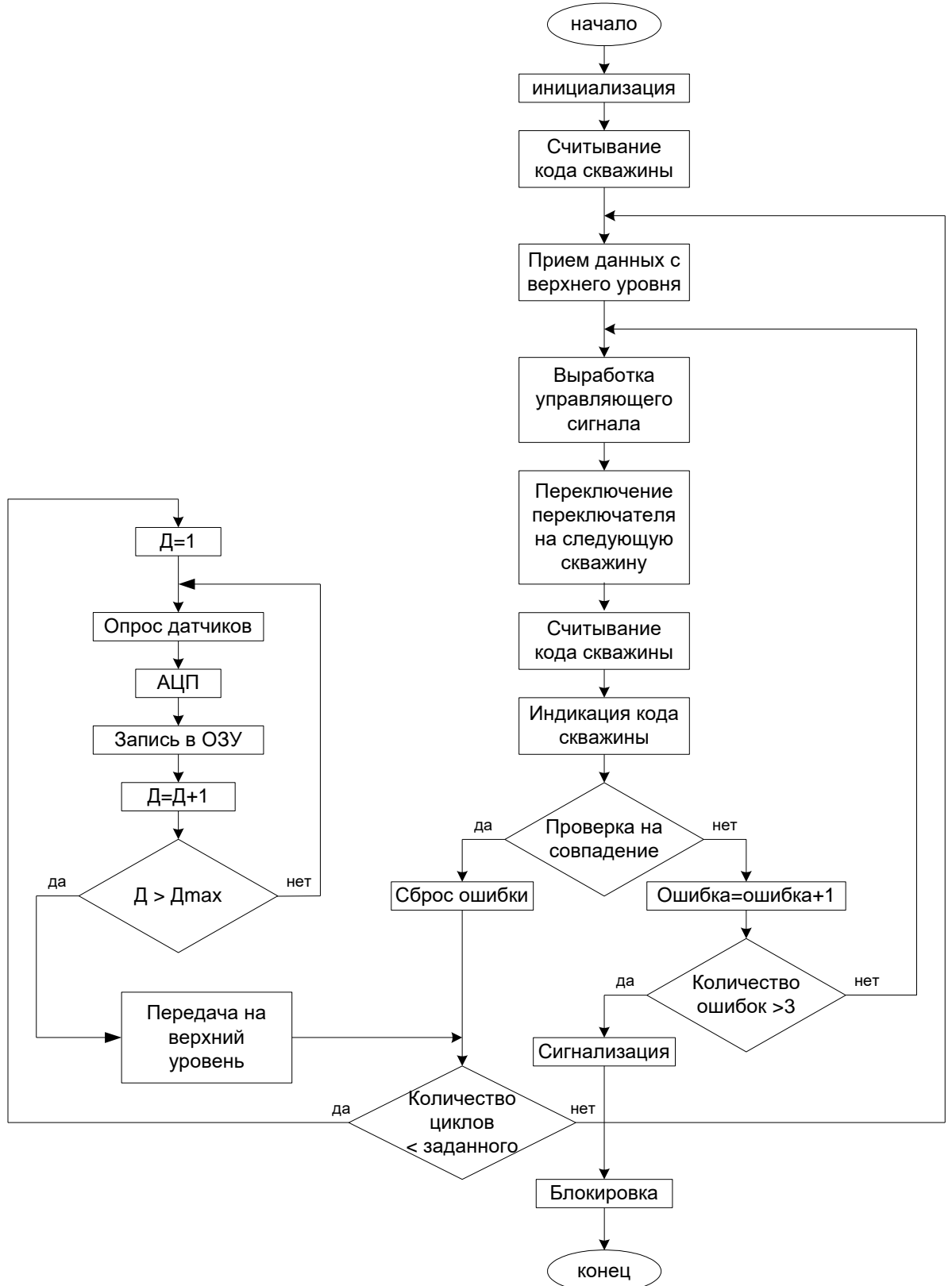
## Приложение 2

### Функциональная схема автоматизации ГЗУ.



### Приложение 3

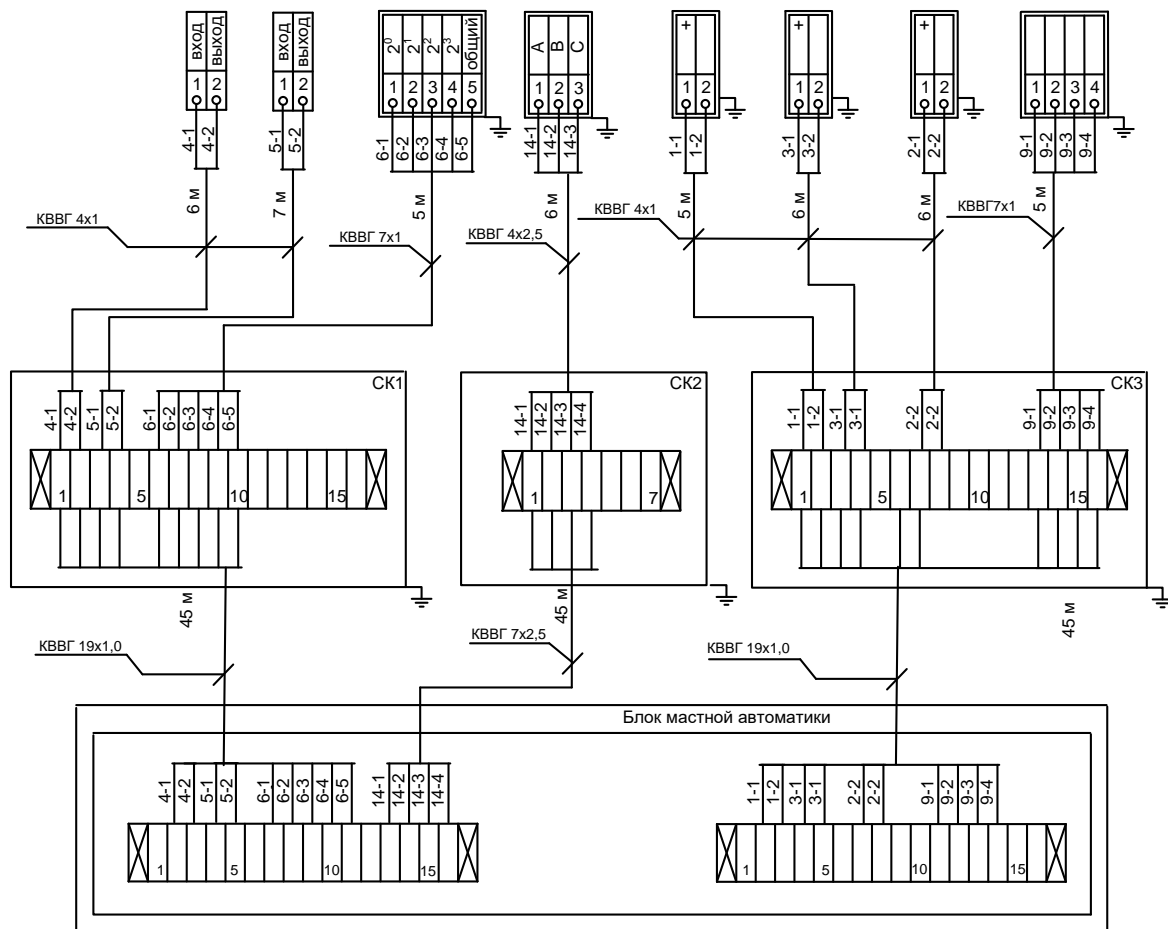
#### Блок-схема алгоритма работы



## Приложение 4

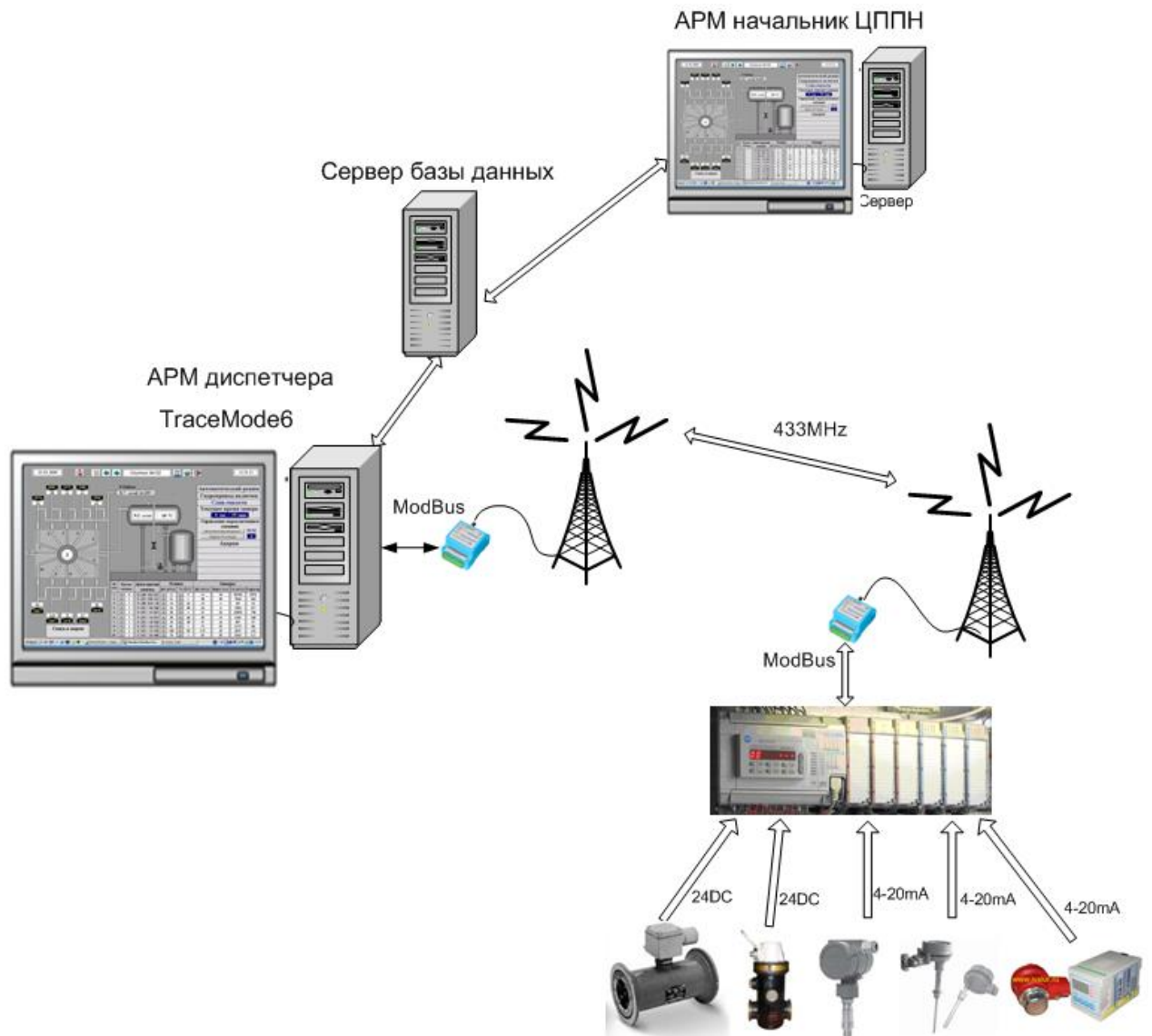
### Схема внешних проводов.

Технология	ГЗУ							
Измеряемая среда	Нефть	Газ	Управление		Газ	Газ	Газ	Газ
Измеряемый параметр	Расход	Расход	Код скважины	Двигатель	Давление	Температура	Давление	Концентрация
Место установки	Трубопровод	Трубопровод	ПСМ	Гидропривод	Сепаратор	Сепаратор	Коллектор	Технологический блок
Тип прибора	ТОР1-50	АТАГ-2	ДКПС	ГП-1М В63 В-4	Метран-150-Ди-Ех	Метран-274МП-Ех	Метран-150-Ди-Ех	Датчик СТМ-10
Позиция	4	5	6	14	1	3	2	9
Типовой чертёж								



## Приложение 5

### Структурная схема уровней АСУ.



# Приложение 6

Форма основного экрана ГЗУ в TraceMode 6.

21.01.2009
Спутник №122
11:31:11

**Автоматический режим**

Гидропривод включен

**Слив емкости**

Текущее время замера  
**0 час : 59 мин**

Управление переключением скважин

Автоматический режим  ПСМ

Задать № отвода

**Аварии**

Отказ клапана ГПГ

Дебет менее 2 м³/сут

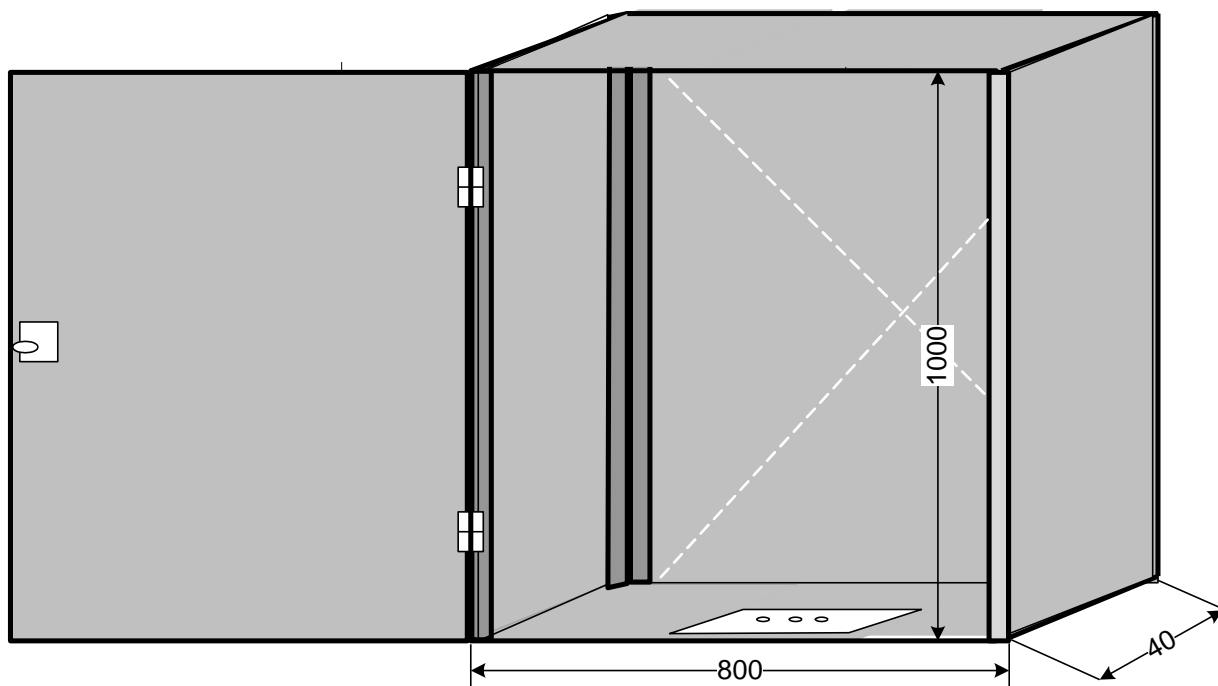
Некорректная таблица

№ отв.	Время замера	Дата-время замера	Режим		Замеры			
			Деб. м³/сут.	% Н <sub>2</sub> О	Деб. м³/сут.	Нефть т/сут.	Газ м³/сут.	Газфактор
1	0	5 /28 16 : 51	11	9	14	10	59760	5976
2	1	1 /21 10 : 17	31	1	38	30	7846	262
3	1	1 /20 23 : 0	14	62	13	4	89	22
4	1	1 /21 0 : 34	24	68	22	6	1903	317
5	1	1 /21 1 : 57	50	4	41	32	23995	750
6	1	1 /21 3 : 21	30	60	39	13	2181	168
7	1	1 /21 4 : 54	33	28	27	16	587	37
8	1	1 /21 6 : 13	81	1	73	59	5175	88
9	1	1 /21 7 : 19	108	69	115	29	3637	125
10	1	1 /21 8 : 40	70	2	63	50	5563	111

Связь в норме

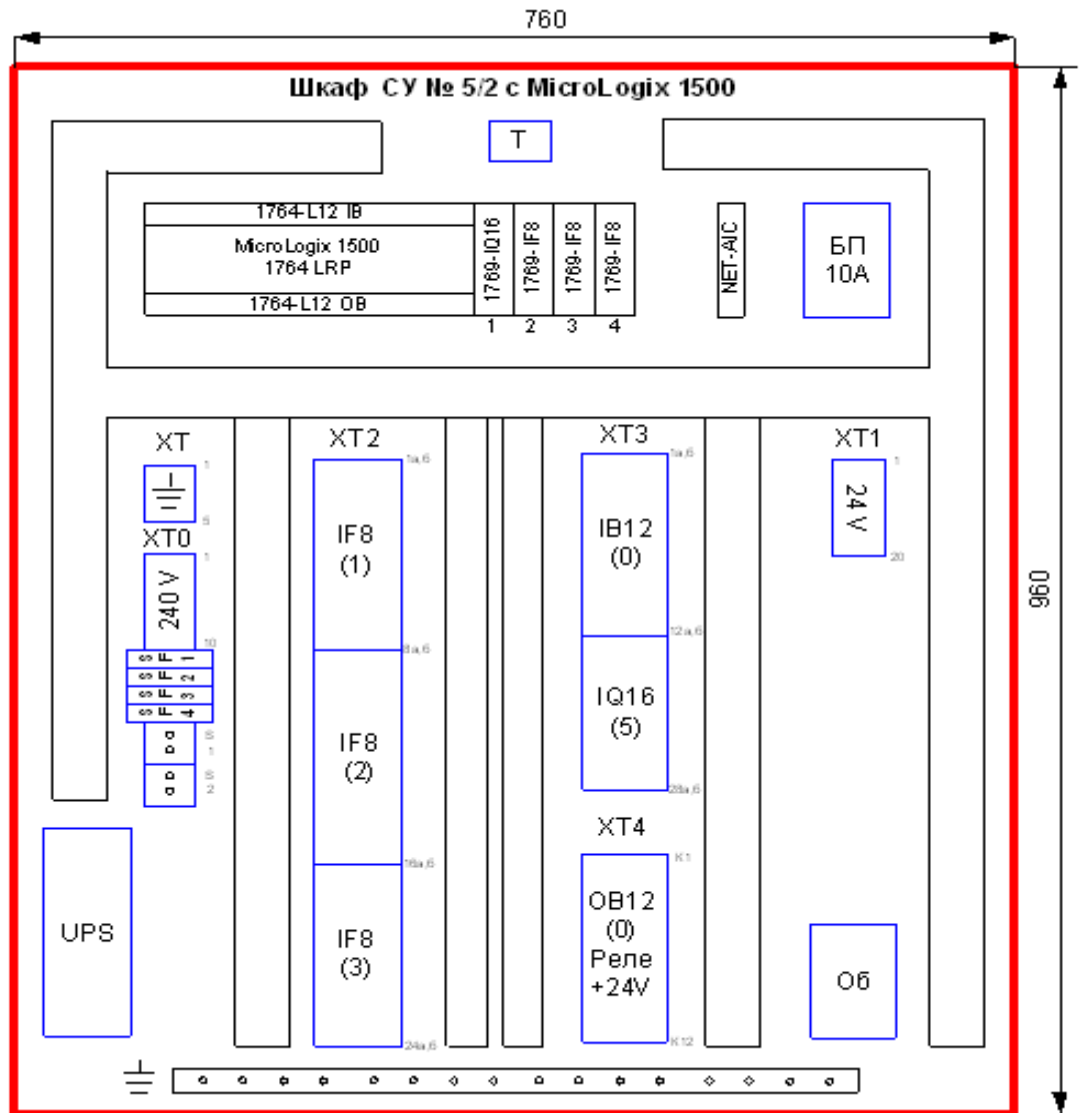
## Приложение 7

### Шкаф Retail



## Приложение 8

Расположение контроллера на монтажной панели

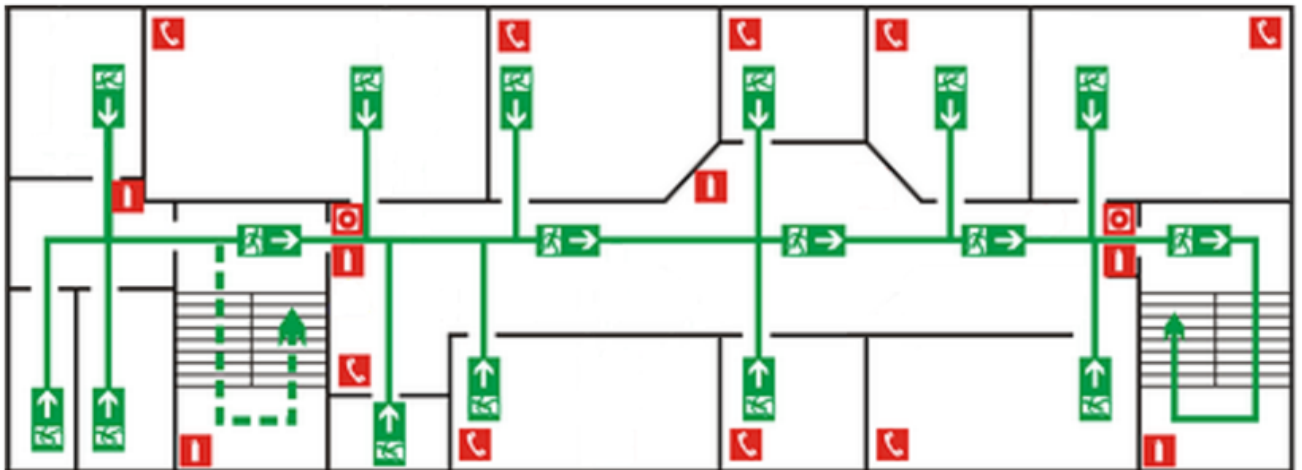










# Приложение 9

## ПЛАН ЭВАКУАЦИИ

2 этаж



### УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- |   |  |   |              |   |         |
|---|--|---|--------------|---|---------|
|  | ручной пожарный извещатель                   |  | огнетушитель |  | телефон |
|  | направление движения к эвакуационному выходу |   |              |   |         |
|  | путь к основному эвакуационному выходу       |   |              |   |         |
|  | путь к запасному эвакуационному выходу       |   |              |   |         |