

Школа- Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки - 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
 Отделение (НОЦ) - Отделение автоматизации и робототехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проектирование автоматизированной групповой замерной установки при разработке Макарьевского месторождения нефти на проточном-1 лицензионном участке недр Томской области

УДК 681.51:622.276.8.001.66

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т52	Гвоздев Никита Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Скороспешкин Максим Владимирович	к. т. н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОАР ИШИТР	Ефремов Александр Александрович			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Конотопский Владимир Юрьевич	к. т. н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Матвиенко Владимир Владиславович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Воронин Александр Васильевич	к. т. н, доцент		

Томск – 2020 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

Уровень образования – бакалавр

Отделение школы (НОЦ) – отделение автоматизации и робототехники

Период выполнения – весенний семестр 2019/2020 учебного года

Форма представления работы:

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

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

Срок сдачи студентом выполненной работы: 03.06.2020 г.

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

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Скороспешкин Максим Владимирович	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Воронин А. В.	к.т.н., доцент		

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</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"> 1 Описание технологического процесса 2 Выбор архитектуры АС 3 Разработка структурной схемы АС 4 Функциональная схема автоматизации 5 Разработка схемы информационных потоков АС 6 Выбор средств реализации АС 7 Разработка схемы соединения внешних проводок 8 Выбор (обоснование) алгоритмов управления АС 9 Разработка экранных форм АС
--	---

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1 Функциональная схема технологического процесса, выполненная в Visio 2 Перечень входных/выходных сигналов ТП 3 Схема соединения внешних проводок, выполненная в Visio 4 Схема информационных потоков 5 SCADA-формы экранов мониторинга и управления диспетчерского пункта 6 Трехуровневая структура АС
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Основная часть	Доцент ОАР ИШИТР, к.т.н., Скороспешкин Максим Владимирович
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН ШБИП, к.э.н., Конотопский Владимир Юрьевич
Социальная ответственность	Ассистент ООД ШБИП Матвиенко Владимир Владиславович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	07.04.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Скороспешкин Максим Владимирович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т52	Гвоздев Никита Сергеевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т52	Гвоздеву Никите Сергеевичу

Инженерная школа	ИШИТР	Отделение	ОАР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	
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	Планирование этапов работ, составление графика работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка сравнительной эффективности проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. График проведения и бюджет НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.04.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Конотопский Владимир Юрьевич	К.Э.Н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т52	Гвоздев Никита Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т52	Гвоздеву Никите Сергеевичу

Школа	ИШИТР	Отделение (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Тема ВКР:

Проектирование автоматизированной группой замерной установки при разработке Макарьевского месторождения нефти на проточном-1 лицензионном участке недр Томской области

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (рабочая зона) и области его применения	<i>Рабочим местом является помещение диспетчерской. В диспетчерской рабочей зоной является место за персональным компьютером. Объектом исследования является автоматизированная групповая замерная установка при разработке Макарьевского месторождения нефти.</i>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	<ul style="list-style-type: none"> – ГОСТ 12.2.032-78. ССБТ. «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования». – Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<ul style="list-style-type: none"> – Отклонение показателей микроклимата; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Повышенный уровень шума; – Загрязнение воздушной среды в зоне дыхания; – Струи жидкости, воздействующие на организм; – Ожоги; – Поражение электрическим током.
3. Экологическая безопасность:	– Воздействие на атмосферу, выбросы вредных веществ.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	– Пожар; – Взрыв.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.04.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Матвиенко Владимир Владиславович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т52	Гвоздев Никита Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 119 страниц, 30 рисунков, 29 таблиц, 19 источников литературы, 9 приложений.

Автоматизированная групповая замерная установка, трехуровневая структурная схема, программируемый логический контроллер, исполнительные механизмы, автоматизированное рабочее место, мнемосхема, scada-система.

Объектом исследования является автоматизированная групповая замерная установка.

Цель работы – проектирование автоматизированной групповой замерной установки при разработке Макарьевского месторождения нефти на проточном-1 лицензионном участке недр Томской области.

В данном проекте произведено проектирование и обоснование оптимальной конфигурации АГЗУ в соответствии с геолого-геофизическими характеристиками и прогнозными показателями разработки Макарьевского месторождения.

В результате выполненной работы разработанная система контроля и управления технологическим процессом на базе промышленных контроллеров Allen Bradley, с применением SCADA-системы Master Scada может применяться в системах контроля, управления и сбора данных и на других различных промышленных предприятиях, специализирующихся на нефтедобыче.

Оглавление

Термины и определения	13
Обозначения и сокращения	17
Введение	18
1 Описание технологического процесса	21
1.1 Общие сведения об лицензионном участке проточный-1	21
1.2 Выбор и обоснование типа АГЗУ на основании геолого-геофизических характеристик и динамики разработки Макарьевского месторождения.	22
1.3 Устройство и работа установки	27
1.4 Устройство и работа основных частей установки	29
1.4.1 Переключатель скважин многоходовой (ПСМ)	29
1.4.2 Исполнительные механизмы	30
1.4.3 Емкость сепарационная	31
1.4.4 Счетчик турбинный TOP1-50	31
2 Разработка аппаратной части системы	33
2.1 Разработка структурной схемы АС	33
2.2 Функциональная схема автоматизации	34
2.4 Информационные потоки АГЗУ	35
2.5 Выбор средств реализации АГЗУ	37
2.5.1 Выбор контроллерного оборудования АГЗУ	37
2.6 Выбор датчиков	42
2.7 Выбор исполнительных механизмов	50
2.8 Разработка схемы внешних проводок	52
2.9 Алгоритм сбора данных измерений	52

2.10 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром	53
3 Информационная часть	56
3.1 Расчет надежности	56
3.2 Экранные формы АС ГЗУ	60
3.3 Область видеокадра	60
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	62
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности	62
4.1.1 Анализ конкурентных технических решений	62
4.2 Планирование научно-исследовательских работ	64
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	64
4.2.2 Разработка графика проведения научного исследования	65
4.3 Бюджет научно-технического исследования	67
4.3.1 Расчет материальных затрат	67
4.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование	68
4.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы	68
4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	69
4.3.5 Накладные расходы	69
4.3.6 Расчет затрат на электроэнергию	70
4.3.7 Расчет амортизационных расходов	71
4.3.8 Расчет расходов, учитываемых непосредственно на основе платежных (расчетных) документов (кроме суточных)	72
4.3.9. Расчет прочих расходов	72
4.3.10 Расчет общей себестоимости	73

4.3.11 Расчет прибыли	73
4.3.12 Расчет НДС	73
4.3.13 Цена разработки НИР	74
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей) и экономической эффективности исследования.	74
5 Социальная ответственность	78
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	79
5.2 Организационные мероприятия обеспечения безопасности	80
5.3 Производственная безопасность	81
5.3.1 Отклонения показателей микроклимата	83
5.3.2 Недостаточная освещённость рабочей зоны; отсутствие или недостаток естественного света	85
5.3.3 Повышенный уровень шума	86
5.3.4 Электробезопасность	88
5.3.5 Факторы связанные с чрезмерно высокой или низкой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека	89
5.3.6 Чрезмерное загрязнением воздушной среды в зоне дыхания	91
5.3.7 Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним	92
5.4 Экологическая безопасность	92
5.4.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду	92
5.4.2 Анализ влияния процесса эксплуатации объекта на окружающую среду	93
5.4.3 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	93
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	94

Заключение	98
Conclusion	100
Список используемых источников	102
Приложение А (обязательное) Функциональная схема упрощенного вида	104
Приложение Б (не обязательно) Перечень вход/выходных сигналов	105
Приложение В (обязательное) Трехуровневая структура АС	106
Приложение Г (обязательное) Техническое задание	107
Приложение Д (обязательное) Функциональная схема автоматизации развернутого типа	115
Приложение Е (обязательное) Схема информационных потоков	116
Приложение Ж (обязательное) Схема внешних проводок	117
Приложение И (обязательное) Алгоритм сбора данных	118
Приложение К (обязательное) Мнемосхема	119

Термины и определения

В работе используются следующие термины с соответствующими определениями:

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

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

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

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

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

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

профиль АС: Понятие «профиль» определяется как подмножество и/или комбинации базовых стандартов информационных технологий и общепринятых в международной практике фирменных решений (Windows, Unix, MacOS), необходимых для реализации требуемых наборов функций АС. Для определения места и роли каждого базового стандарта в профиле требуется концептуальная модель. Такая модель, называемая OSE/RM (Open System Environment/Reference Model), предложена в ГОСТ Р ИСО МЭК ТО 10000-3-99

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

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

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

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

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

SCADA (англ. Supervisory Control And Data Acquisition – диспетчерское управление и сбор данных): Под термином SCADA понимают инструментальную программу для разработки программного обеспечения систем управления технологическими процессами в реальном времени и сбора данных;

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

объект управления: Обобщающий термин кибернетики и теории автоматического управления, обозначающий устройство или динамический

процесс, управление поведением которого является целью создания системы автоматического управления;

программируемый логический контроллер (ПЛК):

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

автоматизированное рабочее место (АРМ):

Программно-технический комплекс, предназначенный для автоматизации деятельности определенного вида. При разработке АРМ для управления технологическим оборудованием как правило используют SCADA-системы;

ТЕГ:

Метка как ключевое слово, в более узком применении идентификатор для категоризации, описания, поиска данных и задания внутренней структуры;

корпоративная информационная система (КИС):

Корпоративная информационная система – это масштабируемая система, предназначенная для комплексной автоматизации всех видов хозяйственной деятельности больших и средних предприятий, в том числе корпораций, состоящих из группы компаний, требующих единого управления;

автоматизированная система управления технологическим

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

пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД)

регулятор: Устройство, используемое в системах автоматического управления

для поддержания заданного значения измеряемого параметра. ПИД-регулятор измеряет отклонение стабилизируемой величины от заданного значения (уставки) и выдаёт управляющий сигнал, являющийся суммой трёх слагаемых, первое из которых пропорционально этому отклонению, второе пропорционально интегралу отклонения и третье пропорционально производной отклонения;

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

Обозначения и сокращения

В представленной работе используются следующие сокращения:

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

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

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

IP (International Protection): степень защиты;

ГЗУ: групповая замерная установка;

ГП: гидропривод;

БТ: блок технологический;

БА: блок автоматики;

ПСМ: переключатель скважин многоходовой;

ИУС: информационно-управляющая система;

КИПиА: контрольно-измерительные приборы и автоматика;

САР: система автоматического регулирования;

ПО: программное обеспечение;

ПТК: программно-технический комплекс;

ГЖС: газожидкостная смесь;

ИМ: исполнительный механизм;

АРМ: автоматизированное рабочее место;

БД: база данных.

Введение

В связи с постоянным повышением эффективного управления в нефтегазовых предприятиях есть необходимость внедрения новейших информационных технологий, а также постоянного улучшения информационного обеспечения управленческой деятельности. Важно учесть, что необходимо создавать информационные системы, которые в реальном времени могут отражать состояния технологических процессов, результаты производственной деятельности предприятия.

Автоматизированные системы управления технологическими процессами являются одним из способов достижения следующих целей:

- повышения эффективности технологических процессов основного и вспомогательного производства;
- снижения количества человеческих трудовых ресурсов, а переход на безлюдные энергосберегающие технологии;
- безопасности технологических процессов и обслуживающего персонала;
- выполнение требований по защите окружающей среды.

На сегодняшний день в нефтегазовой отрасли происходят постоянные изменения и совершенствования в области автоматизации.

Яркими примерами являются:

- переход на распределительные системы управления в основе которых применяются микропроцессорные программируемые логические контроллеры, современные системы мониторинга и дистанционного управления SCADA-системы;
- системы измерений и учета нефти имеют высокий удельный вес значимости и проводится, как правило массовыми методами;
- интеграция систем автоматизации с системами оперативно-диспетчерского управления производством и административно-хозяйственного управления предприятием.

Компания, разрабатывающая месторождения нефти, должна иметь четкую картину добычи не только нефти, но и знать показатели добычи нефтяного газа и обводненности продукции.

Эти данные необходимы для рационального управления освоением месторождения, принятия решений, ориентированных на оптимизацию и сокращение потерь добычи, за счет оперативного выявления проблем и быстрого реагирования на новую информацию, получаемую в режиме реального времени.

В этой связи особенную актуальность приобретает точность и оперативность поступающей с месторождений информации о дебитах и обводненности добывающих скважин. Для решения этих задач служат автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ).

В данной выпускной квалификационной работе произведено проектирование и обоснование оптимальной конфигурации АГЗУ для системы сбора продукции скважин в ООО «Западно-Сибирская Компания» в рамках прогноза эффективности разработки Макарьевского месторождения Томской области.

Одно из направлений деятельности компании поиск, открытие и оценка месторождений углеводородного сырья, для реализации этих целей ООО «ЗСК» получило лицензию на право пользования недрами №2406/ТОМ02306 НП от 01.03.2019 на лицензионный участок Проточный-1 расположенный в Александровском районе Томской области.

В процессе выполнения работы исходными данными являлись геолого-геофизические характеристики, а также прогнозный фонд эксплуатационных и нагнетательных скважин Макарьевского месторождения, открытие которого планируется на данном лицензионном участке. Были проанализированы режимы работы и дебит эксплуатационных скважин, накопленная прогнозная добыча нефти и газа.

На основании комплекса этих параметров был произведен выбор и обоснование оптимальной конфигурации автоматической групповой замерной

установки (АГЗУ) и сконфигурированы её основные параметры, предназначенные для управления технологическим процессом нефтедобычи на Макарьевском месторождении.

Рассмотрена обработка результатов измерений дебитов эксплуатационных скважин и передача их в систему телемеханики нефтепромысла, а также формирование и отработка сигналов «авария», «блокировка» и передача информация о них на верхний уровень АСУ ТП нефтепромысла.

Таким образом, целями выпускной квалификационной работы явилось систематизация и углубление теоретических и практических знаний в области проектирования автоматизированных систем объектов нефтегазовой отрасли, развитие навыков их практического применения при решении инженерных задач автоматизированного управления технологическим процессом в нефтегазовой отрасли реализованного в рамках работ по освоению Макарьевского месторождения Томской области.

1 Описание технологического процесса

Функциональная схема АГЗУ приведена в приложении А.

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

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

Областью применения установки являются системы внутри промышленного учета продукции нефтегазовых скважин [1].

1.1 Общие сведения об лицензионном участке проточный-1

Участок недр проточный-1 (110-1), в административном отношении расположен в Александровском районе Томской области.

Площадь участка 891,95 км².

Расстояние от участка недр:

до г. Томска – 554 км,

до г. Стрежевого – 90 км,

до с. Александровское -45 км (ближайший крупный районный центр).

до ближайшего магистрального нефтепровода – 10-30 км,

до ведомственного нефтепровода – 60 км,

до нефтеперекачивающей станции – 10 км.

В пределах участка находятся населенные пункты: с. Лукашкин-Яр и с. Назино.

Параллельно нефтепроводу проходит ЛЭП. Транспорт грузов может осуществляться по р. Обь, а также по зимним дорогам.

В непосредственной близости от лицензионного участка выявлены месторождения нефти – Полуденное, Трайгородско-Кондаковское, Проточное, Южно-Охтеурское, Даненберговское, Конторовичское.

Планомерное изучение геологического строения района проточного-1 участка недр началось в 1947 году. Были проведены мелкомасштабные съемки: геологическая, аэромагнитная и гравиметрическая, а также маршрутная и площадная сейсморазведка МОВ.

Сейсморазведочные работы МОГТ в пределах участка проводились Томским геофизическим трестом в период с 1979 по 1994гг.

В период 2006 по 2014гг. участок недр находился в пользовании ОАО «Томскнефть» ВНК.

В 2007-2010 гг. недропользователем были выполнены сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в объеме 970 пог.км. и пробурены 2 поисково-оценочные скважины Макарьевская скв. 10 (отобрана проба нефти) и Пойменная скв. 30 с признаками нефтеносности.

На данном участке по сейсморазведочным данным МОГТ представляют интерес 11 локальных поднятий, из них 4 структуры –подготовлены к глубокому бурению [2].

В пределах участка всего пробурено 9 поисково-оценочных скважин.

Изученность участка составляет:

геофизическими исследованиями - 2,9 км/км²,

глубоким бурением - 23,69 м/км².

На основании данных бурения скважин №10 Макарьевской структуры проточного-1 лицензионного участка, планируется открытие Макарьевского месторождения с извлекаемыми запасами нефти категории С1 не менее 2 млн тонн.

1.2 Выбор и обоснование типа АГЗУ на основании геолого-геофизических характеристик и динамики разработки Макарьевского месторождения.

Открытие месторождения УВ и его дальнейшее освоение сопряжено с финансовыми рисками. Возможны случаи, когда первооткрывательство месторождения УВ сырья экономически не целесообразно (например, открытие

мелкого месторождения в условиях полного отсутствия или большой удаленности инфраструктуры), поэтому важно произвести оценку целесообразности его открытия и эффективности его дальнейшего освоения.

Экономическая оценка открытия и разработки месторождения должна отражать эффективность проекта с точки зрения интересов недропользователя и государства в целом и определяться как разница между выручкой от реализации углеводородов и затратами – капитальными вложениями и чистыми эксплуатационными (текущими) расходами [3].

Конечным результатом выполнения данного этапа работ должно быть четкое понимание соотношений геологического и финансового рисков в освоении Проточного-1 ЛУ.

В связи, с выше изложенным, на Проточном-1 лицензионном участке недр планируется полномасштабное развитие месторождения (ПРМ, включающий участок ОПЭ) с бурением 9 скважин (в т.ч. 2 по программе ГРП и 3 горизонтальные) на Макарьевской структуре.

В результате планируется первооткрывательство Макарьевского месторождения с извлекаемыми запасами нефти категории С1 пласта Ю₁¹⁻² не менее 2 млн тонн.

Прогнозный подсчетный план изображен на рисунке 1.

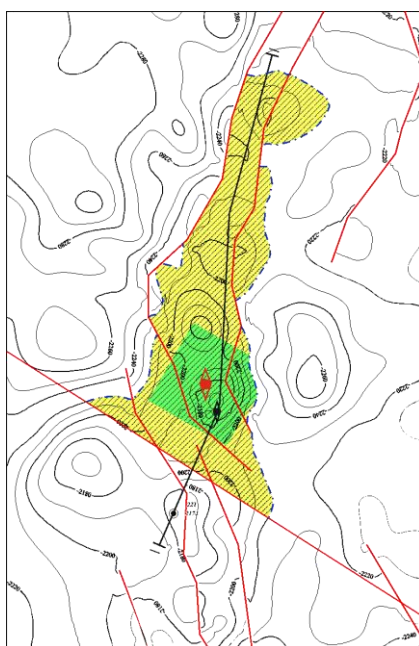


Рисунок 1 – Прогнозный подсчетный план Макарьевского месторождения

Для данного месторождения необходимо подобрать тип и оптимальные конфигурации автоматической групповой замерной установки, исходя из геолого-геофизических характеристик и уровня добычи нефти.

При моделировании разработки пласта Ю₁¹⁻² Макарьевского месторождения были заданы (на основании данных близлежащих месторождений) средние прогнозные дебиты эксплуатационных скважин 25 м³/сут, газовый фактор 60 нм³/т, прогнозный фонд эксплуатационных скважин составил 9 штук, нефть малосернистая, легкая.

Исходя из приведенных выше параметров, для автоматического измерения дебита скважин при однетрубной системе сбора нефти и газа, для контроля за работой скважины по наличию подачи жидкости, а также для автоматической или по команде с диспетчерского пункта блокировки скважины или установки в целом при возникновении аварийных ситуаций применяют блочные автоматизированные групповые замерные установки, в основном двух типов: «Спутник А» и «Спутник Б».

Примеры модификации установок первого типа: «Спутник А-16-14/400», «Спутник А- 25 -10/1500», «Спутник А-40-14/400».

В указанных шифрах первая цифра обозначает рабочее давление в кгс/см², на которое рассчитана установка, вторая — число подключенных к групповой установке скважин, третья — наибольший измеряемый дебит в м³/сут

На установках типа «Спутник Б» принцип измерения продукции скважин тот же. Примеры обозначения их модификаций: «Спутник Б-40-10/400», «Спутник Б-40-14/400». Первая модификация рассчитана на подключение 10 скважин, вторая — 14.

В отличие от «Спутника А» в «Спутнике Б» предусмотрены: возможность отдельного сбора обводненной и не обводненной продукции скважин, определение содержания воды в ней, измерение количества газа, отсепарированного в измерительном сепараторе, а также дозирование химических реагентов в поток.

Подача химического реагента на установках типа «Спутник-Б» непосредственно в нефтегазосборный коллектор способствует предотвращению образования стойких нефтяных эмульсий и соответственно снижает гидравлические сопротивления и улучшает условия работы установок подготовки нефти.

Для измерения количества продукции малодебитных скважин находят применение: установки типа БИУС-40; «Спутник АМК-40-8-7,5; АСМА; АСМА-СП-40-8-20; АСМА-Т; Микрон» и др.

Основные характеристики типов АГЗУ представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики АГЗУ типа «Спутник АМ/БМ»

Параметры	АГЗУ 40-8-400	АГЗУ 40-10-400	АГЗУ 40-14-400	АГЗУ 40-8-1500	АГЗУ 40-10-1500	АГЗУ 40-14-1500
Кол-во подключаемых скважин, шт.	8	10	14	8	10	14
Производительность по жидкости, м ³ /сут., не более	400	400	400	1500	1500	1500
Производительность по газу, м ³ /сут., не более	60000	60000	60000	225000	225000	225000
Газовый фактор, нм ³ /с ³ , не более	150	150	150	150	150	150
Рабочее давление, МПа, не более	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Кинематическая вязкость нефти при 20°С, сСт	120	120	120	120	120	120
Обводненность сырой нефти, %	0-98	0-98	0-98	0-98	0-98	0-98
Содержание парафина, объемное, %, не более	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0

Продолжение таблицы 1 – Технические характеристики АГЗУ типа «Спутник АМ/БМ»

Параметры	АГЗУ 40-8-400	АГЗУ 40-10-400	АГЗУ 40-14-400	АГЗУ 40-8-1500	АГЗУ 40-10- 1500	АГЗУ 40-14-1500
Содержание сероводорода, объемное, %, не более	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Потребляемая электрическая мощность, кВт, не более	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Ду входа, мм	80	80	80	80	80	80
Ду запорной арматуры на ПСМ, мм	80	80	80	80	80	80
Ду запорной арматуры на байпас, мм	50	50	50	80	80	80
Ду арматуры технологических трубопроводов, мм	50	50	50	80	80	80
Ду байпасной линии, мм	100	100	100	150	150	150
Ду коллектора, мм	100	100	100	150	150	150
Габаритные размеры технологического блока, мм, не более	5400х 3200х 2700	5900х 3200х 2700	6400х 3200х 2700	6900х 3200х 2700	8500х 3200х 2700	9000х 3200х 2700
Габаритные размеры блока автоматики, мм, не более	2100х 2000х 2400	5400х 3200х 2700	5400х 3200х 2700	2100х 2000х 2400	5400х 3200х 2700	5400х 3200х 2700
Масса технологического блока, кг, не более	6800	7600	9100	12000	12500	12980
Масса блока автоматики, мм, не более	1300	1300	1300	1300	1300	1300

При подборе оборудования обеспечивающего оптимальный режим работы без необходимости дозирования химических реагентов в поток,

удовлетворяющее геолого-геофизическим характеристикам, количеству подключаемых скважин, производительности по жидкости (дебиту добываемой продукции), газовому фактору, экономической составляющей и рентабельностью данного оборудования, и необходимым требованиям компании ООО «ЗСК» было выбрано АГЗУ «Спутник АМ-40-10-400».

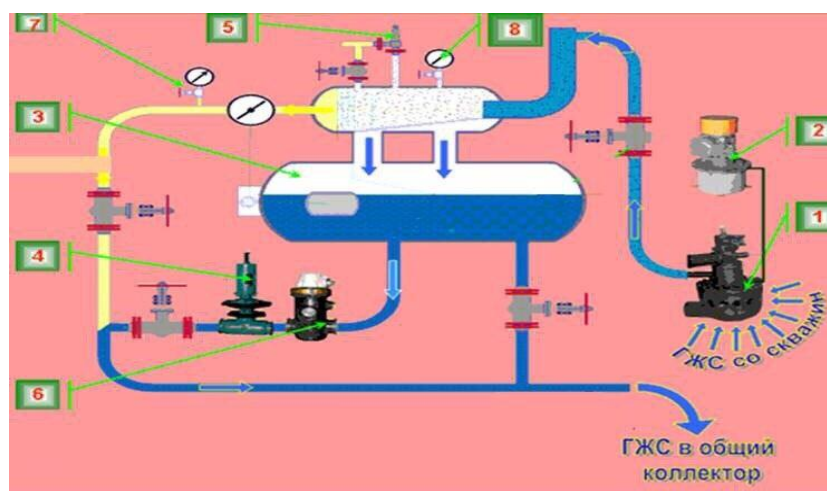
1.3 Устройство и работа установки

Продукция скважин по выкидным линиям через обратный клапан и нижний ряд задвижек поступает в ПСМ (переключатель скважин многоходовой). При помощи ПСМ продукция одной скважины направляется в ёмкость сепарационную, а продукция остальных скважин направляется в сборный коллектор. Через вводной патрубок продукция скважины, установленная на замер, попадает в гидроциклонную голову, где происходит основная сепарация газа.

Отделившийся газ пройдя через сепарационную ёмкость, при открытой газовой заслонке, поступает в общий коллектор. А жидкость по переточной трубе стекает и накапливается в нижней части сепаратора.

По мере накопления жидкости поплавки поднимаются вверх и через систему тяг закрывает газовую заслонку, соответственно прекращается выход газа из сепаратора, при поступлении в него продукции скважины, это приводит к росту давления в сепараторе.

Принципиальная схема АГЗУ изображена на рисунке 2.



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

Рисунок 2 – Принципиальная схема АГЗУ

Газожидкостная смесь под воздействием избыточного давления внутри сепаратора проходит через счетчики. Время прохождения ГЖС через расходомеры зависит от количества поступающей газожидкостной смеси со скважины. При уменьшении уровня газожидкостной смеси заслонка переходит в режим открытия и выпускает накопленный газ в общий коллектор. Так как падает давление газа в сепарационной емкости клапан РР переходит в режим закрытия и происходит накопление газожидкостной смеси.

Накопившаяся в нижней части сепаратора ГЖС проходит через турбинный счетчик жидкости ТОР, затем направляется в общий коллектор (трубопровод). Устройство регулирования расхода в замерном сепараторе обеспечивает циклическое прохождение жидкости через счетчик ТОР с постоянной скоростью, что позволяет осуществлять измерение в широком диапазоне дебита скважин с малой погрешностью. Счетчик ТОР выдает импульсы на ПЛК.

Управление ПСМ осуществляется ПЛК по установленной программе или по системе телемеханики. При срабатывании реле включается электродвигатель гидропривода гп-1м и в системе гидравлического управления повышается давление. Привод ПСМ под воздействием давления

ГП перемещает поворотный патрубок ПСМ и на измерение подключается следующая скважина.

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

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

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

2. Заслонка закрыта, а клапан регулятора расхода открыт. При этом положении уровень жидкости в сепараторе также высокий.

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

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

1.4 Устройство и работа основных частей установки

1.4.1 Переключатель скважин многоходовой (ПСМ)

Переключатель скважин многоходовой, предназначен для автоматического и ручного перевода потока добываемой из отдельной

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

1.4.2 Исполнительные механизмы

Чтобы создать гидравлическое давление в силовом гидравлическом цилиндре исполнительных механизмов ПСМ используется гидравлический привод ГП-1М.

Регулятор расхода предназначен для обеспечения расхода жидкости через счетчик жидкости. Задача поддержания расхода независимо от значений перепада давления.

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

Задвижки предназначены для использования в качестве запорной арматуры.

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

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.

1.4.3 Емкость сепарационная

Для разделения газа от жидкости, которая поступает со скважины, используется сепарационная емкость, также через нее пропускается жидкость через счетчик TOP 1-50.

Основными элементами сепарационной емкости являются гидроциклонная головка, которая предназначена для сепарационной функции, а также верхняя сепарационная емкость и нижняя накопительная емкость. Также внутри емкостей установлены перегородки, направляющие полки и сетка, улавливающая инородные предметы.

Чтобы удалять накопившуюся грязь в нижней части предусмотрено два патрубка, при помощи которых производят пропарку и продувку грязи с помощью отвода в общий трубопровод.

1.4.4 Счетчик турбинный TOP1-50

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

Замеренная на ТОРе жидкость проходит через регулятор расхода и далее соединяясь с газом в основной коллектор.

2 Разработка аппаратной части системы

2.1 Разработка структурной схемы АС

Объектом управления является АГЗУ. В автоматизированной групповой замерной установке осуществляются замер давления и уровня ГЖС в сепараторе, расход нефти и газа на выходе из сепаратора, давление в общем коллекторе. Исполнительными устройствами являются клапаны с электроприводом [5].

Проводятся измерения: давления, температуры, уровня, так же необходимо проводить переключение запорной арматуры, а именно клапанов с электроприводом.

Трехуровневая структура АС построенная по трёхуровневому иерархическому принципу, в соответствии с требованиями ТЗ, приведена в приложении В.

Нижний (полевой) уровень системы, состоит из распределённых первичных устройств автоматизации:

- датчики давления;
- датчики температуры;
- расходомер;
- датчик уровня;
- датчик-сигнализатор уровня;
- исполнительные механизмы.

На данном уровне должны выполняться следующие функции АС:

- сбор и передача сигналов аварийной сигнализации, состояния и положения запорной арматуры, а также насосных агрегатов;
- измерение параметров технологического процесса (температуры, давления, уровня жидкости).

Средний уровень представляет собой локальный контроллер.

ПЛК предназначен для:

- сбора, первичной обработки, а также хранения информации;

- формирование управляющего воздействия на исполнительные устройства, связь с АРМ.

Верхний уровень, как правило объединяет автоматизированные рабочие места операторов, а также базу данных. Используется операционная система Windows 8, MASTER SCADA.

Верхний уровень предназначен для решения задач:

- сбор и обработка данных с контроллера;
- формирование отчетов, журналов событий;
- формирование технологической базы данных;
- отображение, управление в реальном времени технологическими процессами.

2.2 Функциональная схема автоматизации

При разработке функциональной схемы автоматизации технологического процесса решены следующие задачи:

- задача получения первичной информации о состоянии технологического процесса и оборудования;
- задача непосредственного воздействия на технологический процесс для управления им и стабилизации технологических параметров процесса;
- задача контроля и регистрации технологических параметров процессов и состояния технологического оборудования.

В соответствии с заданием разработана функциональная схем автоматизации:

- по ГОСТ 21.208-13 [6] «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах» и ГОСТ 21.408-13 [6] «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов»;

Обозначения на схеме:

РТ – дистанционная передача давления;

GT – дистанционная передача положения;
FT – дистанционная передача расхода;
LT – дистанционная передача уровня;
TT – дистанционная передача температуры;
QT – дистанционная передача загазованности;
H – ручное управление;
PI – индикация давления;
GI – индикация положения;
FI – индикация расхода;
LI – индикация уровня;
TI – индикация температуры;
QI – индикация загазованности;
PR – регистрация давления;
GR – регистрация положения;
FR – регистрация расхода;
TR – регистрация температуры;
PC – управление от контроллера.

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

2.4 Информационные потоки АГЗУ

Схема информационных потоков, включает в себя три уровня сбора и хранения информации: 1) нижний уровень (уровень сбора и обработки), 2) средний уровень (уровень текущего хранения), 3) верхний уровень (уровень архивного и КИС хранения).

Нижний уровень. Здесь находятся первичные средства измерений и показывающие приборы, а также исполнительные механизмы. На этом уровне происходит сбор информации технологических параметров, а также регулирование [7].

На среднем уровне происходит сбор информации от полевого уровня. Идет первичная обработка и передача на верхний уровень, а также формируются управляющие воздействия на нижний уровень. Данный уровень представляет собой контроллерную часть (контроллер, модули ввода/вывода, устройства сопряжения).

Верхний уровень. Здесь происходит упорядочивание информации с нижних уровней. Формируется отчетность, отображается индикация, идет регистрация и формирование базы данных.

Верхний уровень представляет собой АРМ оператора и серверную часть.

На АРМ оператора выводится информация в удобном виде, как правило с помощью SCADA систем в виде графиков, мнемосхем и т.д.

Параметры, передаваемые в локальную вычислительную сеть в формате стандарта OPC, включают в себя: уровень нефти в сепараторе, (мм); давление в сепараторе, (Мпа); температура газа на выходе из сепаратора, ($^{\circ}$ С); давление в общем коллекторе, (Мпа); загазованность в технологическом блоке, (%); температура в технологическом блоке, ($^{\circ}$ С); Расход нефти, ($\text{м}^3/\text{ч}$); Расход газа, ($\text{м}^3/\text{ч}$); Управление задвижкой на выходе с сепаратора, (%); Управление задвижкой на выходном газовом трубопроводе, (%).

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

Кодировка всех сигналов в SCADA-системе представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Кодировка сигналов в SCADA

Кодировка	Расшифровка кодировки
UPR_BLO_PSM	Ручное управление ПСМ
DAV_SEP_NEFT	Давление в сепарационной емкости
RAS_TRB_GAS	Расход газа в выходном трубопроводе
TEM_SEP_GAS_VIHOD	Температура газа на выходе
URV_SEP_NEFT	Уровень нефти в сепараторе замерном
UPR_ZAD_SEP_VIHOD	Управление задвижкой на выходе с сепаратора

Продолжение Таблицы 2 – Кодировка сигналов в SCADA

Кодировка	Расшифровка кодировки
RAS_TRB_NEFT	Расход нефти в выходном трубопроводе
UPR_ZAD_GAS_VIHOD	Управление задвижкой на вых.газ. трубопроводе
DAV_KOL_NEFT	Давление в общем коллекторе
ZAG_BLO_VOZD	Загазованность в технологическом блоке
UPR_VIT_VOZD	Управление вытяжкой
SIG_BLO_DOST	Несанкционированный доступ в ТБ
UPR_BLO_PSM	Электронное управление ПСМ

2.5 Выбор средств реализации АГЗУ

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

Для реализации проекта АС необходимо выбрать программно-технические средства, также проанализировать их совместимость.

Комплекс аппаратно-технических средств автоматизированной групповой замерной установки включает в себя: датчики, исполнительные механизмы, контроллерное оборудование, дополнительные модули, системы сигнализации.

При подборе оборудования учитывалось техническое задание, требования к техническому, метрологическому, информационному обеспечению и требований к надежности.

При этом не маловажным фактором является экономическое обоснование, а именно стоимость проектируемой системы, в том числе комплекса аппаратно-технических средств [7].

2.5.1 Выбор контроллерного оборудования АГЗУ

ПЛК предназначены для построения современных АСУ ТП и позволяют выполнять оперативное управление с использованием промышленных ЭВМ,

автоматическое регулирование, программное управление, логическую защиту, блокировку, сигнализацию и регистрацию событий.

При выборе контроллерного оборудования были рассмотрены три варианта контроллеров, а именно:

- Allen Bradley 1756 ControlLogix (см. рисунок);
- Schneider Electric Modicon Quantum (см. рисунок 4);
- Siemens SIMATIC S7-300 (см. рисунок 5).

Сравнительный анализ рассматриваемого контроллерного оборудования представлен в таблице 3.



Рисунок 3 – Allen Bradley 1759 ControlLogix



Рисунок 4 – Schneider Electric Modicon Quantum



Рисунок 5 – Siemens SIMATIC S7-300

Таблица 3 – Сравнительный анализ

Параметр	Allen Bradley 1756 ControlLogix	Schneider Electric Modicon Quantum	Siemens SIMATIC S7-300
1	2	3	4
Архитектура	модульная	модульная	модульная
Языки программирования	- LD; - FBD; - ST; - SCL	- LD; - ST; - FBD; - SFC; - IL	- LAD; - FBD; - STL; - SCL; - CFC
Резервирование	полная поддержка	возможность горячего резервирования	возможность горячего резервирования
Диапазон рабочих температур, °C	от 0 до 60	от 0 до 60	от 0 до 60
Опции связи	- Ethernet/IP; - ControlNet; - DeviceNet; - Data Highway Plus; - Remote I/O; - SynchLink;	- Ethernet TCP/IP; - AS-I; - Modbus Plus; - INTERBUS; - PROFIBUS DP;	- MPI; - PROFIBUS; - Industrial Ethernet; - PROFINet; - AS-I; - BAC-net
Память данных и логики	4 Мб	7 Мб	8 Мб
Память ввода вывода	478 Кб	не менее 512 Кб	384 Кб (+ 128 Кб flash)
Количество входных / выходных каналов	суммарно не более 128 000, из которых не более 128 000 дискретных и не более 4 000 аналоговых	не более 63 488 дискретных и не более 3 968 аналоговых	не более 65 536 дискретных и не более 4 096 аналоговых

В соответствии с техническим заданием требованиями к техническому обеспечению, метрологическому и надежности, для реализации АСУ ТП был выбран Allen Bradley 1756 ControlLogix [5].

Так как этот контроллер имеет модульную архитектуру, позволяющее расширять количество вводов/выводов, также удовлетворяет требованиям к надежности согласно техническому заданию не менее 100 000 ч. Также нам необходимы интерфейсы Ethernet, Modbus RTU. При этом, стоимость ниже, чем у аналогов.

Дополнительно были выбраны следующие модули, входящие в состав ПЛК:

- модуль центрального процессора (ЦП) ControlLogix 1756-L62 (см. рисунок 6);
- модуль источника питания (ИП) ControlLogix 1756-PA72 (см. рисунок 7);
- шасси на 4 и 7 слотов ControlLogix 1756-A4 (см. рис. 8) и 1756-A7 (см. рисунок 9) соответственно;
- модуль коммуникационный Ethernet ControlLogix 1756-EN2TR (см. рисунок 10);
- модуль резервирования ControlLogix 1756-RM2 (см. рисунок 11);
- модуль ввода дискретных сигналов ControlLogix 1756-IB32 (см. рисунок 12);
- модуль вывода дискретных сигналов ControlLogix 1756-OB32 (см. рисунок 13);
- модуль ввода аналоговых сигналов с поддержкой протокола HART ControlLogix 1756-IF16H (см. рисунок 14);
- модуль коммуникационный RS-232/422/485 (Modbus) MVI56E-MCM (см. рисунок 15).

В качестве устройства защиты от импульсных перенапряжений и помех (УЗИП) интерфейса RS-485 выбран УЗИП DTR 2/6/1500-L.

Для организации связи контроллерного оборудования с АРМ оператора выбрано компактные неуправляемые коммутаторы MOXA EDS-205 для монтажа на DIN-рейку.



Рисунок 6 – Модуль ЦП 1756-L62



Рисунок 7 – ИП 1756-PA72

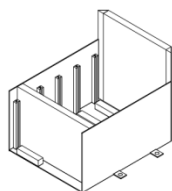


Рисунок 8 – Шасси 1756-A4

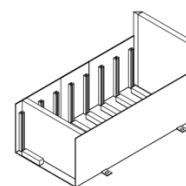


Рисунок 9 – Шасси 1756-A7



Рисунок 10 – Модуль коммуникационный Ethernet 1756-EN2TR



Рисунок 11 – Модуль резервирования 1756-RM2



Рисунок 12 – Модуль DI 1756-IB32



Рисунок 13 – Модуль DO 1756-OB32



Рисунок 14 – Модуль AI 1756-IF16H



Рисунок 15 – Модуль коммуникационный RS-232/422/485 MVI56E-MCM

2.6 Выбор датчиков

Выбор датчиков был основан на положениях технического задания основными пунктами, которых являлись метрологическое обеспечение, надежность, технические требования и совместимость системы для реализации структуры АС. Также необходимым фактором являлось экономическая целесообразность. В процессе выбора оборудования были множество вендоров, производящих различные типы оборудования (манометры, датчики давления и др.) в результате чего были подобраны максимально удовлетворяющие выдвинутым требованиям приборы.

2.6.1 Выбор датчика давления

В процессе работы АГЗУ основным контролируемым параметром является давление в сепарационной емкости.

Для выбора датчиков давления были проанализированы следующие варианты:

- Метран-150 (рисунок 16);
- НМР 331;

Сравнительный анализ приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Сравнительный анализ датчиков давления

Характеристика/ датчик	Диапазон измерения, Мпа	Базовая приведенная погрешность, %	Выходные сигналы, мА	Средняя наработка на отказ, часов	Цена, рублей
Метран-150CG	(0,2 – 15)	до 0,075	(4-20), HART	270 000	от 26000
НМР 331-A-S	(0,001 – 25)	до 0,075	(4-20), HART	100 000	от 40000

Исходя из данных, приведенных в таблице, датчики отличаются незначительно. Выбор остановим на Метран-150CG, т.к. максимальное рабочее давление системы будет рассчитано на 10 МПа, имеет лучшие показатели надежности, к тому же он имеет более привлекательную цену.

Измерительная часть датчика состоит из корпуса и полностью изолированной как от окружающей, так и от измеряемой среды измерительной ячейки. Давление подается на измерительную мембрану через слой разделительной жидкости и разделительные мембраны. Степень защиты от пыли влаги данных приборов соответствует IP65.



Рисунок 16 – Метран-150

Комплект закладных для датчика Метран-150 представлен на рисунок 17.

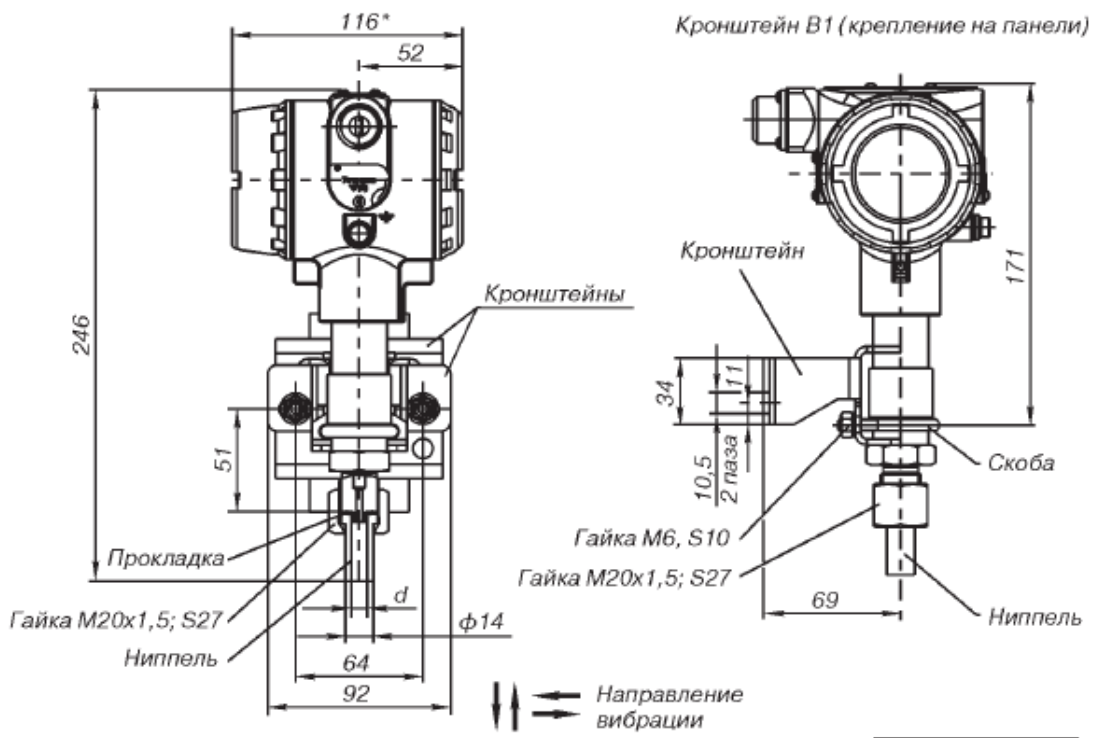


Рисунок 17 – Закладные Метран-150

Основные характеристики датчика приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные характеристики датчика Метран-150

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

2.6.2 Выбор газосигнализатора

Газосигнализатор ГСМ-05 представленный на рисунке 18 предназначен для непрерывного контроля до взрывоопасных концентраций горючих газов, паров легковоспламеняющихся 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 минус 60 °С до плюс 50 °С.



Рисунок 18 – Газосигнализатор ГСМ-05

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

2.6.3 Выбор счетчика газа турбинного

Турбинные счетчики газа «АГАТ-1М» представленный на рисунке 19, предназначены для измерения объема природного и попутного газа в составе групповых измерительных установок типа «Спутник» для осуществления оперативного мониторинга режимов эксплуатации нефтяных скважин.

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



Рисунок 19 – Счетчики газа турбинные АГАТ-1М

Счетчик АГАТ-1М состоит из:

- ТПР - турбинный преобразователь расхода;
- Магнитоиндукционный датчик НОРД-И2У-04

- блок электронный НОРД-ЭЗМ или блок обработки данных «VEGA»
- Технические характеристики АГАТ-1М указаны в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики АГАТ-1М

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

2.6.4 Датчики температуры

В качестве датчиков температуры были рассмотрены следующие варианты:

- Rosemount 3144P;
- Метран 274;
- ОВЕН ДТПК115;
- KOBOLD TDA.

Сравнительный анализ приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Сравнительный анализ датчиков температуры

Критерии выбора	Rosemount 3144P	Метран-274	ОВЕН ДТПК115	KOBOLD TDA
Диапазон измеряемых температур, °С	(от минус 30 до 180)	(от минус 50 до 150)	(от минус 30 до 200)	(от минус 50 до 250)
Предел допускаемой погрешности, %	0,1	0,25	0,25	0,1
Выходной сигнал, мА	(4–20) +HART	(4–20) +HART	(4–20)	(4–20)

Продолжение таблицы 7 – Сравнительный анализ датчиков температуры

Критерии выбора	Rosemount 3144P	Метран-274	ОВЕН ДТПК115	KOBOLD TDA
Взрывозащищенность	Ex (ExiaCT6 X), Exd (1ExdIICT6)	Exd, Exi	ExiaCT6	-
Среднее время наработки на отказ, часов	40 000	50 000	15 000	50 000
Степень защиты от пыли и воды	IP67	IP68	IP54	-
Цена, рублей	35 000	27 000	8 000	12 000

В качестве датчика температуры был выбран Метран-274 (рисунок 21), так как датчики фирм KOBOLD и ОВЕН не подходят по степени взрывозащищенности, отсутствует протокол HART, не проходят по требованиям надежности.

Выбор остановился между датчиками Rosemount и Метран, однако не смотря на более высокий класс точности, требования к надежности и высокая цена датчиков Rosemount не удовлетворяют ТЗ.

Термопреобразователи «Метран-274-Ex» изображенный на рисунке 20, могут применяться во взрывоопасных зонах, в которых возможно образование взрывоопасных смесей газов, паров, горючих жидкостей с воздухом категорий IIА, IIВ и IIС, групп Т1-Т6 по ГОСТ Р 51330.11-99 [24].

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



Рисунок 20 – Датчик температуры «Метран»

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

2.6.5 Выбор датчика уровня

Для измерения уровня будем использовать Инклинометр STS-107-1 (рисунок 21), прикрепленный к рычагу поплавка.



Рисунок 21 – Инклинометр STS-107-1

Достоинства:

- Измерение наклона статических объектов, контроль псевдостатических объектов, нивелирование платформ;
- Одна ось измерения;
- Чувствительный элемент жидкостного типа;
- Линейная зависимость выходного сигнала от угла наклона;
- Нормированный выход по току или по напряжению;
- Встроенный активный аналоговый фильтр 6 порядка;
- Высокая разрешающая способность и стабильность параметров

2.6.6 Выбор Радиомодема

Радиомодем Невод, представленный на рисунке 22, предназначен для передачи и приема цифровой информации при работе в составе распределенных сетей телеметрии, управления и автоматизации технологических процессов.



Рисунок 22 – Радиомодем Невод

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

Прибор выполнен в пластмассовом корпусе, в котором установлена печатная плата. Возможно "уличное" (влагозащищенное) исполнение, степень защиты IP65. Технические характеристики радиомодема приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики радиомодема.

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

2.7 Выбор исполнительных механизмов

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

В качестве исполнительного механизма для регулирования давления нефти будем использовать клапан с электроприводом, изображенный на рисунке 23.



Рисунок 23 – Клапан с электроприводом

Для регулировочной характеристики выбрана равно процентная пропускная характеристика клапана.

Регулирующий клеточно-плунжерный клапан типа КМР показан на рисунке 24 [8]. Технические характеристики клапана приведены в таблице 9 [13].



Рисунок 24 – Регулирующий клеточно-плунжерный клапан типа КМР

Таблица 9 – Технические характеристики клапана

Техническая характеристика	Значение
Условное давление P_u , МПа	1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 10,0; 16,0
Условный проход, мм	10; 15; 20; 25; 32; 40; 50; 65; 80; 100; 125; 150; 200

Продолжение таблицы 9 – Технические характеристики клапана

Техническая характеристика	Значение
Пропускная характеристика	равнопроцентная, линейная; расширенный диапазон регулируемости
Диапазон температур регулируемой среды, °С	(-60 – 225) и (-60 – 450)
Диапазон температур окружающей среды, °С	(-40 – 70)
Исходные положения плунжера клапана	НО – нормально открытое; НЗ – нормально закрытое
Присоединительные размеры	фланцев по ГОСТ 12815-80 (ответные фланцы с шипом исполнение №4 или другое по заказу) или по ANSI , под приварку
Материал корпуса	сталь 20, углеродистые низкотемпературные стали, 12X18H10T, 10X17H13M2T, специальные сплавы;

Для управления клапана выберем прямоходный привод SIPOS 5 Flash 2SB5. Электрические исполнительные приводы SIPOS 5 Flash преимущественно используются на технологических установках для надежного и точного управления и регулирования арматуры (вентили, заслонки, клапана и краны). Допустимая погрешность регулирования – 5%. Расстояние до контроллера – 100 м. Тип сигнала управления – унифицированный токовый, (4 – 20) мА. IP-защищенность электропривода – IP-67. Выбранный исполнительный привод SIPOS 5 Flash в настоящее время

в основном эксплуатируется на электростанциях, в химической и нефтехимической индустрии, а также в водном хозяйстве [7].

2.8 Разработка схемы внешних проводок

Схема внешней проводки приведена в приложении Ж. При разработке схемы внешних проводок был принят общий контур заземления РЕ, согласно техническому заданию, все полевые устройства должны быть заземлены. Марку кабеля выбрали КВВГ Э нг. Данный кабель представляет собой медные жилы с ПВХ изоляцией и защитным слоем. При этом использовался тип с экранированной защитой от магнитных полей. Кабель не горючего типа соответствует требованиям к ПУЭ. Данная марка кабеля предназначена для подключения к электроприемникам с напряжением до 660 В и частотой 100 Гц.

2.9 Алгоритм сбора данных измерений

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

Алгоритм работает следующим образом: идет начало работы, после этого запускается подпрограмма инициализация устройства. После чего идет проверка на достоверность данных, путем проверок на обрыв, если ток на линии менее 4 мА и на короткое замыкание, если ток превышает 20 мА. Если же диапазон 4-20 мА, то идет запуск подпрограммы инициализации уставок. После этого идет проверка каждой уставки. Если какая-либо из уставок была нарушена, то выдается соответствующее сообщение оператору. В любом случае, была нарушена уставка или нет, идет перевод значений в МПа и вывод результата измерения.

2.10 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

САР предназначена для регулирования давления в сепараторе. САР включает ОУ (сепаратора), датчик давления, исполнительное устройство (электропривод с клапаном).

Датчик давления, согласно литературным источникам, можно считать безынерционным звеном.

Гидродинамика в трубопроводе после замены частных производных на обыкновенные может быть описана апериодическим звеном с запаздыванием [5].

Привод пусть будет однооборотного типа (т.е. за один оборот полностью открывается или закрывается труба). Изменение количества жидкости будем считать пропорциональным проценту открытия задвижки. (0-100% открытия – это один оборот привода. Расход в сепараторе при этом меняется от нуля до 20 м³/ч. Тогда коэффициент K_F 20м³/ч /100%. Но так как % открытия нужно связать с поворотом выходного вала привода, то передаточный коэффициент клапана будет 20 м³/ч / 1 оборот.

Клапан (задвижку) можно представить интегрирующим звеном, преобразующим скорость перемещения привода в величину перемещения (открытия). (Некоторыми поставщиками указывается время полного открытия клапана, например, 10 сек. Это означает, что открытие от 0 до 100 % выполняется за 10 сек)

Тогда передаточный коэффициент редуктора будет таким, что при номинальной скорости двигателя он переводит из полностью открытого состояния в полностью закрытое (за один оборот) за 10 сек. Таким образом, выходная скорость электропривода после понижения скорости будет 0,1 оборот/сек.

Будем считать (согласно литературным источникам), что номинальная скорость двигателя (до его понижения редуктором) равна 400 об/сек.

Тогда передаточный коэффициент однооборотного привода будет равен $i = [0,1 \text{ об/сек} / 400 \text{ об/сек.}]$

Будем считать (согласно рекомендации поставщика электропривода), что частота электрического напряжения, подаваемого на электропривод, может управляемо меняться от 0 до 50 Гц. (будем считать, что поставщик входным сигналом частотного преобразователя назначает токовый сигнал 4-20мА). В пределах изменения частоты скорость двигателя меняется от 0 до 400 об/сек.

Тогда коэффициент передачи двигателя будет в приращениях $400 \text{ об/сек} / 50 \text{ Гц}$.

В качестве модуля вывода должен использоваться модуль ПЛК АО (analog output) с выходным сигналом (4 – 20) мА.

Коэффициент передачи частотного преобразователя будет в приращениях $50 \text{ Гц} / 16 \text{ мА}$.

Постоянные времени ЧП и двигателя можно найти в литературных источниках ($T_{пч} = 0,1 \text{ сек}$; $T_{дв} = 0,2 \text{ сек}$). $T_{пч}$ это постоянная времени, лаг (lag) электроники ПЧ (фильтра, и электроники). $T_{дв}$ -это электромеханическая постоянная времени двигателя.

Структурная схема САР будет такой, как показано на рисунке 25. Построенная модель САР в MatLab приведена на рисунке 26. График переходного процесса представлен на рисунке 27.

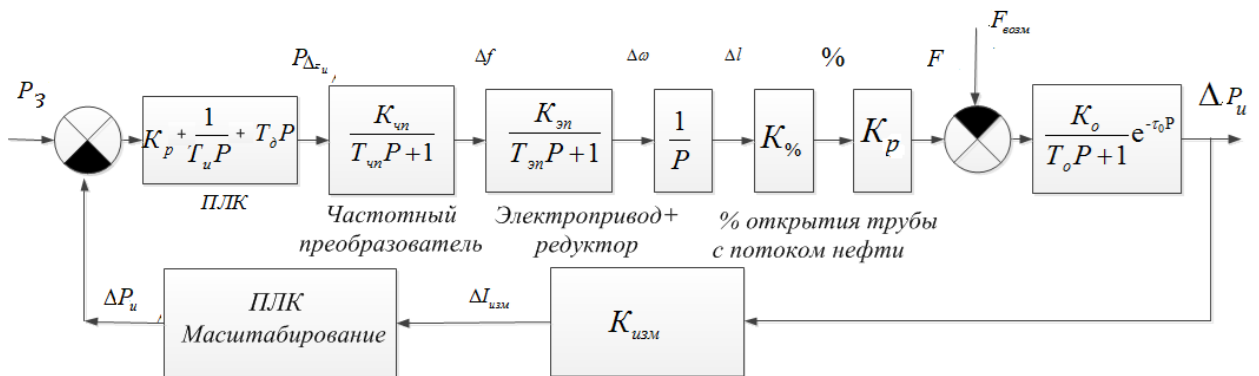


Рисунок 25 – Структурная схема САР

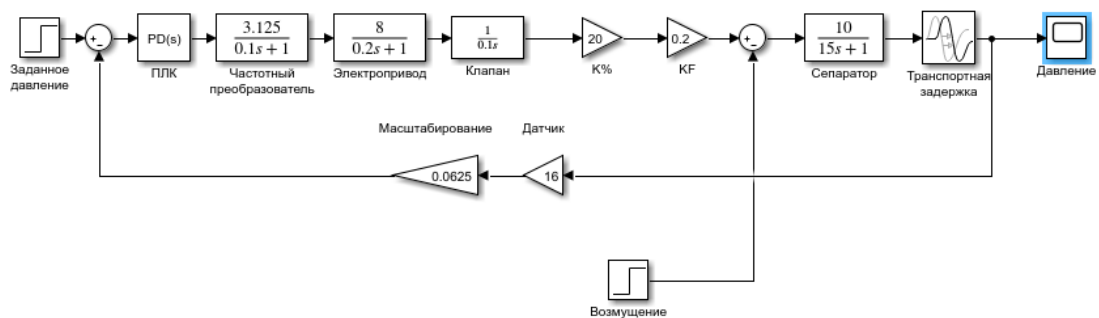


Рисунок 26 – Модель САР

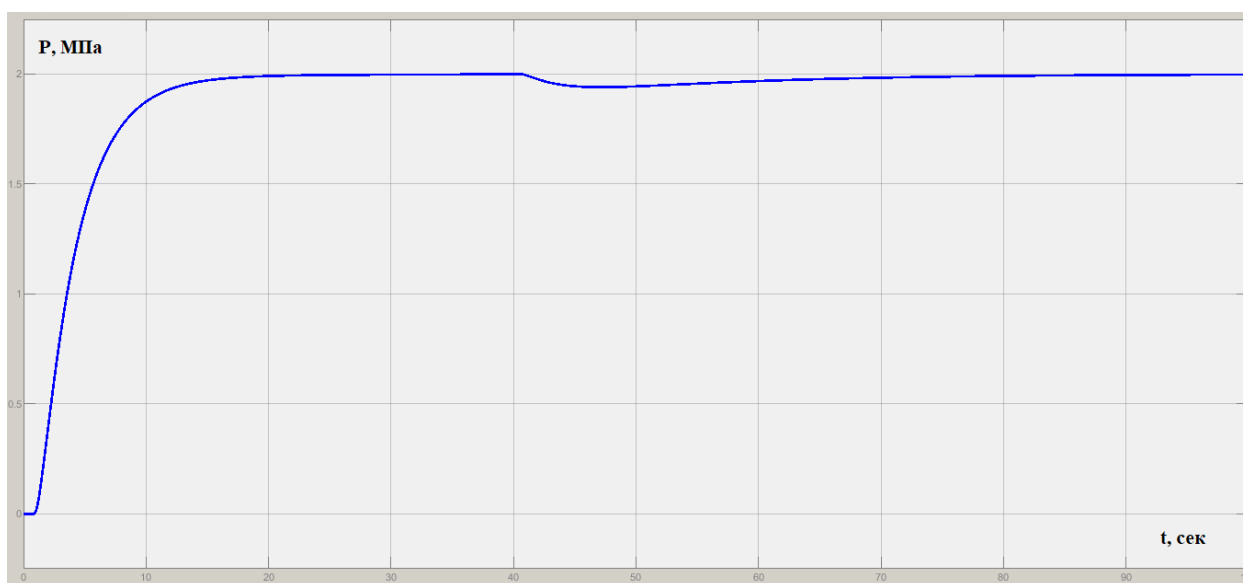


Рисунок 27 – График переходного процесса

Как видно из графика переходного процесса на рисунке 27, система устойчива, при введении возмущающего воздействия на 40-ой секунде система стабилизирует давление. При этом процесс получился без перерегулирования и исключает статическую ошибку. Для настройки использовали ПД регулятор, так как система является астатической с астатизмом 1 порядка.

3 Информационная часть

3.1 Расчет надежности

Расчет надежности – это процедура определения значений показателей надежности объекта с использованием методов, основанных на их вычислении по справочным данным о надежности элементов объекта, данным о надежности объектов аналогов, данным о свойствах материалов и другой информации, имеющейся к моменту расчета [6].

3.1.1 Общие сведения о системе

Согласно функциональной схеме (см. приложение А) составим структурную схему надежности (см. рисунок 28).

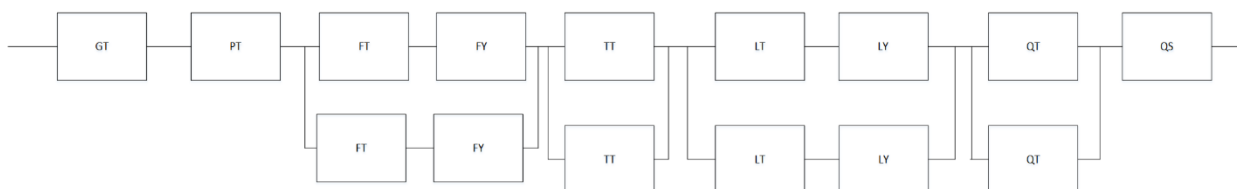


Рисунок 28 – Структурная схема надежности

Интенсивность отказа каждого устройства составит:

$$\lambda = 1/T, \quad (1)$$

где T – среднее время наработки на отказ, ч.

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

ПСМ характеризуется средней наработкой на отказ 16 000 часов:

Тогда интенсивность отказов составит:

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

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

Тогда интенсивность отказов составит:

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

Расходомер TOP1-50 характеризуется средней наработкой на отказ 50 000 часов. Следовательно, интенсивность отказа:

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

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

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

Уровнемер Инклинометр STS-107-1 со временем наработки на отказ 170 лет

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

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

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

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

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

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

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

3.1.2 Расчет вероятности безотказной работы системы

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

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

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

$$R(t) = e^{-\lambda \cdot T}, \quad (2)$$

где λ – интенсивность отказов устройства, ч^{-1} ;

T – среднее время наработки на отказ, ч.

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

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

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

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

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

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

Вероятность безотказной работы расходомера TOP1-50 в течение указанного интервала времени составляет:

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

где $R(t)$ – вероятность безотказной работы TOP1-50

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

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

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

Вероятность безотказной работы уровнемера инклинометра STS-107-1 в течение указанного интервала времени составляет:

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

где $R(t)$ – вероятность безотказной работы уровнемера инклинометра STS-107-1

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$R(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t),$$
$$R(t) = 1 - \prod_{i=1}^n [1 - R_i(t)], \quad (3)$$

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

n – количество элементов в системе.

Тогда, согласно структурной схеме надежности (см. рисунок 29) и формуле вероятность безотказной работы составит:

$$R_1 R_2 (1 - (1 - R_3 \cdot R_4)^2) (1 - (1 - R_5)^2) (1 - (1 - R_6 \cdot R_7)^2) (1 - (1 - R_8)^2) R_8 \quad (4)$$

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

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

3.2 Экранные формы АС ГЗУ

Управление в АС ГЗУ реализовано с использованием SCADA-системы Master SCADA. Эта SCADA-система предназначена для использования на действующих технологических установках в реальном времени и требует использования компьютерной техники в промышленном исполнении, отвечающей жестким требованиям в смысле надежности, стоимости и безопасности. SCADA-система Master SCADA обеспечивает возможность работы с оборудованием различных производителей с использованием OPC-технологии. Другими словами, выбранная SCADA-система не ограничивает выбор аппаратуры нижнего уровня, т. к. предоставляет большой набор драйверов или серверов ввода/вывода. Это позволяет подключить к ней внешние, независимо работающие компоненты, в том числе разработанные отдельно программные и аппаратные модули сторонних производителей.

3.3 Область видеокadra

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

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

В области видеокadra АРМ оператора доступны следующие мнемосхемы:

- ПСМ

– Отводы скважин;

–Индикация вентиляции;

На мнемосхеме «АГЗУ» (см. рисунок 29) отображается работа следующих объектов и параметров:

– Дебит скважин, подключенных на замер;

– Давление в общем коллекторе;

– Пожарная сигнализация;

– Вентиляция технологического блока;

– Несанкционированный доступ в технологический блок;

Мнемосхема приведена на рисунке 29 и в приложении М.

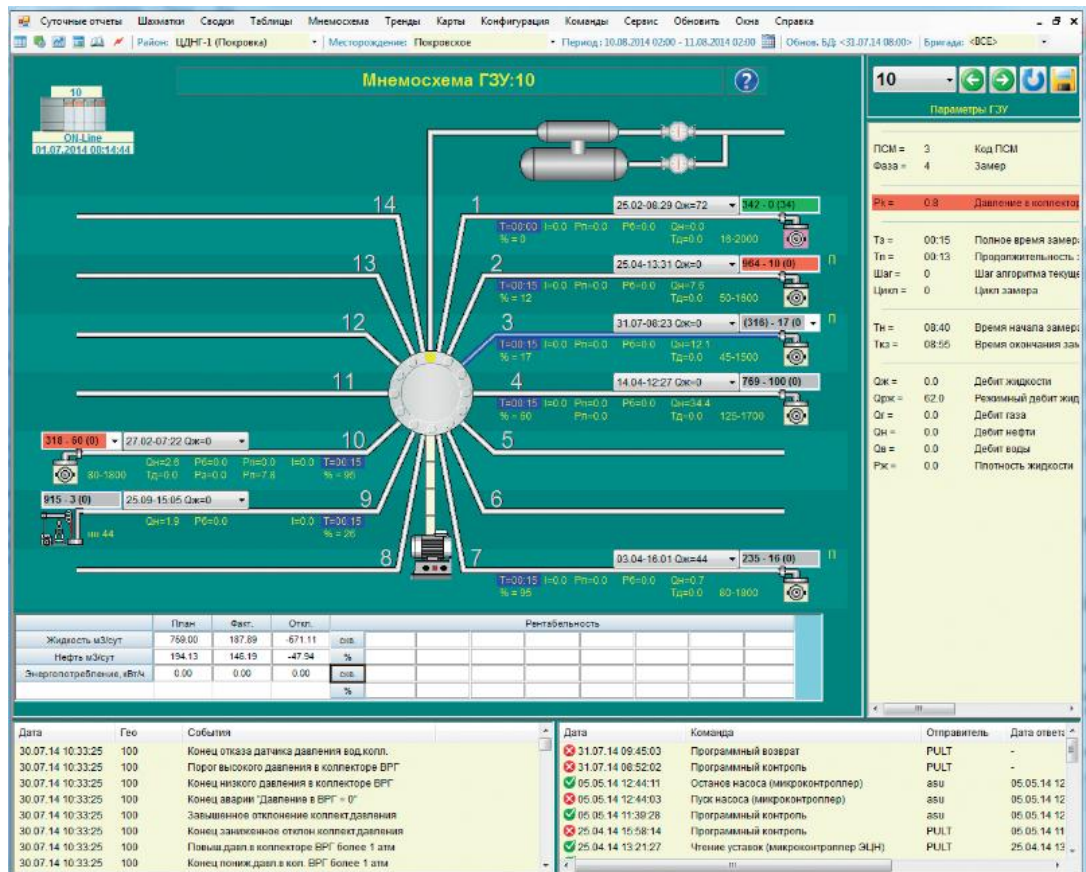


Рисунок 29 – Мнемосхема

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности

Данная работа разрабатывалась в рамках прогноза эффективности разработки Макарьевского месторождения в ООО «Западно-Сибирская Компания». В процессе выполнения работы исходными данными являлись геолого-геофизические характеристики, а также прогнозный фонд эксплуатационных и нагнетальных скважин. Были проанализированы добычные дебиты скважин, накопленные прогнозные добычи нефти и газа.

На основании комплекса этих параметров был подобран тип АГЗУ и сконфигурированы его основные параметры.

Потенциальными потребителями результатов исследования являются организации, специализирующиеся на нефтедобыче, при этом необходимо отметить, что данные исследования должны быть адаптированы к конкретным геолого-геофизическим характеристикам и уровням добычи данных предприятий.

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Данный анализ проводится с помощью оценочной карты (таблица 10). Для оценки эффективности научной разработки сравниваются проектируемая система АСУ ТП, существующая система управления и проект АСУ ТП сторонней компанией.

Таблица 10 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Проект АСУ ТП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией	Проект АСУ ТП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение производительности	0,08	5	2	4	0,4	0,16	0,32
Удобство в эксплуатации	0,06	4	2	4	0,24	0,12	0,24
Помехоустойчивость	0,05	2	3	2	0,1	0,15	0,1
Энергоэкономичность	0,05	2	3	2	0,1	0,15	0,1
Надежность	0,12	5	2	4	0,6	0,24	0,48
Уровень шума	0,02	2	2	2	0,04	0,04	0,04
Безопасность	0,11	5	3	5	0,55	0,33	0,55
Потребность в ресурсах памяти	0,03	2	5	3	0,06	0,15	0,09
Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,03	1	2	1	0,03	0,06	0,03
Простота эксплуатации	0,07	5	3	4	0,35	0,21	0,28
Качество интеллектуального интерфейса	0,05	4	0	4	0,2	0	0,2
Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,02	4	0	5	0,08	0	0,1
Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность продукта	0,03	2	2	3	0,06	0,06	0,09
Уровень проникновения на рынок	0,03	1	5	3	0,03	0,15	0,09
Цена	0,07	5	5	1	0,35	0,35	0,07
Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	5	3	5	0,25	0,15	0,25

Продолжение Таблицы 10 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Проект АСУ ТП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией	Проект АСУ ТП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией
Послепродажное обслуживание	0,05	5	3	3	0,25	0,15	0,15
Финансирование научной разработки	0,04	2	2	1	0,08	0,08	0,04
Наличие сертификации разработки	0,04	1	3	5	0,04	0,12	0,2
Итого:	1	60	50	61	3,67	2,67	3,42

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная.

Согласно оценочной карте можно выделить следующие конкурентные преимущества разработки: срок эксплуатации выше, цена разработки ниже, повышение производительности и безопасности, качественный интерфейс.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

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

Для реализации проекта необходимы два исполнителя – руководитель (Р), студент-дипломник (СД). Разделим выполнение дипломной работы на этапе, представленные в таблице 11.

Таблица 11 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работы	Должность исп-ля	Загрузка
Разработка задания на НИР	1	Составление и утверждение задания НИР	Р	Р-100%
Проведение НИР				
Выбор направления исследования	2	Изучение исходных данных и материалов по тематике	Р, И	Р-50%, И-100%
	3	Разработка и утверждение техзадания (ТЗ)	Р, И	Р-100%, И-100%
	4	Календарное планирование работ	Р, И	Р-50%, И-100%
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Разработка структурных схем	И	И-100%
	6	Разработка функциональных схем	И	И-100%
	7	Выбор технических средств автоматизации	Р, И	Р-50% И-100%
	8	Выбор алгоритмов управления	Р, И	Р-50% И-100%
	9	Разработка экранной формы	И	И-100%
Оформление отчета по НИР	10	Составление пояснительной записки	И	И-100%

4.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

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

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48 \quad (5)$$

В таблице 12 приведены расчеты длительности отдельных видов работ.

Таблица 12 – Временные показатели проведения работ

№ раб.	Исполнители	Продолжительность работ						
		Tmin, чел-дн.	Tmax, чел-дн.	Тож, чел-дн.	Тр, раб.дн		Ткд, кал.дн	
					Р	И	Р	И
1	Р	1	2	1,4	1,4	-	2	-
2	Р, И	1	2	1,4	0,7	1,4	1	2
3	Р, И	2	3	2,4	2,4	2,4	3	3
4	Р, И	1	2	1,4	0,7	1,4	1	2
5	И	2	3	2,4	-	2,4	-	3
6	И	5	10	7	-	7	-	10
7	Р, И	2	3	2,4	1,2	2,4	2	3
8	Р, И	3	6	4,2	2,1	4,2	3	6
9	Р, И	3	6	4,2	-	4,2	-	6
10	И	1	2	1,4	-	1,4	-	2
Итого					8,5	26,8	12	37

На руководителя приходится 12 дней, на студента-дипломника 37 дней.

На основе таблицы 13 построим календарный план-график. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Таблица 13 – План график

№	Вид работы	Исп-ли	Ткд	С 16.04.2020 г. по 24.05.2020 г.																											
1	Составление и утверждение задания НИР	Р	2																												
2	Изучение исходных данных и материалов по тематике	Р И	1 2																												
3	Разработка и утверждение ТЗ	Р И	3 3																												
4	Календарное планирование работ	Р И	1 2																												

4.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование

В данной статье расхода включаются затраты на приобретение специализированного программного обеспечения в виде SCADA системы Master Scada. В таблице 15 приведен расчет бюджета затрат на приобретение программного обеспечения для проведения научных работ:

Таблица 15 – Расчет бюджета затрат на приобретения ПО

Наименование	Количество единиц	Цена единицы оборудования, руб	Общая стоимость, руб.
Master Scada	1	35100	35100
Итого:			35100

4.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Среднедневная тарифная заработная плата ($ЗП_{дн-т}$) рассчитывается по формуле:

$$ЗП_{дн-т} = MO/20,75 \quad (6)$$

где MO – месячный оклад.

учитывающей, что в году 249 рабочий день и, следовательно, в месяце в среднем 20,75 рабочих дня (при пятидневной рабочей неделе).

Расчет заработной платы приведен в таблице 16. Затраты времени по каждому исполнителю в рабочих днях с округлением до целого взяты из таблицы 14. Для учета в ее составе премий, дополнительной зарплаты и районной надбавки используется следующий ряд коэффициентов: $K_{ПР} = 1,1$; $K_{доп.ЗП} = 1,188$; $K_p = 1,3$. Таким образом, для перехода от тарифной (базовой) суммы заработка исполнителя, связанной с участием в проекте, к соответствующему полному заработку (зарплатной части сметы) необходимо первую умножить на интегральный коэффициент $K_{и} = 1,1 * 1,188 * 1,3 = 1,699$. Вышеуказанное значение $K_{доп.ЗП}$ применяется при шестидневной рабочей неделе, при пятидневной оно равно 1,113, соответственно в этом случае $K_{и} = 1,62$.

Таблица 16 – Затраты на заработную плату

Исполнитель	Оклад, руб./мес.	Среднедневная ставка, руб./раб. день	Затраты времени, раб. дни	Коэффициент	Фонд з/платы, руб.
НР	21 760	1048,67	9	1,699	16035,21
И	9 489	457,30	27	1,62	20002,30
Итого:					36037,51

4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды составляет 30%.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб
Руководитель проекта	16035,21
Инженер	20002,30
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды, %	30,00
Итого:	10811,25

4.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (1077700,00 + 35100,00 + 27496,90 + 8249,07) \cdot 0,15 = 172281,9 \text{руб.} \quad (7)$$

где 0,15 – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

4.3.6 Расчет затрат на электроэнергию

Данный вид расходов включает в себя затраты на электроэнергию, потраченную в ходе выполнения проекта на работу используемого оборудования, рассчитываемые по формуле:

$$C_{\text{эл.об.}} = P_{\text{об}} \cdot t_{\text{об}} \cdot Ц_{\text{э}}, \quad (8)$$

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

$Ц_{\text{э}}$ – тариф на 1 кВт·час;

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

Для ТПУ $Ц_{\text{э}} = 6,59$ руб./кВт·час (с НДС).

Время работы оборудования вычисляется на основе итоговых данных таблицы 12 для инженера ($T_{\text{рд}}$) из расчета, что продолжительность рабочего дня равна 8 часов.

$$t_{\text{об}} = T_{\text{рд}} \cdot K_t, \quad (9)$$

где $K_t \leq 1$ – коэффициент использования оборудования по времени, равный отношению времени его работы в процессе выполнения проекта к $T_{\text{рд}}$, определяется исполнителем самостоятельно. В ряде случаев возможно определение $t_{\text{об}}$ путем прямого учета, особенно при ограниченном использовании соответствующего оборудования.

Мощность, потребляемая оборудованием, определяется по формуле:

$$P_{\text{об}} = P_{\text{ном.}} \cdot K_C, \quad (10)$$

где $P_{\text{ном.}}$ – номинальная мощность оборудования, кВт;

$K_C \leq 1$ – коэффициент загрузки, зависящий от средней степени использования номинальной мощности. Для технологического оборудования малой мощности $K_C = 1$.

Пример расчета затраты на электроэнергию для технологических целей приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Затраты на электроэнергию технологическую

Наименование оборудования	Время работы оборудования $t_{об}$, час	Потребляемая мощность $P_{об}$, кВт	Затраты $\Delta_{об}$, руб.
Персональный компьютер	216·0,6	0,3	256,22
Струйный принтер	5	0,1	3,3
Итого:			259,52

4.3.7 Расчет амортизационных расходов

В статье «Амортизационные отчисления» рассчитывается амортизация используемого оборудования за время выполнения проекта.

Используется формула

$$C_{AM} = \frac{N_A \cdot C_{об} \cdot t_{рф} \cdot n}{F_D}, \quad (11)$$

где N_A – годовая норма амортизации единицы оборудования;

$C_{об}$ – балансовая стоимость единицы оборудования с учетом ТЗР. При невозможности получить соответствующие данные из бухгалтерии она может быть заменена действующей ценой, содержащейся в ценниках, прейскурантах и т.п.;

F_D – действительный годовой фонд времени работы соответствующего оборудования, берется из специальных справочников или фактического режима его использования в текущем календарном году.

Стоимость ПК 45000 руб, время использования 216 часов, тогда для него $C_{AM}(ПК) = (0,4 \cdot 45000 \cdot 216 \cdot 1) / 2408 = 1614,62$ руб. Стоимость принтера 12000 руб., его $F_D = 500$ час.; $N_A = 0,5$; $t_{рф} = 5$ час., тогда его $C_{AM}(Пр) = (0,5 \cdot 12000 \cdot 5 \cdot 1) / 500 = 60$ руб. Итого начислено амортизации 1674,62 руб.

4.3.8 Расчет расходов, учитываемых непосредственно на основе платежных (расчетных) документов (кроме суточных)

Сюда относятся:

- командировочные расходы, в т.ч. расходы по оплате суточных, транспортные расходы, компенсация стоимости жилья;
- арендная плата за пользование имуществом;
- оплата услуг связи;
- услуги сторонних организаций.

Норма оплаты суточных – 100 руб./день.

Время пребывания в командировке составило 50 календарных дней (с учетом дней приезда и отъезда); оплата проживания в общежитии 50 руб./день·45 дней = 2250 руб. (основные расходы за счет принимающей стороны); оплата проезда по ж.д. в обе стороны – 4720 руб.; аренда специальных приборов – 4200 руб.; почтовые расходы – 240 руб.; консалтинговые услуги – 1500 руб. Итого по данному пункту $C_{\text{пр}} = (50 - 1) \cdot 100 + 2250 + 4720 + 4200 + 240 + 1500 = 17\,810$ руб.

4.3.9. Расчет прочих расходов

В статье «Прочие расходы» отражены расходы на выполнение проекта, которые не учтены в предыдущих статьях, их следует принять равными 10% от суммы всех предыдущих расходов, т.е.

$$C_{\text{проч.}} = (C_{\text{мат}} + C_{\text{спец}} + C_{\text{зп}} + C_{\text{соц}} + C_{\text{эл.об.}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{нп}}) \cdot 0,1 \quad (12)$$

Для нашего примера это

$$C_{\text{проч.}} = (1077700 + 35100 + 36037,51 + 10811,25 + 259,52 + 1674,72 + 17810) \cdot 0,1 = 117939,3 \text{ руб.}$$

4.3.10 Расчет общей себестоимости

Проведя расчет по всем статьям сметы затрат на разработку, можно определить общую себестоимость проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Расчёт бюджета затрат исследовательского проекта

Статья затрат	Условное обозначение	Сумма, руб.
Материалы и покупные изделия	$C_{\text{мат}}$	1077700
Затраты на специальное оборудование	$C_{\text{спец}}$	35100
Основная заработная плата	$C_{\text{зп}}$	36037,51
Отчисления в социальные фонды	$C_{\text{соц}}$	10811,25
Расходы на электроэнергию	$C_{\text{эл.}}$	259,52
Амортизационные отчисления	$C_{\text{ам}}$	1674,72
Непосредственно учитываемые расходы	$C_{\text{нр}}$	17 810
Прочие расходы	$C_{\text{проч}}$	117939,3
Итого:		1297332,3

Таким образом затраты на разработку составили 1297332,3 руб.

4.3.11 Расчет прибыли

Прибыль проекта составляет 20% от расходов на разработку проекта.

$$П = 1297332,3 \cdot 0,2 = 259466,46 \text{ руб}$$

4.3.12 Расчет НДС

НДС составляет 20% от суммы затрат на разработку и прибыли. В нашем случае это $(1297332,3 + 259466,46) \cdot 0,2 = 311359,75$ руб.

4.3.13 Цена разработки НИР

Цена равна сумме полной себестоимости, прибыли и НДС, в нашем случае

$$C_{\text{НИР(КР)}} = 1297332,3 + 259466,46 + 311359,75 = 1868158,51 \text{ руб.}$$

4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей) и экономической эффективности исследования.

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (13)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее

численное удешевление стоимости разработки в разгах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Так как разработка имеет одно исполнение, то

$$\frac{p}{\Phi_{\text{финр}}} = \frac{\Phi_p}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{1320827,87}{2490878,01} = 0,75;$$

В работе рассмотрены аналоги:

Аналог 1 – существующая система АСУ ТП, спроектированная компанией АО «Элком». Система АСУ ТП разработана на базе оборудования Wika и SCADA Simplight;

Аналог 2 – спроектированная система АСУ ТП компанией ОАО «ТомскНИПИнефть». Система АСУ ТП разработана на базе промышленного оборудования Siemens с применением SCADA Trace Mode.

Смета бюджетов для рассмотренных аналогов приведена в таблице 20

Таблица 20 – Смета бюджетов АСУ ТП

	Проектируемая АСУ ТП	Аналог 1	Аналог 2
Бюджет затрат	1868158,51	2172277,34	2490878,01

Для аналогов соответственно:

$$I_{\text{финал}}^{a1} = \frac{\Phi_{a1}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{2142155,09}{2490878,01} = 0,86; I_{\text{финал}}^{a2} = \frac{\Phi_{a2}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{2490878,01}{2490878,01} = 1;$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (14)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчёт интегрального показателя ресурсоэффективности представлен ниже (таблица 21).

Таблица 21 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии \ ПО	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Повышение роста производительности труда пользователя	0,25	5	4	5
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	5	5
3. Надёжность	0,25	4	4	4
4. Экономичность	0,25	5	4	4
5. Помехоустойчивость	0,1	4	5	5
ИТОГО	1	4,65	4,25	4,5

$$I_{\text{тп}} = 5 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,1 = 4,65;$$

$$\text{Аналог 1} = 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,1 = 4,25;$$

$$\text{Аналог 2} = 5 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,1 = 4,5.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{\text{финр}}^p$) и аналога ($I_{\text{финаi}}^{ai}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\text{финр}}^p}; I_{\text{финаi}}^{ai} = \frac{I_m^{ai}}{I_{\text{финаi}}^{ai}}; \quad (15)$$

В результате:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_{финр}^p} = \frac{4,65}{0,75} = 6,2; I_{фина1}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{фина1}^{a1}} = \frac{4,25}{0,86} = 4,94; I_{фина2}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_{фина2}^{a2}} = \frac{4,5}{1} = 4,5.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финаi}^{ai}} \quad (16)$$

Результат вычисления сравнительной эффективности проекта и сравнительная эффективность анализа представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,75	0,86	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,65	4,25	4,5
3	Интегральный показатель эффективности	6,2	4,94	4,5
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,797	0,726

Таким образом, основываясь на определении ресурсосберегающей и экономической эффективности исследования, проведя необходимый сравнительный анализ, можно сделать вывод, что выполненная разработка по всем показателям более привлекательна, чем аналоги.

5 Социальная ответственность

В данном разделе выпускной квалификационной работы представлены и рассмотрены основные факторы, оказывающие влияние на работников предприятия, такие как производственная и экологическая безопасность. Также разработан комплекс мероприятий, снижающий негативное воздействие проектируемой деятельности на работников и окружающую среду.

В ВКР был произведен выбор и обоснование оптимальных конфигураций, и модернизация автоматизированной системы управления технологическим процессом автоматической групповой замерной установки (АГЗУ) и сконфигурированы его основные параметры, предназначенные для управления технологическим процессом нефтедобычи на Макарьевском месторождении, в соответствии с геолого-геофизическими характеристиками и уровнями добычи нефти.

Автоматизация производства позволяет осуществлять 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 нестандартных ситуаций. При работе с компьютером человек подвергается воздействию ряда опасных и вредных производственных факторов: электромагнитных полей, инфракрасному излучению, шуму, статическому электричеству. Работа с компьютером характеризуется значительным умственным напряжением, высокой напряженностью зрительной работы и большой нагрузкой на кисти рук при работе с периферийными устройствами ЭВМ.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Государственный надзор и контроль в организациях независимо от организационно-правовых форм и форм собственности осуществляют специально уполномоченные на то государственные органы и инспекции в соответствии с федеральными законами.

Согласно [12] в условиях непрерывного производства нет возможности использовать режим рабочего времени по пяти- или шестидневной рабочей неделе. По этой причине применяются графики сменности, обеспечивающие непрерывное обслуживание производственного процесса, работу персонала сменами постоянной продолжительности, регулярные выходные дни для каждой бригады, постоянный состав бригад и переход из одной смены в другую после дня отдыха по графику. На объекте применяется четырех бригадный график сменности. При этом ежедневно работают три бригады, каждая в своей смене, а одна бригада отдыхает. При составлении графиков сменности учитывается положение ст. 110 ТК[18] о предоставлении работникам еженедельного непрерывного отдыха продолжительностью не менее 42 часов.

Государственный надзор и контроль в организациях независимо от организационно-правовых форм и форм собственности осуществляют специально уполномоченные на то государственные органы и инспекции в соответствии с федеральными законами.

К таким органам относятся:

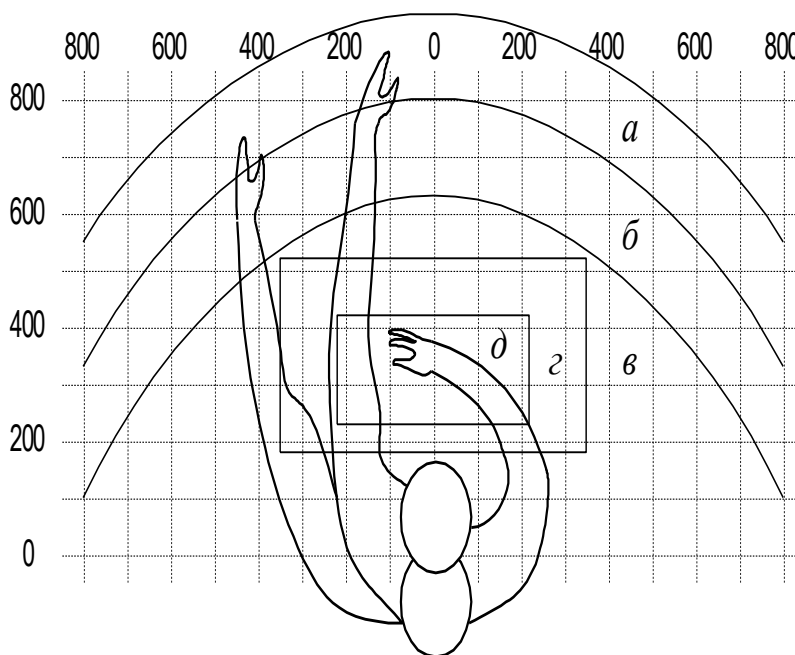
- Федеральная инспекция труда;
- Государственная экспертиза условий труда Федеральная служба по труду и занятости населения (Минтруда России Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Госгортехнадзор, Госэнергонадзор, Госатомнадзор России)).

- Федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека (Госсанэпиднадзор России) и др.

5.2 Организационные мероприятия обеспечения безопасности

5.2.1 Эргономические требования к рабочему месту

Эргономические требования к рабочему месту изображены на рисунке 30



а - зона максимальной досягаемости;

б - зона досягаемости пальцев при вытянутой руке;

в - зона легкой досягаемости ладони;

г - оптимальное пространство для грубой ручной работы;

д - оптимальное пространство для тонкой ручной работы.

Рисунок 30 – Эргономические требования

Оптимальное размещение предметов труда и документации в зонах досягаемости согласно [17]:

- дисплей размещается в зоне «а» (в центре);
- системный блок размещается в предусмотренной нише стола;
- клавиатура – в зоне «г/д»;
- «мышь» – в зоне «в» справа;

– документация, необходимая при работе – в зоне легкой досягаемости ладони – «б», а в выдвижных ящиках стола – редко используемая литература.

5.2.2 Окраска и коэффициенты отражения

В зависимости от ориентации окон рекомендуется следующая окраска стен и пола:

– окна ориентированы на юг – стены зеленовато–голубого или светло–голубого цвета, пол – зеленый;

– окна ориентированы на север – стены светло–оранжевого или оранжево–желтого цвета, пол – красновато–оранжевый;

– окна ориентированы на восток – стены желто–зеленого цвета, пол зеленый или красновато–оранжевый;

– окна ориентированы на запад – стены желто–зеленого или голубовато–зеленого цвета, пол зеленый или красновато–оранжевый.

В помещениях, где находится компьютер, необходимо обеспечить следующие величины коэффициента отражения для потолка 60–70, для стен 40–50, для пола около 30.

5.3 Производственная безопасность

Анализ опасных и вредных производственных факторов

Производственная безопасность включает в себя вопросы, связанные с организацией рабочего места разработчика системы стабилизации в соответствии с нормами промышленной санитарии, техники безопасности, эргономики и пожарной безопасности.

Выпускная квалификационная работа имеет физико-техническую тематику, поэтому будут проанализированы электромагнитное излучение, микроклимат помещения, освещённость рабочей зоны, шум и вибрации.

Так как работа ведётся в закрытом помещении с использованием персонального компьютера, требуется изучение и создание оптимальных

условий труда, а также следует учесть организацию пожарной безопасности на предприятии. Так же необходимо учесть то, что никакого контакта с какими-либо вредными веществами (радиоактивные препараты) нет, следовательно, данный производственный фактор не будет рассматриваться.

Для выбора факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-15. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлен в таблице 23.

Таблица 23 – Опасные и вредные фактора при работе оператора АСУ ТП

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разра- ботка	Изгото- вление	Эксплу- атация	
1.Отклонение показателей микроклимата	++	++	++	Микроклимат – СанПиН 2.2.4.548 – 96 [9] Освещение – СП 52.13330.2011 [11] Шумы – СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [12] Электромагнитное излучение - СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [13] Электробезопасность – ГОСТ 12.1.038-82 [14] Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны – ГН 2.2.5.686-98 Ожоги – Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. Струи жидкости, воздействующие на организм – ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ.
2. Превышение уровня шума		++	++	
3.Отсутствие или недостаток естественного света	++	++	-	
4.Недостаточная освещенность рабочей зоны	++	++	++	
5.Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	++	++	++	
6. Ожоги	-		++	
7. Загрязнение воздушной среды в зоне дыхания			++	
8. Струи жидкости, воздействующие на организм			++	

5.3.1 Отклонения показателей микроклимата

Одним из важных параметров рабочей зоны является окружающая среда. Температура, давление и влажность влияют на условия электробезопасности. Кроме того, состояние микроклимата в помещении, используемом для разработки, оказывает существенное влияние на качество работы и производительность труда, а также на здоровье работников.

Влияние микроклимата на самочувствие человека значимо и существенно, а переносимость температуры во многом зависит от скорости движения и влажности окружающего воздуха – чем выше показатель относительной влажности, тем быстрее наступает перегрев организма.

Недостаточная влажность, в свою очередь, может негативно отражаться на организме, становясь причиной пересыхания и растрескивания кожи и слизистой, а также последующего заражения болезнетворными микроорганизмами.

Длительное воздействие высокой температуры при повышенной влажности может привести к гипертермии, или накоплению теплоты и перегреву организма, а пониженные показатели температуры, особенно при повышенной влажности воздуха, могут быть причиной гипотермии, или переохлаждения.

По степени физической тяжести работа оператора АСУ относится к категории работ 1а (лёгкие работы), так как основная часть работы происходит с использованием ПЭВМ [8].

Показатели микроклимата разделяются на допустимые значения и оптимальные значения микроклимата. При допустимых значениях работник может ощущать небольшой дискомфорт и понижение работоспособности, при этом ухудшение состояния здоровья возникать не будет. При оптимальных значениях наблюдается высокий уровень работоспособности и обеспечивается нормальное состояние организма работника.

В соответствии с временем года и категорией тяжести работ определены оптимальные величины показателей микроклимата согласно требованиям [8] и приведены в таблице 24, а допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений приведены в таблице 25.

Таблица 24 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Категория 1а	23-25	40-60	0,1
Теплый	Категория 1а	20-22	40-60	0,1

Таблица 25 – допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах

Период года	Категория работ	Температура воздуха		Относительная влажность воздуха	Скорость движения воздуха	
		Ниже оптимальных не более	Выше оптимальных не более		Ниже оптимальных не более	Выше оптимальных не более
Холодный	Категория 1а	20,0-21,9	24,1-25,0	15-75	0,1	0,1
Теплый	Категория 1а	21,0-22,9	25,1-28,0	15-75	0,1	0,2

В зимнее время в помещении предусмотрена система отопления. Она обеспечивает достаточное, постоянное и равномерное нагревание воздуха. В соответствии с характеристикой помещения определен расход свежего воздуха согласно [8] и приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Расход свежего воздуха

Характеристика помещения	Объемный расход подаваемого в помещение свежего воздуха, м ³ /на одного человека в час
Объем до 20 м ³ на человека 20...40 м ³ на человека Более 40 м ³ на человека	Не менее 30 Не менее 20 Естественная вентиляция

5.3.2 Недостаточная освещённость рабочей зоны; отсутствие или недостаток естественного света

По санитарно-гигиенических нормам рабочее место должно иметь естественное и искусственное освещение. При работе должен быть отчетливо виден процесс деятельности, без напряжения зрения и прямого попадания лучей источника света в глаза.

Отсутствие хорошего освещения может привести к профессиональным заболеваниям, а также ухудшению концентрации работников. Работа инженера-программиста в основном проводится за дисплеем персонального компьютера, что вынуждает его работать с контрастным фоном, в случае недостаточной освещённости рабочего места. В результате у работника может ухудшиться зрение, а также возникнуть переутомление. Тоже самое происходит и при избыточном освещении помещения.

Рабочая зона или рабочее место оператора АСУ освещается таким образом, чтобы можно было отчетливо видеть процесс работы, не напрягая зрения, а также исключается прямое попадание лучей источника света в глаза.

Работа оператора АСУ относится к IV разряду зрительной работы (средней точности). В таблице 27 приведены нормы освещённости помещения для данного разряда [9].

Таблица 27 – Нормирование освещённости для работы за ПК

Разряд зрительной работы	Характеристика	Подразряд	Освещенность (комбинированная система), Лк	Освещенность (общая система), Лк
IV	Средней точности	Б	500	200

Требования к освещению на рабочих местах, оборудованных ПК [9], представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Требования к освещению на рабочих местах, оборудованных ПК

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа	300-500 лк
Освещенность на поверхности экрана ПК	не более 300 лк
Яркость бликов на экране ПК	не более 40 кд/м ²
Яркость светящихся поверхностей находящихся в поле зрения	не более 200 кд/м ²
Показатель ослеплённости для источников общего искусственного освещения в производственных помещениях	не более 20
Показатель дискомфорта в дошкольных и учебных помещениях	не более 15
Соотношения яркости:	
– между рабочими поверхностями	3:1–5:1
– между рабочими поверхностями и поверхностями стен и оборудования	10:1
Коэффициент пульсации:	не более 5%

5.3.3 Повышенный уровень шума

Одним из важных факторов, влияющих на качество выполняемой работы, является шум. Шум ухудшает условия труда, оказывая вредное действие на организм человека. Работающие в условиях длительного шумового воздействия испытывают раздражительность, головные боли, головокружение, снижение памяти, повышенную утомляемость, понижение аппетита, боли в ушах и т. д. Такие нарушения в работе ряда органов и систем организма человека могут вызвать негативные изменения в

эмоциональном состоянии человека вплоть до стрессовых. Под воздействием шума снижается концентрация внимания, нарушаются физиологические функции, появляется усталость в связи с повышенными энергетическими затратами и нервно-психическим напряжением, ухудшается речевая коммутация. Все это снижает работоспособность человека и его производительность, качество и безопасность труда. Длительное воздействие интенсивного шума (выше 80 дБ(А)) на слух человека приводит к его частичной или полной потере. При выполнении работ с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственными циклами, рабочие места за пультами в кабинах наблюдения и дистанционного управления без речевой связи по телефону предельно допустимое звуковое давление равно 75 дБА [10].

Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется в соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96 [10]. Согласно данному документу при выполнении основной работы на персональной электронно-вычислительной машине (ПЭВМ) уровень шума на рабочем месте не должен превышать 60 дБА.

Характеристикой постоянного шума на рабочих местах являются уровни звукового давления в Дб в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31.5, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 Гц. Допустимым уровнем звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте следует принимать данные из таблицы 29 (Допустимые уровни звукового давления).

Таблица 29 – Допустимые уровни звукового давления

Помещения и рабочие места	Уровень звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц					Уровень звука, дБА
	63	125	250	1000	4000	
Помещения управления, рабочие комнаты	79	70	68	55	50	60

Для снижения уровня шума применяют: подавление шума в источниках; звукоизоляция и звукопоглощение; увеличение расстояния от источника шума; рациональный режим труда и отдыха;

5.3.4 Электробезопасность

Различные электрические установки, к которым относятся персональные компьютеры и измерительная аппаратура, несут для человека высокую потенциальную опасность электропоражения. Во время использования или при проведении профилактических работ возможно поражение током, при соприкосновении с нетоковедущими частями, оказавшимися под напряжением (в случае нарушения изоляции токоведущих частей ПК), либо при прикосновении с полом, стенами, оказавшимися под напряжением. Также имеется опасность короткого замыкания в высоковольтных блоках ПК (блоке питания и блоке дисплейной развертки).

В зависимости от условий в помещении опасность поражения человека электрическим током увеличивается или уменьшается. Согласно классификации помещений по электробезопасности выпускная квалификационная работа проводилась в помещении без повышенной опасности, характеризующемся наличием следующих условий:

- напряжение питающей сети 220 В, 50 Гц;
- относительная влажность воздуха 50%;
- средняя температура около 24°C;
- наличие непроводящего полового покрытия [14].

5.3.5 Факторы связанные с чрезмерно высокой или низкой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека

В процессе работы АГЗУ перекачивается нефть с температурой до 80-90 °С. При прямом воздействии на кожные покровы человек может вызвать термические ожоги.

I степень характеризуется повреждением самого поверхностного слоя кожи (эпидермиса), состоящего из эпителиальных клеток. При этом появляется покраснение кожи, небольшая припухлость, сопровождающаяся болезненностью. Через два – три дня эти явления самостоятельно проходят, и после ожога не остается никаких следов, исключая незначительный зуд и шелушение кожи.

II степень отличается образованием пузырей с желтоватой жидкостью на фоне покраснения кожи. Пузыри могут образовываться сразу после ожога или спустя некоторое время. Если пузыри лопаются, то обнажается ярко-красная эрозия. Заживление при этой степени происходит обычно к 10-12 дню без образования рубцов.

III степень ожогов характеризуется большей глубиной поражения с омертвением тканей (некроз) и образованием ожогового струпа. Струп представляет собой сухую корку от светло-коричневого до почти черного цвета; при ошпаривании же струп бывает мягким, влажным, белесовато-серого цвета. Выделяют IIIА степень, при которой сохраняются эпителиальные элементы кожи, являющиеся исходным материалом для самостоятельного заживления раны, и IIIБ степень, при которой все слои кожи полностью погибают, и образовавшаяся ожоговая рана заживает посредством рубцевания.

IV степень ожогов сопровождается обугливанием кожи и поражением глубжележащих тканей – подкожной жировой клетчатки, мышц и костей. Ожоги I-IIIА степени считаются поверхностными, а ожоги IIIБ-IV степени –

глубокими. Точно определить степень ожога (особенно отличить IIIA от IIIB степени) можно только в медицинском учреждении при использовании специальных диагностических проб.

Для уменьшения влияния воздействий этого фактора сепараторы, отстойники и трубопроводы имеют теплоизоляцию, прочная герметизация. Возле сепараторов и отстойников устанавливается ограждение. Обслуживающий персонал использует СИЗ изолирующего типа – спец одежда, обувь, перчатки.

В случае ожога необходимо:

- Убрать поражающий фактор;
- Охладить место ожога:
 - 1 и 2 степень - охлаждать проточной водой 10 - 15 мин
 - 3 и 4 - чистая влажная повязка, потом охладить с повязкой в стоячей воде
- закрыть влажной повязкой;
- покой и противошоковые меры.

После этого снять все вещи с обожженного участка тела: одежду, пояс, часы, кольца и прочие вещи. Прилипшую одежду отрезать вокруг, нельзя отрывать от ожога.

Вызвать скорую помощь если:

- площадь ожога больше 5 ладоней пострадавшего;
- ожог у ребенка или пожилого человека;
- ожог 3ей степени;
- обожжена паховая область;
- обожжен рот, нос, голова, дыхательные пути;
- обожжены две конечности.

5.3.6 Чрезмерное загрязнением воздушной среды в зоне дыхания

При технологическом процессе АГЗУ основным возможным источником загрязнения воздушной среды в зоне дыхания является загазованность. Основными участками загазованности могут быть участки трубопроводов с клапанами.

Повышенная загазованность воздуха является опасным производственным фактором для здоровья человека. Степень поражения организма при наличии такого производственного фактора, как загрязненность и загазованность воздуха зависит от типа и концентрации вредных веществ.

Средства коллективной защиты от повышенной загазованности:

- механизация и автоматизация производственных процессов, дистанционное управление ими, что позволяет вывести работающего из опасной зоны, устранить тяжелый ручной труд;
- хорошая герметизация оборудования, трубопроводов, своевременное и качественное обслуживание и ремонт оборудования, способствующие снижению поступления в воздух различных вредных веществ;
- устройство правильно организованной рациональной вентиляции и кондиционирования воздуха с целью его очистки, удаления или разбавления до допустимых концентраций вредных выделений.

При недостаточной эффективности коллективных средств защиты применяют средства индивидуальной защиты (СИЗ): респираторы противогазного типа, противогазы со специальными нейтрализующими газ насадками.

5.3.7 Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним

Так как при работе АГЗУ поддерживается давление 6 МПа, то при разгерметизации струи жидкости под таким давлением являются колющими или ударяющими в случае воздействия на человека.

Так как такое давление поддерживается только в трубопроводах, то для обеспечения безопасности:

1. наибольшую часть трубопроводов устанавливают в траншеях глубиной 1 – 1,5 м с использованием теплоизоляции, а также дополнительной теплоизоляцией;
2. устанавливают системы автоматизации, сигнализирующие об утечках, потерях давления и разгерметизации;
3. устанавливают ограждения и предупреждающие таблички «Высокое давление»;

Обслуживающий персонал должен работать в СИЗ – защитный шлем, очки, спец. одежда и обувь.

5.4 Экологическая безопасность

5.4.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

В процессе эксплуатации автоматизированной групповой замерной установки, а именно перекачки нефти и газа, появляются источники негативного химического воздействия на окружающую среду. По влиянию и длительности воздействия данные источники загрязнения относятся к прямым и постоянно действующим. Предельно допустимые выбросы в атмосферу определяются «Методика по нормированию и определению выбросов вредных веществ в атмосферу». Испарение нефти и

нефтепродуктов с поверхностями происходит достаточно легко при любой температуре. При этом выделяются низкомолекулярные углеводороды с примесями, например, алканы и циклоалканы. Алканы сравнительно малоядовиты и поддаются биологическому разложению, в отличие от циклоалканов, которые плохо поддаются биологическому разложению.

5.4.2 Анализ влияния процесса эксплуатации объекта на окружающую среду

При добыче нефти на поверхность вместе с ней извлекается большое количество пластовой высокоминерализованной воды.

Извлеченную на поверхность пластовую воду отделяют путем отстоя от нефти и закачивают снова в пласт через нагнетательные или специально пробуренные поглощающие скважины. Нефтяной газ, содержащий H_2S и CO_2 , идет на сжигание на факел или на собственные нужды, то есть в печь.

5.4.3 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

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

В целях защиты атмосферного воздуха от загрязнения, сброс газа с ППК предусматривается через дренажную емкость на факел для сжигания.

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

По охране окружающей среды проведены мероприятия:

- Максимальная герметизация производственного процесса;
- Сокращено прямоточное водоснабжение за счет использования аппаратов воздушного охлаждения для продуктов стабилизации нефти;

– Направление не сконденсировавшихся газов стабилизации в систему газосбора или в дренажные емкости;

– Осадки, после зачистки резервуаров и грунт с нефтепродуктами вывозятся в места, согласованные с санитарной инспекцией, для нейтрализации и дальнейшего закапывания;

– Замазученная ветошь, тряпки собираются и сжигаются за территорией установки, в местах, согласованных с пожарным надзором

Так же в стране функционирует Единая государственная система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (РСЧС), положение о которой утверждено Постановлением Правительства Российской Федерации, в соответствии с которым, система объединяет органы управления, силы и средства

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.5.1 Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций, которые может инициировать объект исследований

Основными вероятными ЧС, при разработке и эксплуатации АГЗУ являются пожар и взрыв.

Возникновение пожара в помещении, где установлено дорогостоящее оборудование, приводит к большим материальным потерям и возникновению чрезвычайной ситуации. Возникновение чрезвычайной ситуации может привести к частичной потере информации, связанной с большими трудностями восстановления всей информации в полном объеме, либо к необратимой утрате важной информации.

Согласно нормам технологического проектирования [8], помещение в котором осуществлялась разработка автоматизированной системы управления групповой замерной установки, относится к категории В (пожароопасные).

Основные причины возникновения возгораний:

- нарушение правил эксплуатации электрического оборудования, эксплуатация его в неисправном состоянии;
- перегрузка электрических сетей;
- применение неисправных электроприборов, электропроводки и устройств, дающих искрение, замыкание и т. п.;
- курение в неустановленных местах.

В связи с тем, что установка групповой замерной установки, является взрывоопасной, то необходимо рассмотреть взрывобезопасность. Взрывоопасными являются сепараторы, отстойники и трубопроводы, перекачивающие газ, места соединений с исполнительными механизмами. В первую очередь необходимо распределительный шкаф автоматики вынести за блок бокс АГЗУ.

5.5.2 Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований

При вводе в эксплуатацию АГЗУ все также вероятными ЧС остаются пожар и взрыв. При этом также необходимо учесть, возможные ЧС аварий связанных с выбросом химических веществ или высокой степени загазованности.

Еще одним вероятным ЧС может быть авария на электроэнергетических установках с длительным перерывом электроснабжения всех потребителей.

5.5.3 Обоснование мероприятий по предотвращению чрезвычайных ситуаций и разработка порядка действий в случае возникновения чрезвычайной ситуации

Пожарную безопасность можно обеспечить мерами пожарной профилактики, а также активной пожарной защиты. Пожарная профилактика включает в себя комплекс мероприятий, направленных на предупреждение

пожара или уменьшение его последствий. Активная пожарная защита включает меры, обеспечивающие успешное противодействие пожарам или взрывоопасной ситуации.

Для исключения возникновения пожара необходимо:

- вовремя выявлять и устранять неисправности;
- не использовать открытые обогревательные приборы, приборы кустарного производства в помещении лаборатории;
- определить порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму, а также назначить ответственного за их проведения.

При возникновении пожара необходимо отключить сеть питания, вызвать пожарную команду, произвести эвакуацию и приступить к ликвидации пожара первичными средствами пожаротушения.

Для тушения пожаров в помещении необходимо установить углекислотный огнетушитель типа ОУ-5.

Покидать помещение согласно плану эвакуации.

Для предотвращения образования взрывоопасной среды и обеспечение в воздухе производственных помещений содержания взрывоопасных веществ применялось герметичное производственное оборудование, вмонтированы системы рабочей и аварийной вентиляции, установлен отвод, удаление взрывоопасной среды и веществ, способных привести к ее образованию в соответствии с ГОСТ 12.1.010-76 – Взрывобезопасность [16].

Установлены дополнительно датчики загазованности, для контроля состава воздушной среды.

Для предотвращения высокого уровня загазованности при вводе в эксплуатацию объекта, необходимо отключить активные трубопроводы и использовать байпасные для активной работы, основные узлы подключить

при перекрытых трубопроводах. Установить датчики загазованности и сигнализацию. В случае возникновения ЧС покинуть площадку согласно плану эвакуации, надеть СИЗ – респираторы, противогазы. Отключить источники тока, включить в ручном или автоматическом режиме принудительную вентиляцию.

Для предотвращения аварий систем электроснабжения иметь резервную систему автономную. При этом учесть категорию потребителя I, спроектировать резервную систему с автоматическим переключением. При вводе в эксплуатацию отключить источники питания, подходящие к объекту до полного монтажа.

В разделе о социальной ответственности выпускной квалификационной работы были рассмотрены воздействия опасных и вредных факторов при работе в диспетчерской на оператора АСУ ТП. Рассмотрены нормирования показателей микроклимата, шума, освещенности. Дополнительных средств индивидуальной защиты не требуется. Была рассмотрена электробезопасность, указаны потенциальные источники поражения электрическим током. Были описаны эргономические требования к рабочему месту оператора АСУ ТП. Подробно рассмотрели ЧС – пожаробезопасность и взрывобезопасность. Описаны потенциальные источники возгорания и взрыва, а также меры безопасности.

Заключение

В результате выполненной выпускной квалификационной работы был произведен выбор и обоснование оптимальной конфигурации автоматической групповой замерной установки (АГЗУ), сконфигурированы её основные параметры, предназначенные для управления технологическим процессом нефтедобычи на Макарьевском месторождении, в соответствии с его геолого-геофизическими характеристиками и уровнями добычи нефти.

Был изучен технологический процесс замера продукции скважин. В ходе работы разработаны структурная и функциональная схемы автоматизации АГЗУ, которые позволяют определить состав необходимого оборудования и количество каналов передачи данных и сигналов. Разработана схема внешних проводок, позволяющая понять систему передачи сигналов от полевых устройств на щит КИПиА и АРМ оператора, а в случае возникновения неисправностей, их легко устранить.

Системы автоматизации АГЗУ, диспетчерского контроля и управления были спроектированы на базе промышленных контроллеров Allen Bradley и программного SCADA-пакета Master SCADA.

В выпускной квалификационной работе был рассмотрен финансовый менеджмент. Произведена оценка конкурентоспособности проекта, составлен план график работ, был рассчитан бюджет на проект и произведен сравнительный анализ, который показал, что выполненная разработка по всем показателям более привлекательна чем аналоги.

Так же была рассмотрена профессиональная социальная безопасность оператора АСУ, в том числе и в чрезвычайных ситуациях.

Спроектированная система автоматизированного управления выполнена согласно техническому заданию, удовлетворяющая всем требованиями к системе. Предусмотрена гибкость системы, то есть наращивание, замена модулей, унифицированные протоколы и стандарты.

Потенциальными потребителями результатов исследования могут являться организации, специализирующиеся на нефтедобыче, но при этом необходимо отметить, что данные исследования должны быть адаптированы к конкретным геолого-геофизическим характеристикам и уровням добычи данных предприятий.

Для подтверждения экономических показателей была проведена оценка спроектированной автоматизированной системы. Была составлена смета затрат на проект, проведена оценка ресурсоэффективности, эффективности, прибыльности проекта.

Для более полного раскрытия безопасности труда были рассмотрены нормативные документы. Был проведен анализ опасных и вредных факторов, влияние объекта исследования на организм человека. Также был проведен анализ влияния на экологию, рассмотрены вероятные чрезвычайные ситуации и план действий в случае их возникновения.

Conclusion

As a result of the completed final qualification work, the justification and design of the automated group meter station was made.

The main parameters that are designed to control the technological process of oil production at the Makaryevsky field, in accordance with its geological and geophysical characteristics and oil production levels, are selected.

The technological process of measuring well production was studied. In the course of the work, structural and functional automation schemes were developed automated group meter station.

They allow you to determine the composition of the necessary equipment and the number of channels for transmitting data and signals.

External wiring diagram, which allows us to analyze the system for the transmission of signals from field devices.

The MasterSCADA program is used for designing the automation system.

In the final qualifying work, financial management was considered. An assessment of the project's competitiveness was made, a work schedule was drawn up, the project budget was calculated and a comparative analysis was made, which showed that the completed development is more attractive than its analogues in all indicators.

For a more complete disclosure of labor safety, regulatory documents were reviewed. The analysis of dangerous and harmful factors, the influence of the object of research on the human body was carried out. An environmental impact analysis was also carried out, as well as possible emergencies and an action plan in case of their occurrence.

The designed automated control system is performed according to the technical specification, which meets all the requirements for the system. The flexibility of the system is provided, that is, the build-up, replacement of modules, unified protocols and standards.

Potential consumers of the research results may be organizations specializing in oil production, but it should be noted that the research data should be adapted to the specific geological and geophysical characteristics and production levels of these enterprises.

Список используемых источников

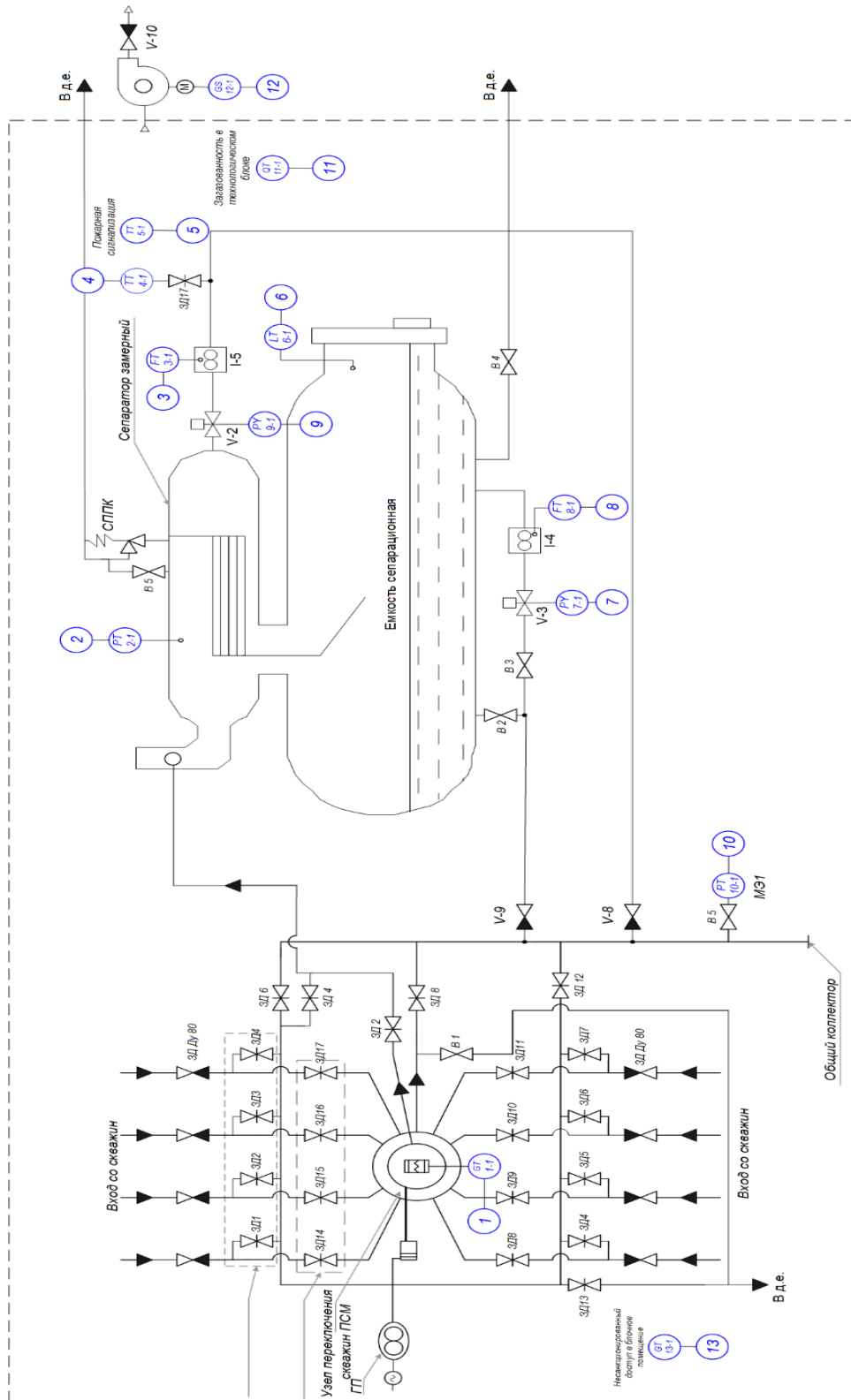
1. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. – Томск, 2009. – 134 с.
2. Клюев А. С., Глазов Б. В., Дубровский А. Х., Клюев А. А.; под ред. А.С. Клюева. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 464 с.
3. Комиссарчик В.Ф. Автоматическое регулирование технологических процессов: учебное пособие. Тверь 2001. – 247 с.
4. ГОСТ 21.408-93 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов М.: Издательство стандартов, 1995.– 44с.
5. Разработка графических решений проектов СДКУ с учетом требований промышленной эргономики. Альбом типовых экранных форм СДКУ. ОАО «АК Транснефть». – 197 с.
6. Комягин А. Ф., Автоматизация производственных процессов и АСУ ТП газонефтепроводов. Ленинград, 1983. – 376 с.
7. Попович Н. Г., Ковальчук А. В., Красовский Е. П., Автоматизация производственных процессов и установок. – К.: Вища шк. Головное изд-во, 1986. – 311с.
8. ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
9. СанПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. М.: Минздрав России, 1997.
10. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278 – 03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. М.: Минздрав России, 2003.

11. СП 52.13330.2011. Свод правил. Естественное и искусственное освещение.
12. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
13. СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.
14. ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
15. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды: учебник для вузов. – М.: Изд-во Юрайт, 2013. – 671с.
16. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
17. ГОСТ 12.2.032-78. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
18. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ.
19. ГОСТ.8.009-84. Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Нормируемые метрологические характеристики средств измерений.

Приложение А

(обязательно)

Функциональная схема упрощенного вида



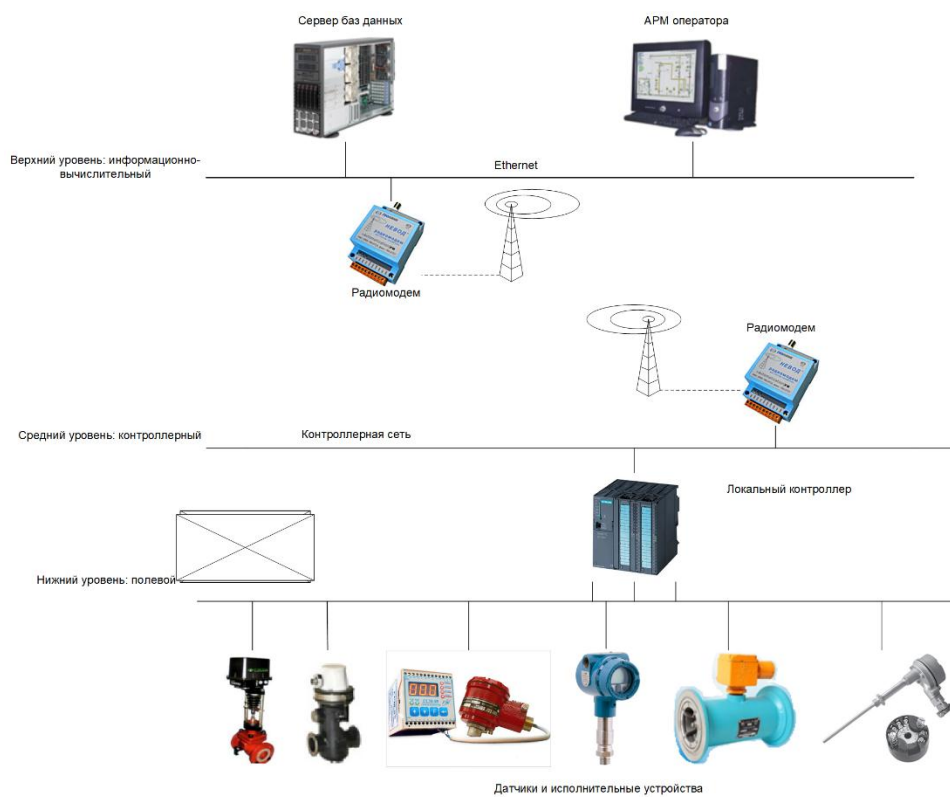
Приложение Б
(не обязательное)

Перечень вход/выходных сигналов

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

Приложение В (обязательное)

Трехуровневая структура АС



Приложение Г (обязательное)

Техническое задание

Назначение и цели создания АСУ ТП

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

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

Создание системы должно обеспечивать достижение следующих целей:

- повышение безопасности эксплуатации производства;
- установки средств автоматизации на автоматизированные системы;
- улучшение условий работы персонала.

Указанные цели должны достигаться путем:

- повышения надежности, готовности и работоспособности отдельных подсистем за счет замены физически и морально устаревших приборов новыми;
- повышения производительности оборудования за счет быстродействия, времени отклика, точности и достоверности информации о технологическом процессе;
- уменьшения материальных и энергетических затрат за счет сокращения затрат на техобслуживание и эксплуатацию оборудования.

АСУ ТП АГЗУ предназначена для:

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

Требования к системе

Система должна иметь трёхуровневую иерархическую структуру:

– нижний уровень, на котором размещаются приборы КИПиА и исполнительные механизмы, включающий в себя:

- датчики температуры;
- датчики давления;
- расходомер;
- датчик уровня;
- датчик-сигнализатор уровня;
- кабельное и дополнительное оборудование.

– средний уровень, на котором осуществляется сбор данных с нижнего уровня, а также выдача управляющих воздействий на исполнительные механизмы, состоящий из интерфейсных линий связи;

– верхний уровень, на котором осуществляется сбор и обработка (в том числе масштабирование) данных с локальных контроллеров, синхронизация всех подсистем, а также формирование отчётной документации и предоставление интерфейса непосредственного взаимодействия с оператором АСУ, включает в себя автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора.

Требования к техническому обеспечению

Технические средства АСУ ТП АГЗУ должны быть достаточными для реализации всех функций по управлению, защите и контролю.

Конструкционные характеристики технических средств должны обеспечить взаимозаменяемость одноименных технических узлов и блоков.

Расположение технических средств системы должно быть рациональным, как с точки зрения монтажных связей между ними, так и удобства, и безопасности их эксплуатации и обслуживания.

Средства управления АСУ ТП АГЗУ должны быть промаркированы с нанесением соответствующих надписей, четко отражающих их функциональное назначение, величины уставок защиты, предаварийные значения контролируемых параметров.

Комплектность поставки системы должна определяться на этапе проектирования.

АСУ ТП АГЗУ должна иметь возможность ее модернизации, развития и наращивания аппаратных средств и модернизации ПО.

Максимальное расстояние, измеряемое по длине кабеля информационной сети Ethernet, между АРМ и щитом сетевым должно быть не более 100 м.

Система электропитания АСУ ТП АГЗУ должна обеспечивать бесперебойное электроснабжение, в том числе при одновременном прекращении подачи электроэнергии в течение одного часа от двух независимых взаиморезервирующих источников питания для безаварийного перевода технологического процесса в безопасное состояние во всех режимах функционирования.

Средства управления АСУ ТП АГЗУ должны обеспечивать обработку значений входных дискретных сигналов, полученных после фильтра, подавляющего "дребезг" контактов.

Полевое оборудование должно обеспечивать непрерывное преобразование измеряемых величин технологических параметров (давление, температура, уровень, расход и т.д.) и непосредственное управление параметрами технологического процесса. Полевое оборудование, включающее в себя первичные преобразователи, регулирующие клапаны, устройства управления электроприводами, должно размещаться на наружной установке.

Управление электрозаводками должно осуществляться аналоговым сигналом 4 - 20 мА, и дублироваться в случае отказа по интерфейсу RS-485 и протоколу передачи ModBus RTU.

Электрозаводки должны иметь электродвигатель переменного тока, которые управляются частотным преобразователем, который управляется от аналогового сигнала 4 - 20 мА.

Полевое оборудование должно быть подобрано с взрывозащищенным исполнением. Степень защиты от влаги и пыли не менее IP65. Возможность работы с агрессивными средами.

Система должна обеспечивать обмен данными по HART-протоколу с полевыми КИП, через рабочую станцию (АРМ оператора) с соответствующим программным обеспечением.

Требования к метрологическому обеспечению

Приведенная погрешность измерения технологических параметров системой АСУ ТП АГЗУ не должна превышать $\pm 0,35\%$ для каналов измерения давления и уровня, а также $\pm 1\%$ для каналов измерения температуры, расхода, проводимости и содержания примесей в среде измерения (с учетом погрешности измерения датчиков).

Измерительные каналы системы должны удовлетворять требованиям метрологической совместимости, т.е. иметь единый состав нормируемых метрологических характеристик (ГОСТ.8.009-84) [19].

Значения приведенных погрешностей измерения технологических параметров должны соответствовать требованиям, указанным ранее при расположении соответствующих составных частей АСУ ТП ГЗУ в нормальных условиях по ГОСТ 23222-88 [20]:

- температура окружающего воздуха от плюс 15 °С до плюс 25 °С;
- относительная влажность воздуха от 45 % до 75 %;
- атмосферное давление от 86 кПа до 106 кПа;

- напряжение питания переменного тока от 187 В до 242 В;
- отсутствие внешних электрических и магнитных полей (кроме магнитного поля Земли);

- отсутствие вибрации, тряски, ударов.

Средства измерения АСУ ТП АГЗУ должны обеспечивать возможность проверки точностных характеристик (работоспособности в заданных пределах) каналов преобразования входных электрических непрерывных и частотных сигналов при техническом обслуживании АСУ ТП АГЗУ в соответствии с требованиями эксплуатационной документации АСУ ТП АГЗУ и ГОСТ 23222-88 [20] с использованием стандартных эталонных средств измерения.

Все средства измерения, входящие в АСУ ТП, должны иметь свидетельство (сертификат) об утверждении типа средств измерений, выданный органами Госстандарта РФ. Должны быть представлены копии свидетельств (сертификатов) об утверждении типа средств измерений, приложения к ним и методики поверки.

Информация о технологических параметрах должна представляться в единицах измерения, с указанием знака параметра и обозначением единиц измерений в соответствии с требованиями ГОСТ 8.430-88 [21].

Период поверки датчиков не менее 2 лет.

Требования к надежности

Надежность выполнения основных функций системы должна удовлетворять следующим требованиям:

- 1) средняя наработка на отказ:
 - 1.1) для датчиков температуры, уровня не менее 50 000 ч;
 - 1.2) для датчиков расхода и давления не менее 100 000 ч;
 - 1.3) для контроллеров не менее 100 000 ч.
- 2) средний срок службы: не менее 7 лет.

Предусмотреть резервирование системы, подбор измерительных каналов с учетом системы самодиагностики.

Требования к программному обеспечению

ПО должно быть достаточным для выполнения всех функций АСУ ТП АГЗУ, реализуемых с применением средств вычислительной техники, должно соответствовать спецификациям системы выбранного на конкурсной основе программно-технического комплекса и поставляться комплектно с системой.

ПО должно работать в среде MS Windows на обычных ПЭВМ в качестве АРМ.

АСУ ТП АГЗУ должна иметь открытое ПО и средства интеграции с общезаводской информационной сетью.

Запись программ должна быть осуществлена в энергонезависимое запоминающее устройство.

ПО АСУ ТП АГЗУ должно включать в себя:

- базовое ПО технологического контроллера;
- фирменный пакет ПО для программирования технологических контроллеров, позволяющий реализовать необходимые функции управления, защиты и контроля;
- ОС ПЭВМ MS Windows и приложения MS Office;
- специализированный графический пакет для организации автоматизированного рабочего места оператора на базе ПЭВМ;
- программные драйверы и иное ПО, обеспечивающие организацию сетевой инфраструктуры;
- прикладное ПО технологических контроллеров, реализующих алгоритм управления объектами.

ПО программирования контроллеров должно обеспечивать разработку алгоритма на одном из технологических языков

программирования (язык релейной логики, язык последовательных функциональных блоков и т.п.).

ПО должно быть защищено от несанкционированного внесения изменений.

Требования к математическому обеспечению

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

Математическое обеспечение АСУ ТП АГЗУ должно состоять из алгоритмов решения задач сбора и обработки информации, а также выдачи управляющих воздействий.

Математическое обеспечение должно быть достаточным для выполнения всех функций, возлагаемых на АСУ ТП АГЗУ.

Функции сбора и обработки информации, а также выдачи управляющих воздействий должны выполняться стандартными управляющими функциональными блоками (многократно используемые программные структуры системы, относящиеся к оборудованию процесса и представляющие единицу управления)

Требования к информационному обеспечению

Информационное обеспечение АСУ ТП АГЗУ должно быть достаточным для выполнения всех автоматизированных функций системы и представления оператору информации об объекте управления.

Для представления оператору информации об объекте управления АРМ должно использовать специализированный графический программный пакет. С помощью данного пакета должно обеспечиваться:

– представление информации по измеряемым значениям аналоговых и дискретных параметров, а также по расчетным параметрам объекта управления;

- представление информации в виде мнемосхем;
- организация трендов аналоговых параметров;
- организация предупредительной и предаварийной сигнализации;
- документирование процесса посредством ведения журнала событий;
- диспетчерское управление;
- защита от несанкционированного доступа;
- организация системы справочной информации.

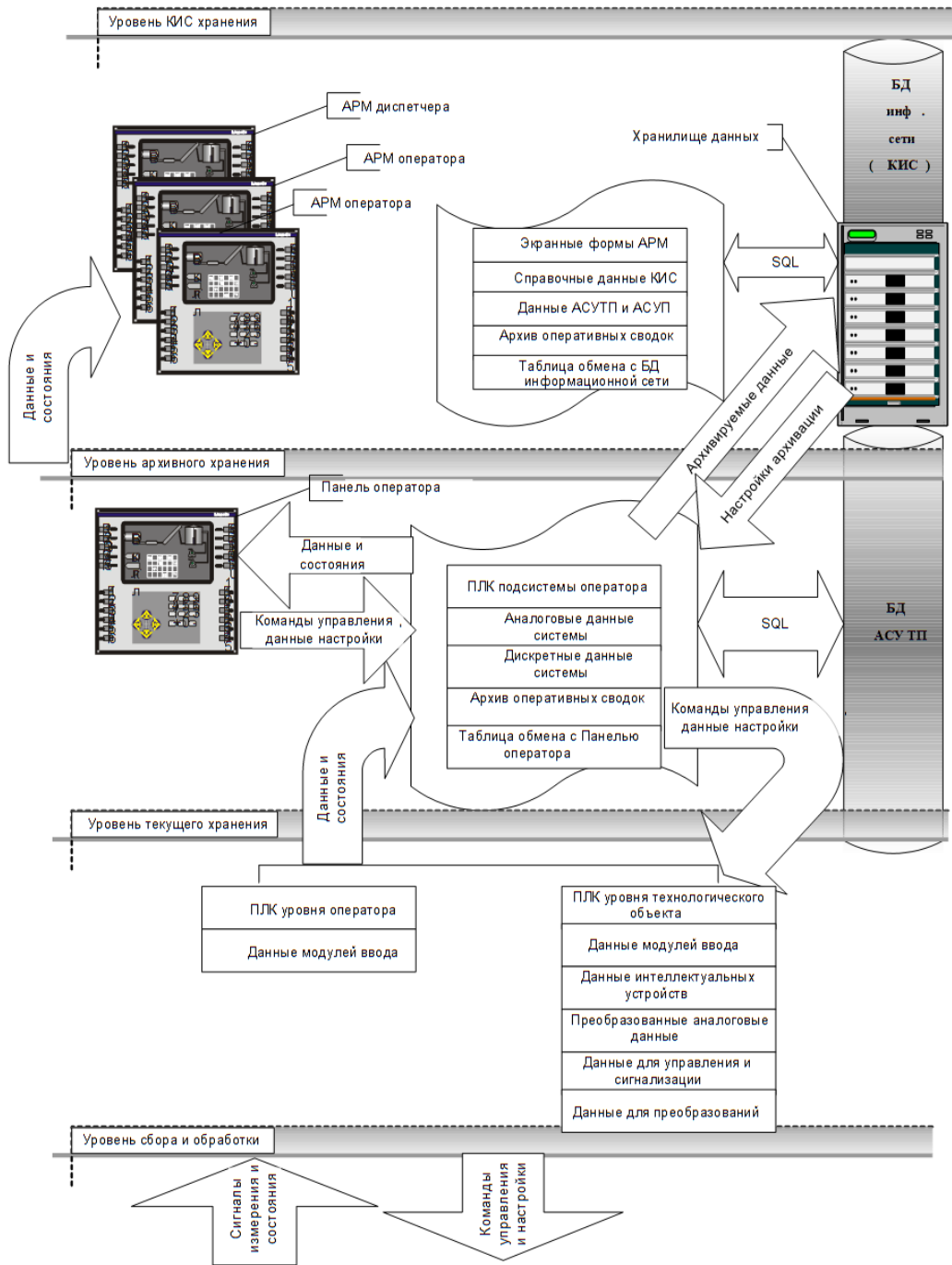
Структура и способ организации данных в системе должны соответствовать структуре и способам организации данных выбранного программно-технического комплекса.

Классификация и кодирование сигналов в системе (позиции, наименования и т.д.) должны соответствовать проекту автоматизации.

Информационные форматы представления должны быть организованы по принципу принадлежности к технологическому оборудованию или его узлам с указанием даты (число, месяц, год) и времени (часы, минуты, секунды).

Приложение Е (Обязательное)

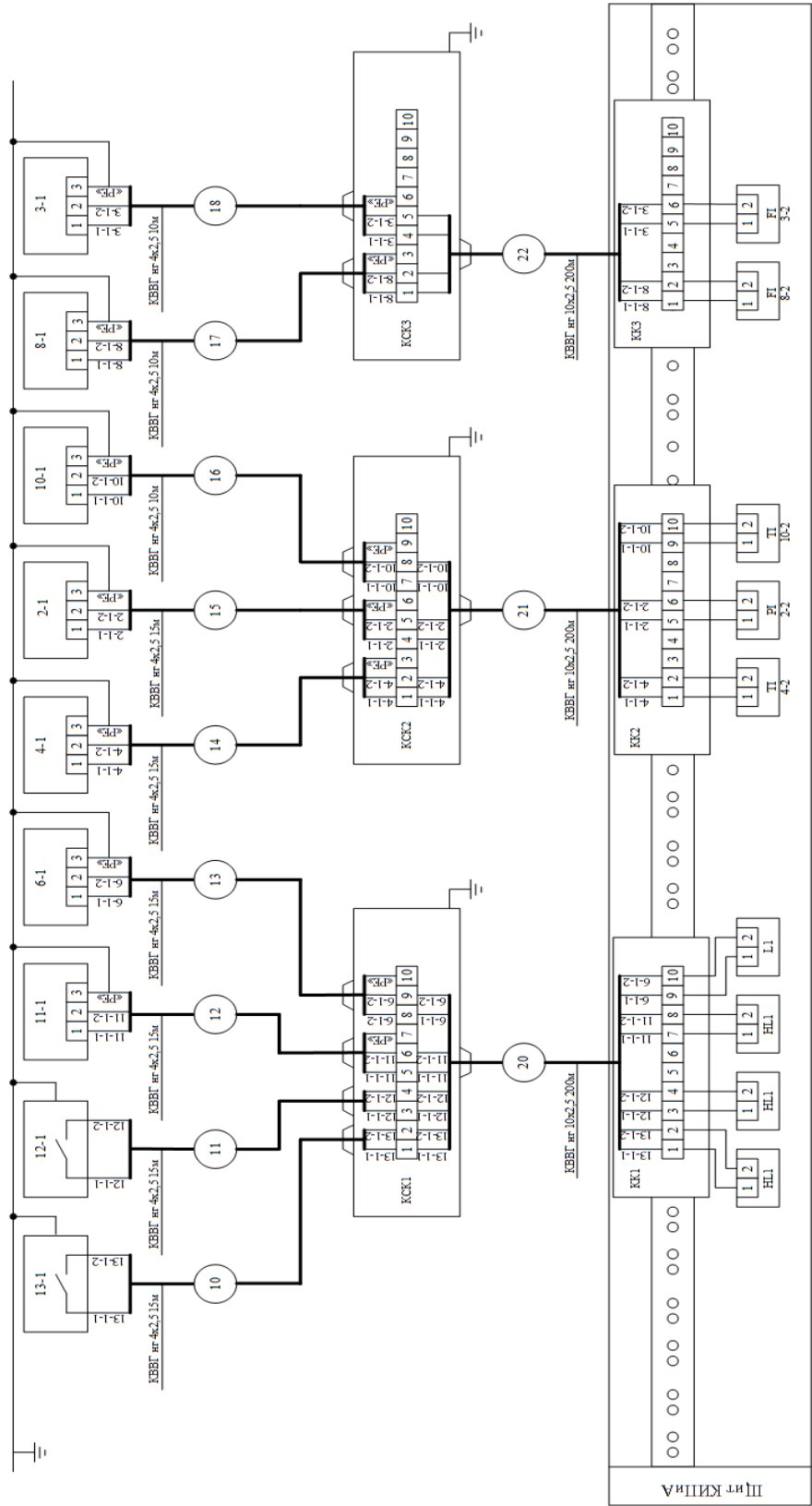
Схема информационных потоков



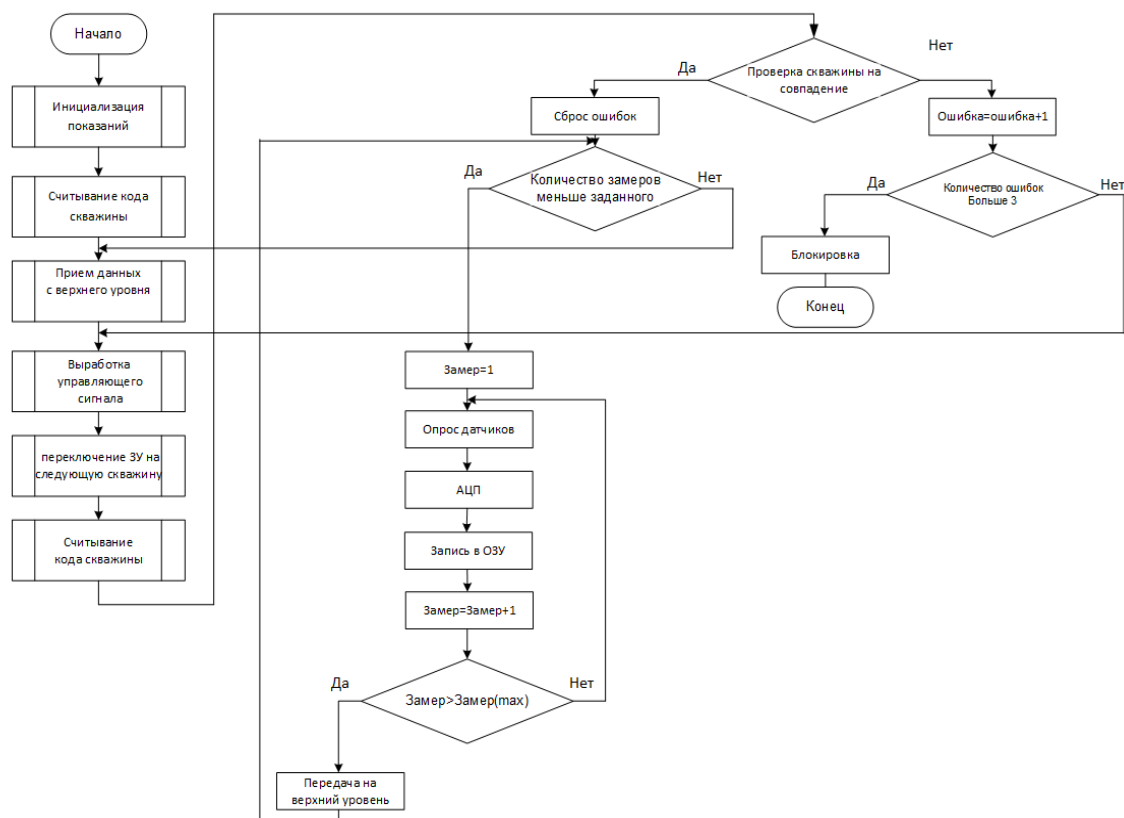
Приложение Ж (обязательное)

Схема внешних проводов

Наименование параметра	Несанкционированный доступ	Управление вылажкой	Загазованность	Уровень нефти	Температура	Давление		Расход нефти	Расход газа
						Сепарационная емкость	Общий коллектор		
Место отбора импульса	Технологический блок	Технологический блок	Технологический блок	Резервуар	Выходной газопровод	Сепарационная емкость	Общий коллектор	Выходной нефтепровод	Выходной газопровод
Позиция	13-1	12-1	11-1	6-1	4-1	2-1	10-1	8-1	3-1



Приложение И (обязательное) Алгоритм сбора данных



Приложение К (обязательное) Мнемосхема

