

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



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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Автоматизированная система управления блоком измерения показателей качества нефти»

УДК 681.527.7:622.692.4.05.665.61

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–8Т11	Заостровных Сергей геннадьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер-электроник	Сечин Евгений Алексеевич			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Петухов Олег Николаевич	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ЭБЖ	Назаренко Ольга Брониславовна	Д.Т.Н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Лиепиньш Андрей Вилнисович	К.Т.Н.		

Томск – 2016 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.

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



Институт электронного обучения

Направление подготовки (специальность) 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Кафедра интегрированных компьютерных систем управления

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой ИКСУ

 (Подпись) (Дата) Лиепиньш А.В.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3–8Т11	Заостровных Сергей Геннадьевич

Тема работы:

«Автоматизированная система управления блоком измерения показателей качества нефти»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Объектом исследования является блок измерения показателей качества нефти. Режим работы непрерывный. В БИК происходит отбор проб нефти для анализа в лаборатории, а также непрерывное измерение параметров нефти.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>	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
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1 Функциональная технологическая схема БИК 2 Схема внешних проводок БИК 3 Перечень сигналов 4 Вычисление плотности, массовой доли воды 5 Перечень данных, передаваемых в систему телемеханики 6 Трехуровневая система АС 7 Схема информационных потоков
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Петухов Олег Николаевич
Социальная ответственность	Назаренко Ольга Брониславовна

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер электроник	Сечин Евгений Алексеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З–8Т11	Заостровных Сергей Геннадьевич		

высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт электронного обучения
Направление подготовки 15.03.04 Автоматизация технологических процессов
и производств
Кафедра интегрированных компьютерных систем управления
Уровень образования – бакалавр
Период выполнения – осенний/весенний семестр 2015/2016 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Основная часть	60
16.05.2016 г.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
16.05.2016 г.	Социальная ответственность	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Инженер-электроник	Сечин Е.А			

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
ИКСУ	Лиепиньш А. В.	к.т.н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 151 с., 27 рис., 34 табл., 56 источников, 7 прил.

Объектом исследования является БИК.

Цель работы – разработка автоматизированной системы управления БИК с использованием ПЛК, на основе выбранной SCADA-системы.

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

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

Ниже представлен перечень ключевых слов.

ШАРОВЫЙ КРАН С ЭЛЕКТРОПРИВОДОМ, АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ, ЛОКАЛЬНЫЙ ПРОГРАММИРУЕМЫЙ ЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЛЕР, КОММУТАЦИОННЫЙ ПРОГРАММИРУЕМЫЙ ЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЛЕР, ПРОТОКОЛ, SCADA-СИСТЕМА.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Термин	Определение
АС	Автоматизированная система – это комплекс аппаратных и программных средств, предназначенных 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, либо не поддающихся автоматизации.
Интерфейс (RS-232C, RS-422, RS-485, CAN)	Интерфейс – это совокупность средств (программных, технических, лингвистических) и правил для обеспечения взаимодействия между различными программными системами, между техническими устройствами или между пользователем и системой.
Мнемосхема	Мнемосхема – это представление технологической схемы в упрощенном виде на экране АРМ.
Протокол (CAN, OSI, ProfiBus, ModBus, HART, ProfiBus DP, ModBus DP, ModBus RTU, ModBus+CAN, DeviceNet)	Протокол – это набор правил, позволяющий осуществлять соединение и обмен данными между двумя и более включенными 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	Технологический процесс – последовательность

процесс (ТП)	технологических операций, необходимых для выполнения определенного вида работ. Технологический процесс состоит из рабочих операций, которые в свою очередь складываются из рабочих движений (приемов).
Архитектура АС	Архитектура автоматизированной системы – это набор значимых решений по организации системы программного обеспечения, набор структурных элементов и их интерфейсов, при помощи которых компонуется 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.
ФЮРА. 425280	ФЮРА – это код организации разработчика проекта (ТПУ); 425280 – это код классификационной характеристики проектной продукции по ГОСТ 3.1201-85 (в соответствии с шестизначной классификационной характеристикой ОКП этот код означает проектирование распределенного автоматизированного управления технологическим объектом).
ОРС-сервер	ОРС-сервер – это программный комплекс, предназначенный для автоматизированного сбора технологических данных с объектом и предоставления этих данных системам диспетчеризации по протоколам стандарта ОРС
Стандарт	Стандарт – образец, эталон, модель, принимаемые за исходные для сопоставления с ними др. подобных объектов. Стандарт в Российской Федерации – документ, устанавливающий комплекс норм, правил, требований к объекту стандартизации, в котором в целях добровольного многократного

	использования устанавливаются характеристики продукции, правила осуществления и характеристики процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнения работ или оказания услуг.
Объект управления	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)	Программируемый логический контроллер или программируемый контроллер – 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)	Автоматизированное рабочее место– программно-технический комплекс, предназначенный для автоматизации деятельности определенного вида. При разработке АРМ для управления технологическим оборудованием, как правило, используют SCADA-системы.
Распределенная система управления (РСУ)	Распределенная система управления – система управления технологическим процессом, характеризующаяся построением распределенной системы ввода вывода и децентрализацией обработки данных.
Автоматизированная	Автоматизированная система управления технологическим

система управления технологическим процессом (АСУ ТП)	процессом – 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 завершённый продукт.
Modbus	Modbus – это коммуникационный протокол, основанный на архитектуре «клиент-сервер»

БИК – блок измерения параметров качества нефти;

ВА – вторичная аппаратура;

ГЗШ – главная заземляющая шина;

ИВК – измерительно-вычислительный комплекс;

КТ – комплекс технологический;

НКПР – нижний концентрационный предел распространения пламени;

ПЗ – пояснительная записка;

ПЛК – программируемый логический контроллер;

ПКПОП – приёмно-контрольный пожаро-охранный прибор;

ПСП – пункт сдачи-приёма нефти;

СОИ – система обработки информации и управления;

ТЗ – техническое задание;

ШВА – шкаф вторичной аппаратуры;

ШАЗС – шкаф аварийной защиты и сигнализации;

ЩСУ – щит силового управления.

Оглавление

	С.
Введение	15
1 Техническое задание	17
1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП	17
1.2 Назначение системы	17
1.3 Цели создания системы	17
1.4 Требования к техническому обеспечению	17
1.5 Требования к метрологическому обеспечению	18
1.6 Требования к программному обеспечению	19
1.7 Требования к математическому обеспечению	20
1.8 Требования к информационному обеспечению	20
2. Основная часть	22
2.1. Описание технологического процесса	22
2.2 Выбор архитектуры АС	26
2.3. Разработка структурной схемы АС	30
2.4 Функциональная схема автоматизации	32
2.4.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408–13	32
2.5 Разработка схемы информационных потоков БИК	34
2.6 Выбор средств реализации БИК	37
2.6.1 Выбор контроллерного оборудования БИК	38
2.6.2 Выбор датчиков	45
2.6.2.1 Датчики давления	45

2.6.2.2 Датчик температуры	46
2.6.2.3 Сигнализатор уровня	47
2.6.2.4 Газоанализатор	49
2.6.2.5 Плотномер	51
2.6.2.6 Влагомер	52
2.6.2.7 Пробоотборник нефти	53
2.6.3 Выбор исполнительных механизмов	55
2.6.3.1 Выбор регулирующей задвижки	55
2.6.2 Разработка схемы соединения внешних проводов	60
2.6.3 Выбор алгоритмов управления АС БИК	63
2.6.3.1 Алгоритм сбора данных измерений	63
2.6.3.2 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром	64
2.6.4 Экранные формы АС БИК	65
2.6.4.1 Типы экранных форм	67
2.6.4.2 Экранные формы первого типа	68
2.6.4.3 Экранные формы второго типа	70
2.6.4.4 Мнемознаки	88

2.6.4.5 Состав информационного обеспечения	92
2.6.4.6 Носители данных и принципы распределения информации	94
2.6.4.7 Виды и методы контроля в маршрутах обработки данных	94
2.6.4.8 Решения по информационной совместимости АС с другими системами	94
2.6.4.9 Программирование микроконтроллера	95
3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсо эффективности	95
3.2 Организация и планирование работ	96
3.2.1 Продолжительность этапов работ	97
3.2.2 Расчет нарастания технической готовности работ	105
3.3 Расчет сметы затрат на создание макета КТ	108
3.3.1 Заработная плата	108
3.3.2 Расчет отчислений от заработной платы	110
3.3.3 Расходы на материалы и комплектующие изделия	110
3.3.4 Затраты на приобретение специального оборудования	111
3.3.5 Расчет затрат на электроэнергию	112
3.3.6 Расчет цены НИР	114
3.3.7 Оценка научно-технического уровня НИР	115
3.3.8 Экономическая эффективность проекта	115
4. Безопасность и экологичность проекта	119
4.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов	120
4.2 Производственная санитария	121
4.2.1 Требования эргономики и технической эстетики к рабочему месту оператора ПЭВМ	121
4.2.2 Микроклимат	122
4.2.3 Повышенный уровень шума	123
4.2.4 Электромагнитное поле	126
4.3 Расчет искусственного освещения	127
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	131
4.4.1 Пожарная безопасность	131

4.4.2 Оценка пожарной безопасности помещения	132
4.4.3 Мероприятия по устранению и предупреждению пожаров	133
4.5 Охрана окружающей среды	134
Заключение	137
Список литературы	138
Приложение А Функциональная технологическая схема БИК	142
Приложение Б Схема внешних проводок БИК	143
Приложение В Перечень сигналов	144
Приложение Г Вычисление плотности, массовой доли воды	148
Приложение Д Перечень данных, передаваемых в систему телемеханики	149
Приложение Е Трехуровневая система АС	150
Приложение Ж Схема информационных потоков	151

Введение

Автоматизация технологических процессов является одним из решающих факторов повышения производительности и улучшения условий труда. Все существующие и строящиеся промышленные объекты в той или иной степени оснащаются средствами автоматизации. Создание эффективной автоматизированной системы технологического процесса является очень сложной задачей. Основными способами увеличения эффективности предприятий являются оптимизация и модернизация производства, снижение производственных потерь и технологического расхода энергоносителей, увеличение достоверности и скорости получения информации, необходимой для принятия управленческих решений. Эффективное управление сложным в организационно-экономическом отношении предприятием требует внедрения новых информационных технологий и кардинального улучшения информационного обеспечения управленческой деятельности.

В настоящее время для предприятий, независимо от формы собственности, стала актуальной задача повышения эффективности производства и качества выпускаемой продукции, а также обеспечения нового качества управляемости за счет создания единого информационного пространства предприятия. Достичь этого можно лишь обладая полной достоверной оперативной информацией о всех объектах производства. Реальным инструментом для достижения поставленной цели является комплексная интеграция отдельных подсистем управления всего предприятия.

Своевременность интеграционных процессов на предприятии обусловлена такими факторами как:

- повышение эффективности производства возможно только на основе объективной картины технических и технологических параметров;
- существующие информационные и организационные барьеры между управленческими и технологическими уровнями предприятия приводят к блокированию важной для анализа деятельности предприятия информации, а также резко снижают оперативность принятия управленческих решений;

– рынок средств и систем автоматизации предлагает все необходимые компоненты для осуществления комплексной интеграции, т.е. для построения интегрированной автоматизированной системы управления.

Помимо этого комплексная интеграция способствует созданию в рамках предприятия единого банка данных о продукции, технологических процессах, данных вспомогательных производств, снижает степень дублирования информации и обеспечивает стандартизацию всей деятельности предприятия.

Целями выпускной квалификационной работы является систематизация и углубление теоретических и практических знаний в области проектирования интегрированных систем управления объектов нефтегазовой отрасли, развитие навыков их практического применения, теоретических знаний при решении инженерных задач автоматизированного управления технологическим процессом в нефтегазовой отрасли.

1 Техническое задание

1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП

Основными задачами создания автоматизированной системы измерения параметров качества нефти являются:

- автоматическое определение физико-химических параметров качества нефти;
- измерение плотности нефти в рабочих условиях;
- измерение объёмной доли воды в нефти;
- измерение вязкости нефти;
- измерение температуры нефти;
- автоматического и ручного отбора проб нефти;

1.2 Назначение системы

- обеспечение надежной работы оборудования блока измерения качества (БИК) и предотвращения аварийных ситуаций;
- централизованный контроль и управление из МДП технологическим процессом вспомогательных систем;
- передача текущей информации в центральный диспетчерский пункт (ЦДП).

1.3 Цели создания системы

Разрабатываемая АСУ должна соответствовать требованиям , с учетом нижеизложенного в данном разделе.

1.4 Требования к техническому обеспечению

На входе и выходе БИК необходимо предусмотреть краны шаровые фланцевые с электроприводами РэмТЭК производства ООО НПП «ТЭК».

В БИК должен быть установлен фильтрующий элемент, снабженный преобразователем дифференциального давления.

Для обеспечения необходимого расхода нефти в БИК необходимо установить насос.

Насос должен быть снабжен преобразователем дифференциального давления.

Измерение плотности, вязкости и температуры нефти в БИК должен осуществлять поточный плотномер.

Отбор проб должен производиться автоматическим пробоотборником, а также с помощью ручного пробоотборника.

Для измерения влажности нефти в линию качества нефти должен быть установлен поточный влагомер.

БИК должен быть снабжен преобразователем давления и манометрами для измерения и контроля давления в БИК.

Для контроля расхода нефти в БИК необходимо предусмотреть преобразователь расхода.

Должна быть предусмотрена система промывки БИК, в состав которой должны входить запорная арматура, емкость накопительная объемом 90 л для промывочного раствора и насос.

В состав БИК должна входить дренажная система с комплектом дренажных шаровых кранов.

1.5 Требования к метрологическому обеспечению

Пределы допускаемых погрешностей измерений физико-химических параметров нефти с помощью средств измерений БИК не должны превышать значений, приведённых в таблице 1

Таблица 1- пределы допускаемых погрешностей измерений физико-химических параметров нефти

Наименование измеряемого параметра	Тип нормируемой погрешности	Допустимая погрешность измерений
Плотность	абсолютная	$\pm 0,30 \text{ кг/м}^3$
Объёмная доля воды	абсолютная	$\pm 0,1 \%$
Температура	абсолютная	$\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$
Расход нефти через БИК	относительная	$\pm 0,5 \%$
Давление при измерении	приведённая	$\pm 0,15 \%$

манометрами образцовы-ми		
Наименование измеряемого параметра	Тип нормируемой погрешности	Допустимая погрешность измерений
Вязкость	абсолютная	При температуре окружающей среды и контролируемой жидкости в диапазоне от 15 до 25 °С: $\pm (0,4+0,04*\mu_{и}) \text{ мм}^2/\text{с};$ При температуре окружающей среды и контролируемой жидкости в диапазоне от минус 60 до плюс 150 °С: $\pm (0,6+0,04*\mu_{и}) \text{ мм}^2/\text{с};$ где $\mu_{и}$ – измеряемое значение вязкости;
Давление при измерении датчиками давления и манометрами показываю-щими	приведённая	$\pm 0,6 \%$

Основная относительная погрешность СОИ не должна превышать $\pm 0,05 \%$.

1.6 Требования к программному обеспечению

Программное обеспечение (ПО) АС включает в себя:

- системное ПО (операционные системы);
- инструментальное ПО;
- общее (базовое) прикладное ПО;
- специальное прикладное ПО.

Набор функций конфигурирования в общем случае должен включать в себя:

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

Средства создания специального прикладного ПО должны включать в себя технологические и универсальные языки программирования и соответствующие средства разработки (компиляторы, отладчики). Технологические языки программирования должны соответствовать стандарту ИЕС 61131-3.

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

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

1.7 Требования к математическому обеспечению

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

1.8 Требования к информационному обеспечению

По результатам проектирования должны быть представлены:

- состав, структура и способы организации данных в АС;
- порядок информационного обмена между компонентами и составными частями АС;

- структура процесса сбора, обработки, передачи информации в АС;
- информация по визуальному представлению данных и результатам мониторинга.

В состав информационного обеспечения должны входить:

- унифицированная система электронных документов, выраженная в виде набора форм статистической отчетности;
- распределенная структурированная база данных, хранящая систему объектов;
- средства ведения и управления базами данных.

2. Основная часть

2.1. Описание технологического процесса

На входе и выходе БИК предусмотрены краны шаровые фланцевые полнопроходные КШЭ1.1 и КШ1.2 с электроприводами РэмТЭК производства ООО НПП "ТЭК".

В БИК установлен фильтрующий элемент ФГу – 10.50 Н производства НПО "Агрегат", снабженный преобразователем дифференциального давления Fisher Rosemount 3051. Для обеспечения необходимого расхода нефти в БИК установлен насос НРGS 1x1x6 СА4 производства HMD Kontro, снабженный преобразователем дифференциального давления Fisher Rosemount 3051. Затвор (клапан) обратный поворотный фланцевый (исполнение 2 по ГОСТ 12815-80) КО 50.63.3312 производства ЗАО "Саратовский арматурный завод".

Измерение плотности, вязкости и температуры нефти в БИК осуществляет поточный плотномер Плот-3М-50-И-6,3-2-1-А-В-2 производства ЗАО "АвиаТех". В БИК предусмотрено место для подключения пикнометра для проведения поверки плотномера без демонтажа и устройства определения свободного газа.

Отбор проб производится автоматическим пробоотборником "Стандарт-А" производства ООО "БОЗНА", а также с помощью ручного пробоотборника Стандарт-Р" производства ООО "БОЗНА". Для измерения влажности нефти в линию качества нефти установлен поточный влагомер УДВН-1пм производства ООО НПП "Годсиб". Также линия измерения снабжена преобразователем давления Fisher Rosemount 3051TG и манометрами МПТИ-У2 производства ОАО "Манотомь" для измерения и контроля давления в БИК. Для контроля расхода нефти в БИК предусмотрен преобразователь расхода UFM 3030K-1Ex производства KROHNE.

Перечень оборудования, установленного на трубопроводной обвязке линии измерения показателей качества, представлено в таблице 2.

Таблица 2- перечень оборудования, установленного на трубопроводной обвязке линии измерения показателей качества

№ п/п	Наименование оборудования	Производитель	Кол., шт.
1	Фильтр с быстросъемной крышкой ФГу – 10.50 Н, DN 50, PN 63	НПО "Агрегат"	1
2	Электронасос ЦГ 6,3/20-1,1-2	ОАО "Молдовахидрома ш"	1
3	Влагомер нефти поточный УДВН-1мм, DN 50, PN 63	ООО НПП "Годсиб"	1
4	Плотномер Плот-3М-50-И-6,3-2-1-А-Р-2	ЗАО "АвиаТех"	1
5	Насосный агрегат в основную линию HPGS 1x1x6 СА4	HMD Kontro	1
7	Автоматический поточный пробоотборник Стандарт А	ООО "БОЗНА"	1
8	Пробоотборник Стандарт Р	ООО "БОЗНА"	1
9	Пробоотборное устройство с выдвижным механизмом	ООО "БОЗНА"	1
10	Кран шаровой фланцевый под электропривод РэмТЭК ООО НПП "ТЭК" КШ 50.63.3131	ЗАО "Саратовский арматурный завод"	2
11	Кран шаровой фланцевый полнопроходной КШ 50.63.3130	ЗАО "Саратовский арматурный завод"	16
12	Кран шаровой штуцерно-ниппельный КШ 15.63.2130	ЗАО "Саратовский арматурный завод"	19
13	Кран шаровой штуцерно-ниппельный КШ 25.63.2130	ЗАО "Саратовский арматурный завод"	15
14	Кран шаровой муфтовый КШ 15.63.1130	ЗАО "Саратовский арматурный завод"	4
15	Затвор (клапан) обратный поворотный	ЗАО "Саратовский	1

	фланцевый (исполнение 2 по ГОСТ 12815-80) КО 50.63.3312	арматурный завод"	
16	Затвор (клапан) обратный поворотный фланцевый (исполнение 1 по ГОСТ 12815-80) КО 50.16.3312	ЗАО "Саратовский арматурный завод"	1
17	Электропривод РэмТЭК- 02.П.60.125.3.5.V.53.0.x.UXL1	ООО НПП "ТЭК"	2
18	Огнепреградитель, ОП-50АА	ЗАО "Газовик- Нефть"	1
19	Преобразователь давления измерительный 3051 TG 4 (0-6,3 МПа)-А-2В-2-1-В-Е8-S5-Q4	ЗАО " Fisher Rosemount "	1
20	Преобразователь давления измерительный 3051 CD-5(0-500 кПа)-А-0-2-А-1-А-S5-E8-M5- Q4	ЗАО" Fisher Rosemount "	1
21	Преобразователь давления измерительный 3051 CD-3(0-62 кПа)-А-0-2-А-1-А-S5-E8-M5- Q4	ЗАО" Fisher Rosemount "	1
22	Клапанный блок 0306RT22BA11	ЗАО "ПГ "Метран"	1
23	Клапанный блок 0305RC32B11B4	ЗАО "ПГ "Метран"	2
24	Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом ТСМУ Метран – 286 – 05– Exd–1–100–H10–(-50...300)°C–БК–Т5–У1.1–ГП	ЗАО "ПГ "Метран"	1
25	Переходник ПР 11 (с ½-14 NPT на М20х1,5)	ЗАО "ПГ "Метран"	7
26	Манометр показывающий МПТИ-У2-10МПа-М20х1,5-к.т.0,6	ОАО "Манотомь"	4
27	Манометр показывающий МПТИ-У2-1,6 МПа-М20х1,5-к.т.0,6	ОАО "Манотомь"	2
28	Сигнализатор уровня Vega Swing 63-DA-GBV (300 мм)-Х-М-Р	ООО "Вега Инструментс"	1

29	Манометр деформационный образцовый с условной шкалой типа МО – 1226 – 160 – 10МПа – 0МПа – 0,15 – нефть – М20х1,5 – 25-05-1664-74	ООО "Манометр"	2
30	Фильтр сетчатый ФС 50 С 16 – 0,5 У, DN 50, PN 16	ЗАО "РУСТ-95"	1
31	Ёмкость промывочная 90 л	ЗАО "Газовик-Нефть"	1
32	Технологические трубопроводы: - труба 57х5 ст. 09Г2С по ГОСТ 8732-78; - труба 38х4 ст. 09Г2С по ГОСТ 8732-78; - труба 32х4 ст. 09Г2С по ГОСТ 8732-78; - труба 22х4 ст. 09Г2С по ГОСТ 8732-78	-	1 комплект
33	Дренажная система закрытого типа, фланцы, отводы и тройники, кабельная обвязка, рамное основание	-	1 комплект

Крепление нефтепроводов осуществляется с помощью оцинкованных скоб к стальным стойкам.

Для промывки трубопроводов БИК предусмотрена система промывки.

Система промывки включает в себя следующее оборудование:

манометр МПТИ-У2-1,6 МПа-М20х1,5-к.т.0,6 производства ОАО "Манотомь";

емкость для промывочного раствора объемом 90 л;

насос ЦГ 6,3/20-1,1-2 производства ОАО "Молдовахидромаш" в комплекте с обвязкой;

фильтр ФС 50 С 16 – 0,5 У производства ЗАО "РУСТ-95" для защиты насоса от механических повреждений;

затвор (клапан) обратный поворотный фланцевый (исполнение 1 по ГОСТ 12815-80) КО 50.16.3312 производства ЗАО "Саратовский арматурный завод";

комплект запорной арматуры и технологических трубопроводов.

Слив продуктов промывки осуществляется через отдельную дренажную систему в производственную канализацию объекта, на территории которого размещается БИК.

Таблица состава (перечня) вход/выходных сигналов (измерительных, сигнальных, командных и управляющих) приведена в альбоме схем.

2.2 Выбор архитектуры АС

В разработки архитектуры пользовательского интерфейса проекта лежит понятие ее профиля. Под профилем понимается стандарты, на выполнение поставленной задачи. Основными целями являются:

- уменьшение трудоемкости проектов АС;
- увеличение качества оборудования АС;
- обеспечение расширяемости (масштабируемости) АС по набору прикладных функций;
- обеспечение возможности функциональной интеграции задач информационных систем.

В качестве профиля программного обеспечения будет использоваться открытая и готовая к использованию SCADA-система Infinity. Профиль среды АС будет базироваться на операционной системе Windows XP. Профиль защиты информации будет включать в себя стандартные средства защиты Windows. Профиль инструментальных средств будет основываться на среде OpenPCS.

Концептуальная модель архитектуры OSE/RM РП представлена на рисунке 1.

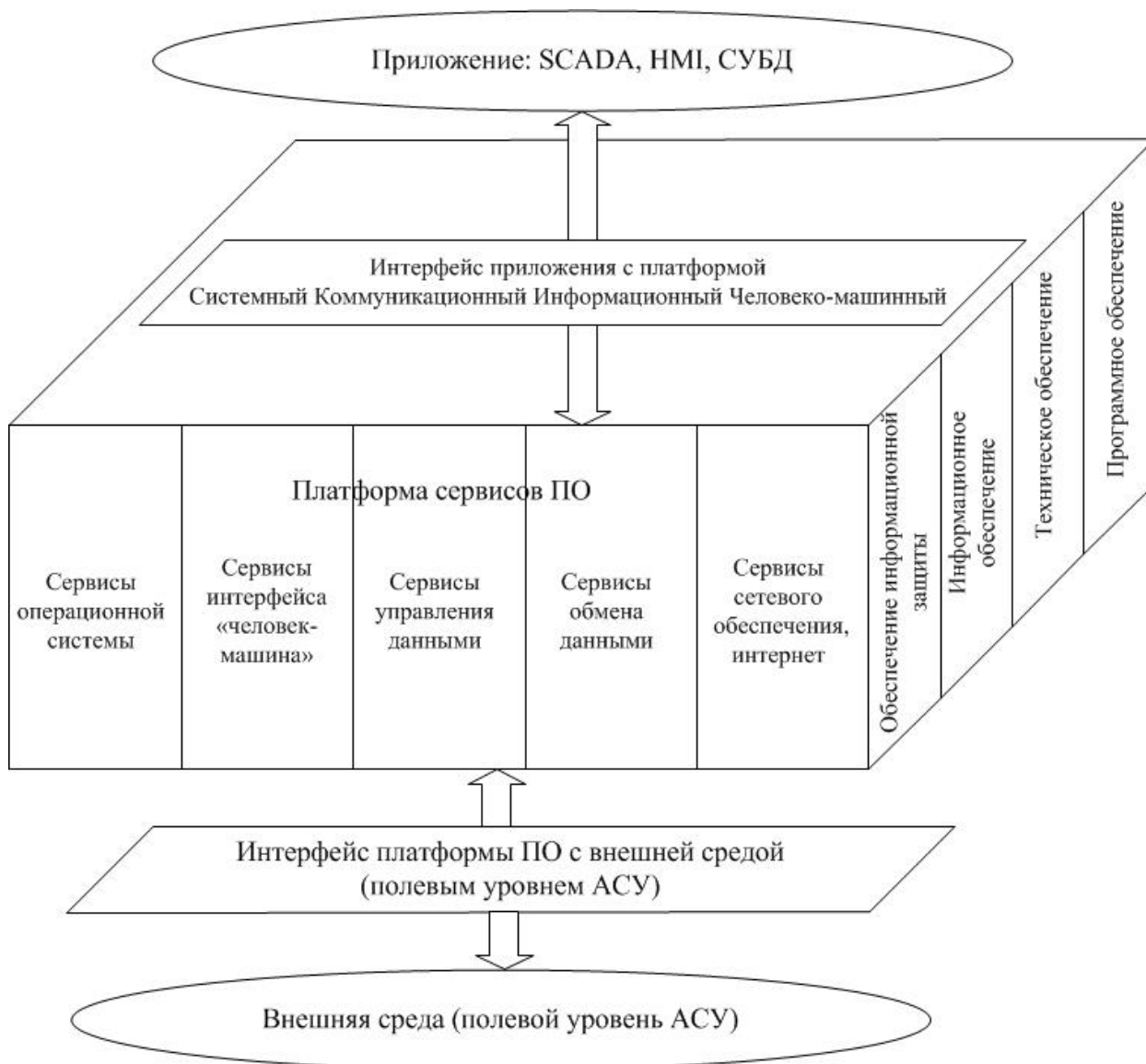


Рисунок 1- концептуальная модель архитектуры OSE/RM БИК

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

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

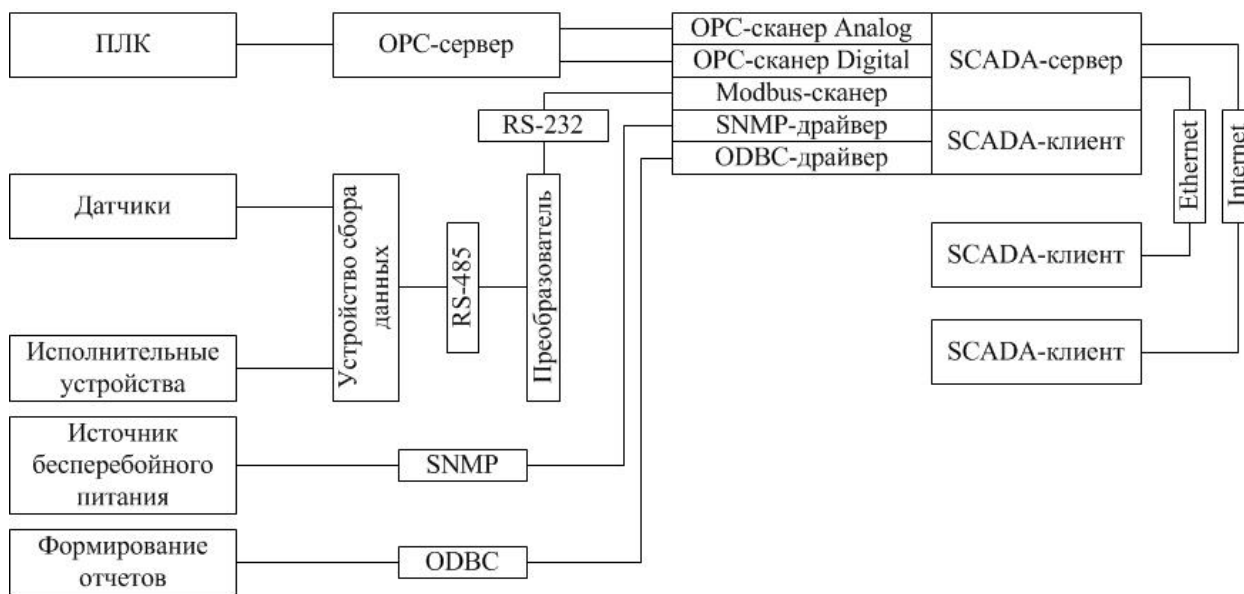
Уровни связываются (взаимодействуют) между собой через интерфейсы.

Внешней средой АС является полевой уровень АС.

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

Верхний уровень включает в себя SCADA-системы, СУБД и HMI.

Наиболее актуальными системами АС являются открытые распределенные АС с архитектурой клиент-сервер. Для взаимодействия клиента с сервером используются стандарты ОРС. Суть ОРС сводится к следующему: предоставить разработчикам промышленных программ универсальный интерфейс (набор функций обмена данными с любыми устройствами АС).



Взаимодействие ПЛК со SCADA осуществляется посредством OPC-сервера.

Связь источника бесперебойного питания со SCADA осуществляется посредством протокола SNMP, который позволяет контролировать всю сетевую инфраструктуру, управляя сетевым оборудованием различных типов, наблюдать за

работой служб OSE/RM и анализировать отчеты по их работе за заданный период. SNMP предназначен для мониторинга состояния сети АС и управления сетевыми устройствами.

Реализации отчетов, информационный обмен данными в АС делается с использованием протокола ODBC, который единообразно оперировать с разными источниками .

Основными стандартами OPC являются следующие:

- OPC DA (Data Access), описывающий набор функций обмена данными в реальном времени с ПЛК и другими устройствами;
- OPC AE (Alarms & Events), предоставляющий функции уведомления по требованию о различных событиях;
- OPC DX (Data eXchange), предоставляющий функции организации обмена данными между OPC-серверами через сеть Ethernet;
- OPC XML-DA (XML-Data Access), предоставляющий гибкий, управляемый правилами формат обмена данными через Intranet-среду.

Профиль среды АС должен включать в себя стандарт протокола транспортного уровня Modbus, стандарты локальных сетей (стандарт Ethernet IEEE 802.3 или стандарт Fast Ethernet IEEE 802.3 u), а также стандарты средств сопряжения проектируемой АС с сетями передачи данных общего назначения (в частности, RS-485, сети CAN, ProfiBus и др.).

Профиль защиты информации должен обеспечивать реализацию политики информационной безопасности. Функциональная область защиты информации включает в себя функции защиты, реализуемые разными компонентами АС:

- функции защиты, реализуемые операционной системой;
- функции защиты от несанкционированного доступа, реализуемые на уровне программного обеспечения промежуточного слоя;
- функции управления данными, реализуемые СУБД;
- функции защиты программных средств, включая средства защиты от вирусов;

- функции защиты информации при обмене данными в распределенных системах;
- функции администрирования средств безопасности.

Профиль инструментальных средств, встроенных в АС, должен отражать решения по выбору методологии и технологии создания, сопровождения и развития конкретной АС. Функциональная область профиля инструментальных средств, встроенных в АС, охватывает функции централизованного управления и администрирования, связанные:

- с контролем производительности и корректности функционирования системы в целом;
- управлением конфигурацией прикладного программного обеспечения, тиражированием версий;
- управлением доступом пользователей к ресурсам системы и конфигурацией ресурсов;
- перенастройкой приложений в связи с изменениями прикладных функций АС;
- настройкой пользовательских интерфейсов (генерация экранных форм и отчетов);
- ведением баз данных системы;
- восстановлением работоспособности системы после сбоев и аварий.

2.3. Разработка структурной схемы АС

Объектом является БИК, в частности, в соответствии. Специфика каждой конкретной системы управления определяется используемой на каждом уровне программно-аппаратной платформой.

Нижний уровень состоит из первичных датчиков

Средний уровень состоит из локального контроллера.

Верхний уровень состоит из коммуникационного контроллера, который играет роль концентратора, а также компьютеров и сервера базы данных, объединенных в локальную сеть Ethernet. На компьютерах диспетчера и операторов установлены операционная система Windows XP и программное обеспечение INFINITY SCADA.

Информация с датчиков полевого уровня поступает на средний уровень управления локальному контроллеру (ПЛК). Он выполняет следующие функции:

- сбор, первичную обработку и хранение информации о состоянии оборудования и параметрах технологического процесса;
- автоматическое логическое управление и регулирование;
- исполнение команд с пункта управления;
- обмен информацией с пунктами управления.

Информация с локального контроллера направляется в сеть диспетчерского пункта через коммуникационный контроллер верхнего уровня, который реализует следующие функции:

- сбор данных с локальных контроллеров;
- обработка данных, включая масштабирование;
- поддержание единого времени в системе;
- синхронизация работы подсистем;
- организация архивов по выбранным параметрам;
- обмен информацией между локальными контроллерами и верхним уровнем.

ДП включает несколько станций управления, представляющих собой АРМ диспетчера/оператора. Также здесь установлен сервер базы данных. Компьютерные экраны диспетчера предназначены для отображения хода технологического процесса и оперативного управления.

Все аппаратные средства системы управления объединены между собой каналами связи. На нижнем уровне контроллер взаимодействует с датчиками и исполнительными устройствами. Связь между локальным контроллером и контроллером верхнего уровня осуществляется на базе интерфейса Ethernet.

Связь автоматизированных рабочих мест оперативного персонала между собой, а также с контроллером верхнего уровня осуществляется посредством сети Ethernet.

2.4 Функциональная схема автоматизации

Функциональная схема автоматизации это техническим документом, представляющий функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля, управления и регулирования технологического процесса и оснащения объекта управления приборами и средствами автоматизации. На схеме изображаются системы автоматического контроля, сигнализации, дистанционного управления, регулирования.

Все элементы систем показываются в виде условных изображений и объединяются в единую систему линиями функциональной связи. Функциональная схема автоматического контроля и управления содержит упрощенное изображение технологической схемы автоматизируемого процесса. Оборудование на схеме показывается в виде условных изображений.

При разработке функциональной схемы автоматизации технологического процесса решены следующие задачи:

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

2.4.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408–13

Функциональная схема автоматического контроля предназначена для отображения основных технических решений, принимаемых при проектировании систем автоматизации технологических процессов. Объектом управления в системах автоматизации технологических процессов является совокупность основного и вспомогательного оборудования вместе с встроенными в него запорными и регулирующими органами.

Все элементы систем управления показываются в виде условных изображений и объединяются в единую систему линиями функциональной связи. Функциональная схема автоматического контроля и управления содержит

упрощенное изображение технологической схемы автоматизируемого процесса. Оборудование на схеме показывается в виде условных изображений

Функциональная схема является техническим документом, определяющим функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля, управления и регулирования технологического процесса и оснащения объекта управления приборами и средствами автоматизации. На функциональной схеме изображаются системы автоматического контроля, регулирования, дистанционного управления, сигнализации, защиты и блокировок.

При разработке функциональной схемы автоматизации будем решать следующие задачи:

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

Общепринятыми являются два варианта представления функциональной схемы технологических процессов:

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

В данной работе будем разрабатывать функциональную схему автоматизации по ГОСТ 21.408–13.

На функциональной схеме введены следующие обозначения.

- 1)  Прибор для измерения давления (разрежения) бесшкальный с дистанционной передачей показаний, установленный по месту.

2)  Прибор для измерения давления (разрежения) показывающий, установленный по месту.

3)  Прибор для измерения уровня, установленный по месту.

4)  Прибор для измерения перепада давления показывающий с дистанционной передачей показаний, установленный по месту;

На функциональной схеме представлены контуры управления следующим технологическим оборудованием:

- отсечными кранами электроприводными;
- насосом циркуляционным;
- фильтром;

Управление осуществляется автоматически на основе поступающей с датчиков информации и разработанных алгоритмов.

2.5 Разработка схемы информационных потоков БИК

Схема информационных потоков, которая приведена в альбоме схем, включает в себя три уровня сбора и хранения информации:

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

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

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

контроллером верхнего уровня и АРМ оператора передаются по протоколу Ethernet.

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

- объем поступающей нефти, м³/ч,
- уровень нефти в резервуаре, мм,
- температура нефти в резервуаре, °С,
- давление в всасывающем коллекторе, МПа,
- давление в нагнетательном коллекторе, МПа,

Каждый элемент контроля и управления имеет свой идентификатор (ТЕГ), состоящий из символьной строки. Структура шифра имеет следующий вид:

AAA_BBB_CCCC_DDDDD,

где

1) AAA – параметр, 3 символа, может принимать следующие значения:

- DAV – давление;
- TEM – температура;
- URV – уровень;
- RAS – расход;
- UPR – управляющий сигнал;

2) BBB – код технологического аппарата (или объекта), 3 символа:

- TRB – трубопровод;
- N11 – насос Н-1
- N21 – насос Н-2;
- K05 –кран шаровый с электроприводом КШЗ-1;
- K21 – кран шаровый с электроприводом КШЗ-2;
- **BIK1** – блок измерения качества;

3) CCCC – уточнение, не более 4 символов:

- VHOD – входной трубопровод;
- VYHD – выходной трубопровод;
- NEFT – нефть;

– OBMT – обмотка двигателя.

4) DDDDD – примечание, не более 5 символов:

– REG – регулирование;

– AVARH – верхняя аварийная сигнализация;

– AVARL – нижняя аварийная сигнализация;

– PREDH – верхняя предупредительная сигнализация;

– PREDL – нижняя предупредительная сигнализация.

Знак подчеркивания _ в данном представлении служит для отделения одной части идентификатора от другой и не несет в себе какого-либо другого смысла.

Верхний уровень представлен базой данных КИС и базой данных АСУ ТП. Информация для специалистов структурируется наборами экранных форм АРМ. На мониторе АРМ оператора отображаются различные информационные и управляющие элементы. На АРМ диспетчера автоматически формируются различные виды отчетов, все отчеты формируются в формате XML. Генерация отчетов выполняется по следующим расписаниям:

- каждый четный / нечетный час (двухчасовой отчет);
- каждые сутки (двухчасовой отчет в 24.00 каждых суток);
- каждый месяц;
- по требованию оператора (оперативный отчет).

Отчеты формируются по заданным шаблонам:

- сводка по текущему состоянию оборудования;
- сводка текущих измерений.

Историческая подсистема АС сохраняет информацию изменений технологических параметров для сигналов с заранее определенной детальностью. Сохранение данных в базе данных происходит при помощи модуля истории INFINITY HISTORY. Данные, хранящиеся более трех месяцев, прореживаются для обеспечения необходимой дискретности.

Для регуляризации информации в базах данных используются таблицы и поля записи. Поля записей канала сведены в таблицу 3.

Таблица 3- поля записей канала

Имя поля	Значение	Комментарий
code	...	Код канала
description	...	Описание (первичная цепь, температура нефти)
type	...	Тип: аналоговый сигнал
address	...	Адрес
Event code	...	Код технологического события
Alarm code	...	Код аварии
Sample (sec)	...	Интервал выборки
Raw value	...	Первичное значение
Converted value	...	Преобразованное значение °C
Alarm state	...	Аварийное состояние
coefficient	...	Коэффициент преобразования
units	...	Единица измерения
min	...	Минимальное значение
max	...	Максимальное значение

2.6 Выбор средств реализации БИК

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

Программно-технические средства АС БИК включают в себя: измерительные и исполнительные устройства, контроллерное оборудование, а также системы сигнализации.

Измерительные устройства осуществляют сбор информации о технологическом процессе. Исполнительные устройства преобразуют электрическую энергию в

механическую или иную физическую величину для осуществления воздействия на объект управления в соответствии с выбранным алгоритмом управления. Контроллерное оборудование осуществляет выполнение задач вычисления и логических операций.

2.6.1 Выбор контроллерного оборудования БИК

В основе системы автоматизированного управления БИК будем использовать два ПЛК Siemens SIMATIC S7-300 (рис. 3) (первый контроллер – локальный, а второй – коммуникационный). Связь между локальным контроллером и контроллером верхнего уровня (коммуникационным) осуществляется на базе интерфейса Ethernet.



Рисунок 3- контроллер Siemens SIMATIC S7-300

Siemens SIMATIC S7-300 – это модульный программируемый контроллер, предназначенный для построения систем автоматизации низкой и средней степени сложности.

Модульная конструкция SIMATIC S7-300, работа с естественным охлаждением, возможность применения структур локального и распределенного ввода-вывода, широкие коммуникационные возможности, множество функций, поддерживаемых на уровне операционной системы, удобство эксплуатации и обслуживания обеспечивают возможность получения рентабельных решений для построения систем автоматического управления в различных областях

промышленного производства. Эффективному применению контроллеров Siemens SIMATIC S7-300 способствует: возможность использования нескольких типов центральных процессоров различной производительности, наличие широкой гаммы модулей ввода-вывода дискретных и аналоговых сигналов, функциональных модулей, и коммуникационных процессоров [10].

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

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

Все модули работают с естественным охлаждением.

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

1. Периферийные устройства (дисплей, принтер): не используются.
2. УСО ввода/вывода: 8 каналов ввода аналоговых сигналов и 1 канал вывода аналоговых сигналов (модуль ввода/вывода SM 334), 4 канала ввода дискретных сигналов (модуль ввода/вывода SM 323) (все унифицированные токовые сигналы).
3. Алгоритмы управления включают в себя числовые и битовые операции.
4. Общий объем манипуляций для одного ПЛК: не менее 100 команд.
5. Управление ПЛК: по прерываниям, по готовности или по командам человека. Необходимо управлять как минимум одним устройством.
6. Контроль и управление следующих типов I/O-устройств: сенсоры (температура, давление, уровень, вибрация).
7. Питания контроллера: напряжение 230В от сети переменного тока.
8. Отказоустойчивость источник напряжения: высокой.
9. Возможность ПЛК работы при напряжении сети питания технологической площадки: есть.

10. Удерживание напряжения в узком фиксированном диапазоне изменений: есть.
11. Рабочий ток: 140 мА.
12. Возможность работы контроллера от сети: есть.
13. Возможность работы контроллера от батарей: есть.
14. Время работы батареи без перезарядки: не менее 24 часов в рабочем режиме и не менее 12 месяцев при работе в режиме ожидания.
15. Ограничения по размеру, весу, эстетическим параметрам: нет.
16. Требования к условиям окружающей среды:
 - температура: -40°C до $+70^{\circ}\text{C}$;
 - атмосферное давление: от 1080 гПа до 660 гПа (соответствует высоте от -1000 м до 3500 м);
 - относительная влажность: от 10% до 95%, без конденсации.
17. Пользовательское программное обеспечение базируется на: флеш-памяти (Flash EPROM). АС работает в режиме реального времени и для этого необходимо приобрести ядро программ реального времени.
18. Для развития собственного ядра программ персонала и времени: не достаточно.
19. Степень защиты – IP-65 по ГОСТ 14254-96 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)».

Блок-схема УСО ПЛК представлена на рисунке 4

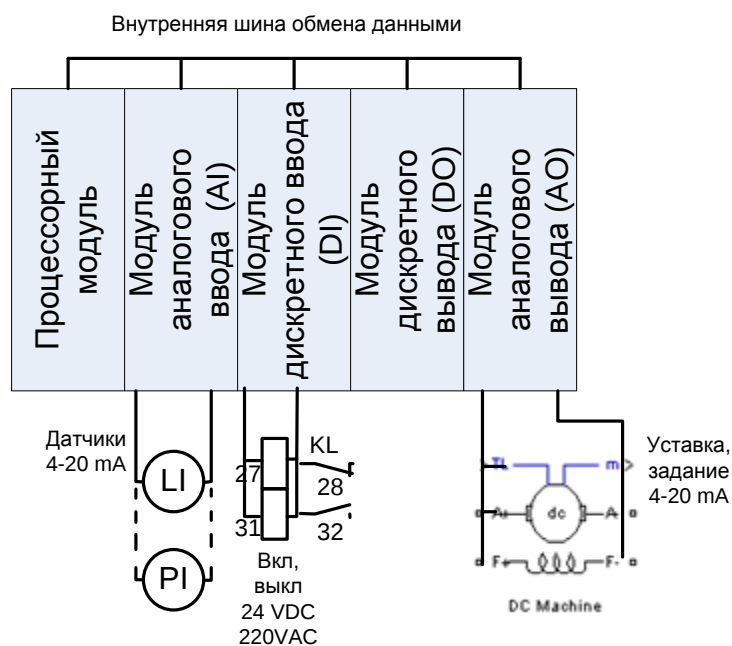


Рисунок 4- Блок-схема УСО ПЛК

Технические характеристики процессорного модуля CPU315-2 PN/DP приведены в таблице 4.

Таблица 4- технические характеристики процессорного модуля

Технические параметры		Значение
Рабочая память встроенная, RAM		256 КБайт
Загружаемая память (микро-карта памяти Flash-EPROM)		до 8 МБайт
Минимальное время выполнения	логических операций/ операций со словами	0,1/0,2 мкс
	арифметических операций с фиксированной/ плавающей точкой	2/3 мкс
S7-счетчики		256
S7-таймеры		256
Адресное пространство ввод/вывод	ввод/вывод	2048/2048 байт
	Отображение процесса	128/128 байт
	Дискретные IO (общее кол-во/ в системе локального IO)	до 16384/1024
	Аналоговые IO(общее кол-во/ в системе локального IO)	до 1024/256

Кол-во монтажных стоек (базовых/расширения)		1/3
Кол-во модулей в системе локального ИО		32
Макс. кол-во интеллектуальных модулей	FM	8
	PtP	8
	ASi, Profibus, Industrial Ethernet	10
Типы интерфейсов		RS 485, PROFINET, Ethernet
Напряжение питания	номинальное	=24В
	допустимое	20,4...28,8 В
Потребляемый ток	холостой ход	100 мА
	номинальный	0,8 А
	пусковой	2,5 А
Потребляемая мощность		3,5 Вт
Габариты ШхВхГ (мм)		80x125x130
Масса (кг)		0,46
Диапазон рабочих температур		-40...+70 °С

Технические характеристики модуля ввода/вывода аналоговых сигналов SM 334 и модуля ввода/вывода дискретных сигналов SM 323 приведены в таблице 5.

Таблица 5- технические характеристики модуля ввода/вывода аналоговых сигналов

Технические параметры	Значения
Модуль ввода/вывода дискретных сигналов SM 323	
Габариты ШхВхГ (мм)	40x125x120
Масса (кг)	0,26
Количество входов	16

Количество выходов		16
Длина кабеля (обычного/экранированного), не более		600м/1000м
Фронтальный соединитель		40-полюсный
Напряжение питания	номинальное значение	=24В
	допустимый диапазон изменений	20,4...28,8 В
Количество одновременно опрашиваемых входов		16
Гальваническое разделение		есть
Потребляемый ток, не более		80мА
Потребляемая мощность		6,5Вт
Индикация состояний входов и выходов		1 зеленый диод на каждый канал
Модуль ввода/вывода аналоговых сигналов SM 334		
Габариты ШхВхГ (мм)		40x125x120
Масса (кг)		0,2
Количество входов		4
Количество выходов		2
Длина экранированного кабеля, не более		100м
Фронтальный соединитель		20полюсный
Напряжение питания нагрузки		=24В
Питание датчиков		есть
Защита от неправильной полярности		есть

Гальваническое разделение		есть
Защита датчиков от короткого замыкания		есть
Потребляемый ток, не более		80мА
Потребляемая мощность		2Вт
Параметры аналого-цифрового преобразователя	принцип измерения	интегрирование
	Разрешающая способность, включая знаковый разряд	12бит
	настройка параметров интегрирования	есть
	время интегрирования	20мс
	Базовое время ответа модулю	350мс
Параметры цифро-аналогового преобразователя	Разрешающая способность, включая знаковый разряд	12бит
	Время преобразования на канал, не более	500мкс
	Время установки выходного сигнала, не более	0,8мс

2.6.2 Выбор датчиков

2.6.2.1 Датчики давления

В качестве измерительного устройства избыточного давления выбран Fisher Rosemount 3051TG (Рис5.а) (поз. РТ101)

В качестве измерительного устройства перепада давления выбран Fisher Rosemount 3051CD (Рис5.б) (поз. PDTI 101, PDTI 102)



Рис 5а - Fisher Rosemount 3051TG



Рис 5б- Fisher Rosemount 3051CD

Fisher Rosemount 3051TG – Датчик абсолютного и избыточного давления

измеряет абсолютное и избыточное давление от 2,07 до 68900 кПа (от 0,3 до 10000 psig/a). В датчике модели 3051Т использована единая изолированная конструкция, микропроцессорная электроника, сенсорный модуль приваренный к технологическому соединению, запатентованные пьезоэлектрические кремниевые сенсоры фирмы Rosemount.

Fisher Rosemount 3051CD- измеряет перепад давления от 0,02 до 13800 кПа (от 0,1 дюйма вод. ст. до 2000 psig) и имеет улучшенные характеристики, включая точность 0,075% и перенастройку диапазона 100:1.

Манометр показывающий

Для местной индикации значения давления применяются манометры показывающие МПТИ-У2-1,6-10МПа-М20х1,5-к.т.0,6 (Рис6).

Основные технические характеристики:

Диапазоны показаний приборов:

МПТИ - от 0 до 1; 1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 40; 60; 100; 160; 250; 400; 600; 1000; 1600
кгс/см²

Диаметр корпуса - 160 мм

Класс точности приборов - 0,6

Степень защиты - IP53

Масса приборов - не более 1,5 кг

Средний срок службы - 10 лет



Рисунок 6-манометр МПТИ-У2

2.6.2.2 Датчик температуры

В качестве измерительных преобразователей температуры проектом применены термопреобразователи сопротивления ТСП Метран-286 (Рис.7)

Технические характеристики:

Связь ИПТ Метран-280 с АСУ ТП осуществляется:

- по аналоговому каналу - передачей информации об измеряемой температуре в виде постоянного тока 420мА;
- по цифровому каналу - в соответствии с HART-протоколом в стандарте Bell-202. Для передачи сигнала на расстояние используются 2-х-проводные токовые линии.
- Высокая точность
- Высокая стабильность метрологических характеристик
- Выходной сигнал 4-20 мА/HART
- Цифровая передача информации по HART-протоколу
- Использование 2-х-проводных токовых линий для передачи сигналов
- Дистанционное управление и диагностика
- Внесены в Госреестр средств измерений под №23410-08, сертификат №32615•ТУ4211-007-12580824-2002
- Сертификат соответствия №РОСС RU.ГБ06.В00519 требованиям ГОСТ Р 51330.0, ГОСТ Р

•Разрешение на применение №РРС 00С30587•ИПТ Метран-280:

- гальваническая развязка входа от выхода;
- повышенная защита от электромагнитных помех;
- программируемые уровни аварийных сигналов и насыщения;
- конструктив электронного преобразователя обеспечивает высокую надежность при длительной эксплуатации;
- сокращен минимальный поддиапазон измерений
- По специальному заказу выпускаются преобразователи температуры Метран-286:
- диапазон измеряемых температур -50...120°С;• межповерочный интервал - 2 года



Рисунок 7- термопреобразователь сопротивления

2.6.2.3 Сигнализатор уровня

Vega Swing 63-DA-GBV (300 мм)-X-M-R(Рис.8)

VEGA SWING 63 предназначен для сигнализации предельного уровня жидкостей. Вибрационный сигнализатор в любом монтажном положении регистрирует предельный уровень с высокой надежностью и миллиметровой точностью. Датчик монтируется в линию стока с пола БИК в трубопровод и применяется для сигнализации затопления БИК.

Технические характеристики

Принцип измерения	Емкостной
Диапазон измерения	265...3000 мм (NSC-R-R)

	(возможны опции заказа для более мелких измерений) максимум 15 м (NSC-R-C)
Температура изм. среды	макс -20...+80 °C
Температура окр. среды	-20...+60 °C
Давление	-0.1 ...+0.5 бар
Электропроводность среды	$\varepsilon = 1.5$
Материалы	
Корпус	Поликарбонат, для АTEX – алюминий
Присоединение	нержавеющая сталь 1.4305
Зонды	NSC-R-R: нержавеющая сталь ПТФЭ-покрытие 1.4305 NSC-R-C: зонд в виде троса из нержавеющей стали, полипропиленовое покрытие, изоляция: полипропилен
Присоединение	G1 внешняя резьба
Адаптер	резьба G 1 1/4 и G 1 1/2 Круглый фланец Ø 110 мм, 200 мм Приварная муфта, внешний Ø40 мм
Положение крепления	вертикальное (NSC-R-C) вертикальное/наклонное (NSC-R-R)
Напряжение питания	18...36 В пост.тока, 24 В пер.тока, 110 пер.тока,

	230пер.тока, 50/60 Гц
Потребляемая мощность	1 Вт
Присоединение	через 1 (2) кабельных сальник M20
Контакты	релейный выход регулируемая чувствительность
Параметры питания	макс 250 Впер.тока 1 А
Степень защиты	IP65
ATEX-маркировка	1/2 D(EExia A) T 85°C IP 65



Рисунок 8-сигнализатор уровня Vega Swing 63-DA-GBV

2.6.2.4 Газоанализатор

В качестве газоанализатора проектом применен датчик сигнализатор загазованности СГОЭС (Рис.9)

Технические характеристики взрывозащищённого стационарного датчика-газоанализатора СГОЭС

Характеристики	Значения
Напряжение питания	от 18 до 32

СГОЭС, В	
Потребляемая мощность, Вт, не более	2 дежурный режим
	4,5 режим тревоги
Выходы	RS 485, MODBUS RTU, HART, Ethernet 4-20 мА, аналоговый (от 0 до 100 % НКПР), 2 сигнальных реле (изолированных, сухой контакт) с программируемым пороговым реле
Тип сенсора	инфракрасный
Газы	метан, этан, пропан, пропилен, гексан, метанол, бутан, пентан, изобутан, циклопентан, пары метилового и этилового спиртов (по требованию заказчика)
Диапазон измерений, % НКПР	от 0 до 100
Погрешность, % НКПР (при 0 - 100 % НКПР)	± 5
Влажность, %	95
Время отклика, сек (при 100 % НКПР метан)	$T_{50} \leq 1,9$
	$T_{60} \leq 10,5$
	$T_{90} \leq 14,5$
Диапазон рабочих температур СГОЭС, °С	от -60 до +85
Вид взрывозащиты	взрывонепроницаемая оболочка
Маркировка взрывозащиты	1ExdIICT4

Маркировка взрывозащиты	IP66
Исполнение корпуса	алюминий / нержавеющая сталь
Кабельный ввод	ExdU, FALS 01
Тип кабеля	КВБбШв 4×1,5; КВВГЭ (10,5 - 13,5 мм)
Диаметр, см	11,4
Длина, см	24,8
Вес, кг (с кронштейном)	3,5
Самодиагностика СГОЭС	автоматическая диагностика ошибки через выходные сигналы и оповещение



Рисунок 9- датчик сигнализатор загазованности СГОЭС

2.6.2.5 Плотномер

Принцип действия плотномера Плот-3 вибрационный: частота колебаний чувствительного элемента, погруженного в жидкость, функционально связана с плотностью жидкости, а добротность колебательной системы с кинематической вязкостью.

В качестве термометра используется платиновый преобразователь сопротивления.

Предел допускаемой основной относительной погрешности при измерении плотности составляет $\pm(0,05 \dots 0,1)\%$

Предел допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры $\pm 0,1^\circ\text{C}$.

Предел допускаемой абсолютной погрешности измерения кинематической вязкости $\pm(0,4 + 0,04 \cdot \nu) \text{ мм}^2/\text{с}$, где ν значение кинематической вязкости, $\text{мм}^2/\text{с}$.

Плотномер ПЛОТ-3 принимает управляющие команды и выдает измеренные плотности, температуры и вязкости жидкости по каналу от 5 до 20мА
Межповерочный интервал плотномера ПЛОТ-3 - 2 года.



Рисунок 10- плотномер Плот-3

2.6.2.6 Влагомер

Влагомер нефти поточный УДВН-1пм 0-2% предназначен для измерения содержания воды в нефти в автоматическом режиме.

Принцип действия влагомера основан на поглощении энергии микроволнового излучения эмульсией.

Измеряемая среда - нефть, сдаваемая нефтегазодобывающими предприятиями, транспортируемая потребителям и поставляемая нефтеперерабатывающим предприятиям организациями нефтепроводного транспорта.

Параметры измеряемой среды:

Содержание солей, мг/л, не более	900
Содержание сернистых соединений, мас. доля, % , не более	5
Содержание мехпримесей, мас. доля, % ,не более	0.1
Содержание парафина, мас. доля, %, не более	6
Содержание асфальтенов, об. доля, % , не более	10
Содержание свободного газа, об. доля, % , не более	2
Температура, С	+5 : +50
Диапазон плотности, кг/м ³	750-890
Давление в контролируемом трубопроводе МПа, не более	6,4



Рисунок 11- Влагомер нефти поточный УДВН-1

2.6.2.7 Пробоотборник нефти СТАНДАРТ-АЛ

Предназначен для ручного и автоматического отбора пробы из трубопроводов.

Состав изделия

- пробоотборник;
- блок программного управления БПУ - А;
- три баллона.

Характеристика отбираемого продукта

Массовая доля содержания воды, %, не более	98
Кинематическая вязкость, м ² /с, не более	120x10 ⁻⁶
Температура, °С	+5...+90
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,15
Концентрация хлористых солей, г/л, не более	30
Массовая доля содержания сернистых соединений, %, не более	3,5

Технические характеристики

Параметры электропитания :	
пробоотборника :	
- напряжение , В	380
- частота , Гц	50
- потребляемая мощность , ВА , не более	25
блока БПУ - А :	
- напряжение , В	220
- частота , Гц	50
Объем дозы пробы , отбираемой пробоотборником , может быть установлен , см ³	2...20
Объем пробы , вмещающейся в баллон , см ³ , не менее	3000
Габаритные размеры , мм :	
- пробоотборник	220x580x610
- баллон	220x190x190

- блок БПУ- А	200x250x155
Масса, кг, не более:	
- пробоотборник	17
- баллон	1,5
- блок БПУ- А	2,1

Пробоотборник нефти СТАНДАРТ-АЛ имеет взрывозащищенное исполнение, маркировка 1ExdII BT4.

Блок БПУ- А предназначен для установки вне взрывоопасных зонах.



Рисунок 11- Пробоотборник нефти СТАНДАРТ-АЛ

2.6.3 Выбор исполнительных механизмов

2.6.3.1 Выбор регулирующей задвижки

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

Регулирующее воздействие от исполнительного устройства должно изменять процесс в требуемом направлении для достижения поставленной задачи – стабилизации регулируемой величины.

В процессе замера параметров качества нефти необходимо регулировать давление на выходе БИК таким образом, чтобы оно было не выше заданного исходя из условий прочности трубопровода и не ниже заданного давления на входе в БИК. В качестве исполнительного механизма для регулирования давления нефти будем использовать Задвижку с электроприводом.

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

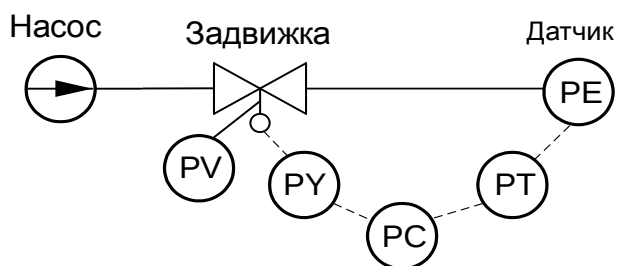


Рисунок 12- контур регулирования давления

Для быстрого и плавного изменения величины давления в настоящее время наибольшее распространение получил метод дросселирования потока. Дросселирующим устройством служит задвижка. Регулирование подачи задвижкой удобно тем, что с ее помощью можно быстро изменить режим работы насоса в зависимости от обстоятельств, т. е. если насос работает в переменном режиме. В то же время, если требуется какая-то определенная подача, то после остановки насос необходимо снова регулировать, выводя его на заданный режим работы. Для управления краном выбран электропривод РэмТЭК-02.

Взрывозащищенные многооборотные, поворотные, линейные электроприводы серии РэмТЭК-02 предназначены для управления трубопроводной арматурой Ду от 25 до 200 мм во взрывоопасных зонах классов 1 и 2 по ГОСТ Р 51330.9-99, в жестких условиях эксплуатации с расширенным температурным диапазоном окружающей среды (от -60 до +50 °С). Применение - Поворотные дисковые затворы, шаровые краны, клапаны для регулирования технологического параметра (давление, расход), запорная арматура (клиновое, шиберное и т.д.), в том числе для систем противоаварийной защиты (ПАЗ). Электропривод выпускается в четырех

модификациях по способу управления электродвигателем "V", "S", "M" и "R". Для решения задач регулирования рекомендуется электропривод модификации "V" со встроенным преобразователем частоты. Для управления запорной арматурой рекомендуется применение электропривода модификации "S", "M", "R". Основные функции - управление трубопроводной арматурой с отключением по моменту, положению (модификации "S", "M", "R")- управление трубопроводной арматурой с регулированием крутящего момента, скорости, положения (модификация "V") регулирование технологических параметров (давление, расход, температура) с помощью встроенного ПИД-регулятора (модификация "V") полный комплекс защит электродвигателя дистанционное управление электроприводом с помощью встроенного модуля ввода/вывода, включающего в себя, в зависимости от модификации по интерфейсным сигналам:- аналоговое управление 4...20 мА управление и сигнализацию по дискретным входам/выходам встроенные интерфейсы RS-485 (Modbus RTU) и CAN управление электроприводом со встроенного поста управления, с ПДУ или с помощью ручного дублера самоторможение выходного звена при исчезновении питания для линейного и поворотного исполнений самодиагностика аварийных и предаварийных событий и сохранение их в "черном ящике" с привязкой ко времени

Технические характеристики

Маркировка взрывозащиты	1ExdIIBT4
Степень защиты	IP67
Диапазон температур эксплуатации, °C	от -60 до +50
Напряжение питания РэмТЭК-02 модификации "V", однофазное, В	220 (-50 %, +47 %)
Напряжение питания РэмТЭК-02 модификации "S", "M", "R", трехфазное, В	380 (-50 %, +47 %)

Особенности

Электропривод РэмТЭК-02 модификации "V" конструктивного исполнения "2" построен на основе преобразователя частоты со встроенным алгоритмом векторного управления.

- Использование частотного управления электродвигателем позволяет гибко и точно формировать закон перемещения выходного звена с регулированием крутящего момента и скорости в соответствии с трехзонной диаграммой движения
- Скорость изменяется в диапазоне от 10 до 200 % для обеспечения точного позиционирования затвора арматуры и для достижения требуемого времени перекрытия
- Максимальный момент электропривода обеспечивается при токах, не превышающих двойной номинальный ток электродвигателя. Пусковые токи не превышают двойного номинального тока двигателя. Это снижает нагрузку на подстанцию питания и уменьшает сечение подводящего кабеля
- Сохранение максимального момента электропривода при просадке питания до минус 50 % от номинального
- Непрерывный контроль сопротивления изоляции обмоток электродвигателя по уровню 0,5 Мом
- Контроль наличия электродвигателя
- Настройка срабатывания защит для систем ПАЗ
- Напряжение питания 220 В



Рисунок 13- Электропривод РэмТЭК-02 модификации "V"

В качестве регулирующей задвижку будет использоваться Задвижка 30нж941нж Ду 50, Ру 16 атм., под электропривод (рисунок 14)

- Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем 30нж941нж под электропривод применяется для дистанционного управления потоком рабочей среды на трубопроводах с давлением до 1,6 МПа. При подаче сигнала на электропривод происходит вращение резьбовой втулки, что влечет за собой перемещение шпинделя и клина, в результате совершается открытие или закрытие потока рабочей среды. Затвор задвижки 30нж941нж представляет собой два диска, расположенных под углом друг к другу. По конической поверхности в крышке проходит верхнее уплотнение шпинделя. Задвижка преимущественно используется в качестве запорного устройства, в редких случаях допускается применение в качестве регулирующей арматуры.
- Задвижка под электропривод относится к трубопроводной запорной или запорно-регулирующей арматуре. Задвижки под электропривод устанавливаются на ответственные участки трубопроводов, на транспортных и технологических линиях, нефтепроводах. Особенностью задвижки данного вида является управление, которое осуществляется в автоматическом режиме с дистанционного пульта или локально, непосредственно на месте размещения задвижки. При отсутствии электропитания многие задвижки под электропривод могут функционировать в ручном режиме, для этого устанавливается ручной дублер. Задвижки под электропривод обладают рядом преимуществ, к которым можно отнести простоту конструкции, компактные размеры и малое гидравлическое сопротивление. Задвижка под электропривод работает одинаково эффективно, независимо от диаметра условного прохода и большинства параметров рабочей среды.



Рисунок 14- Задвижка 30нж941нж Ду 50

2.6.2 Разработка схемы соединения внешних проводов

Кабельная продукция, применяемая для БИК, ее размещение, конструктивное исполнение средств монтажа должны соответствовать требованиям ПУЭ и РД-06.02-72.60.00-КТН-059-1-2005 для взрывоопасных зон класса В-1а, В-1г (по принадлежности устройств).

Все измерительные цепи от преобразователей до вторичной аппаратуры должны прокладываться экранированными кабелями. Должно быть предусмотрено число резервных жил в размере не менее 10 % от числа рабочих жил.

Прокладку кабелей от кабельных лотков до клеммных коробок и до исполнительных механизмов осуществлять в водогазопроводных трубах по ГОСТ 3262-75 и металлорукаве. Крепление труб и металлорукава осуществлять скобами и хомутами. Окраска труб должна по цвету отличаться от окраски технологических трубопроводов.

Открыто прокладываемые кабели должны быть удалены от задвижек, вентилях, обратных клапанов и другой технологической арматуры не менее чем на 150 мм.

Трасса прокладки кабелей должна выбираться таким образом, чтобы на кабели не попадали химически активные вещества из технологических трубопроводов.

Внутренние поверхности коробов не должны иметь заусенцев, острых кромок и других дефектов, из-за которых может быть повреждена изоляция кабелей.

Кабели в коробах должны укладываться свободно без натяжения.

Кабели, укладываемые в несколько рядов (пучками), должны быть соединены между собой стяжками. Заполнение коробов кабелями должно быть выполнено не более чем на 50 - 60 % от их объема.

Маркировку кабелей необходимо наносить с двух сторон от мест ввода в клеммную коробку и в оборудование.

При прокладке кабелей систем автоматизации следует соблюдать требования главы 2.3. «Кабельные линии напряжением до 220 кВ» ПУЭ и дополнительные правила разделения цепей:

- цепи сигналов управления и сигнализации напряжением 220 В переменного тока и 24 В постоянного тока должны прокладываться в разных кабелях;
- аналоговые сигналы должны передаваться с помощью экранированных кабелей отдельно от цепей сигналов управления и сигнализации;
- сигналы последовательной передачи данных (интерфейсные соединения) передаются по кабелям типа «витая пара», «коаксиальным» или оптоволоконным;
- сигналы управления и контроля для взаиморезервируемых механизмов, устройств должны передаваться в разных кабелях;
- цепи отдельных шлейфов пожарной сигнализации должны прокладываться в разных кабелях.

При прокладке кабелей искробезопасных электрических цепей следует соблюдать требования главы 7.3. ПУЭ «Электроустановки во взрывоопасных зонах».

Сеть освещения должна быть выполнена медным кабелем. Количество жил принять с учетом назначения (фазный, нулевой рабочий и нулевой защитный проводники). Выполнить монтаж осветительной сети в соответствии с требованиями седьмого издания ПУЭ и ГОСТ Р 50462-92.

В схемах электрических соединений, выполняемых в рамках рабочей документации на БИК, должны указываться места и длины трасс прокладки кабелей по разрабатываемым технологическим блокам.

При совместной прокладке кабелей систем автоматизации следует руководствоваться приведенными в таблице 5 расстояниями между кабелями.

Таблица 6- прокладка кабелей систем автоматизации нормативы расстояние

Расстояние между кабелями, мм	Высоковольтный кабель	Силовой кабель ~ 380 В	Кабель Управления и сигнализации ~220В	Кабель Управления и Сигнализации 24 В постоянного тока	Кабель с Аналоговыми Сигналами, кабель системы связи	Кабель с Интерфейсными сигналами
Высоковольтный кабель	Н/н	Н/н	250	400	600	800
Силовой кабель ~ 220 В	Н/н	Н/н	100	250	250	400
Кабель Управления и Сигнализации ~ 220 В	250	100	Н/н	100	100	100
Кабель Управле-	400	250	100	Н/н	Н/н	100

ния и сигнализа- ции 24 В постоянн ого тока						
Кабель с Аналого- выми Сигнала- ми, кабель систем связи	600	250	100	Н/н	Н/н	Н/н
Кабель с интерфей сными сигналам и	800	400	100	100	Н/н	Н/н

2.6.3 Выбор алгоритмов управления АС БИК

2.6.3.1 Алгоритм сбора данных измерений

В автоматизированной системе на разных уровнях управления используются различные алгоритмы:

- алгоритмы пуска (запуска)/ останова технологического оборудования (релейные пусковые схемы) (реализуются на ПЛК и SCADA-форме),
- релейные или ПИД-алгоритмы автоматического регулирования технологическими параметрами технологического оборудования (управление

положением рабочего органа, регулирование давления, и т. п.) (реализуются на ПЛК),

- алгоритмы управления сбором измерительных сигналов (алгоритмы в виде универсальных логически завершенных программных блоков, помещаемых в ППЗУ контроллеров) (реализуются на ПЛК),

- алгоритмы автоматической защиты (ПАЗ) (реализуются на ПЛК),

- алгоритмы централизованного управления АС (реализуются на ПЛК и SCADA-форме) и др.

В данном курсовом проекте разработаны следующие алгоритмы АС:

- алгоритм сбора данных измерений,

- алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

Для представления алгоритма пуска/останова и сбора данных будем использовать правила ГОСТ 19.002.

2.6.3.2 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

В процессе необходимо поддерживать давление нефти входе в БИК, чтобы оно не превышало заданного уровня, исходя из условий прочности трубопровода, и не падало ниже заданного уровня, исходя из условий кавитации насосных агрегатов. Поэтому в качестве регулируемого параметра технологического процесса выбираем давление нефти в нагнетательном коллекторе на выходе насосного агрегата. В качестве алгоритма регулирования будем использовать алгоритм ПИД регулирования, который позволяет обеспечить хорошее качество регулирования, достаточно малое время выхода на режим и невысокую чувствительность к внешним возмущениям.

Данная схема состоит из следующих основных элементов: задание, ПЛК с ПИД-регулятором, регулирующий орган, объект управления.

Функциональная схема системы поддержания давления в трубопроводе приведена на рисунке 15:



Рисунок 15- Функциональная схема системы поддержания давления

Объектом управления является участок трубопровода после насосного агрегата. С панели оператора задается давление, которое необходимо поддерживать в трубопроводе. Далее это давление приводится к унифицированному токовому сигналу 4-20 мА и подается на ПЛК. В ПЛК также подается значение с датчика давления, происходит сравнение значений, и формируется выходной токовый сигнал. Этот сигнал подается на преобразователь, на выходе которого имеет напряжение питания электропривода задвижки. Задвижка с электроприводом преобразует электрическую энергию в поступательное движение штока задвижки, в результате чего происходит изменение давления в трубопроводе.

В процессе управления объектом необходимо поддерживать давление на выходе равное 4-5 МПа, поэтому в качестве передаточной функции задания выступает ступенчатое воздействие, которое в момент запуска программы меняет свое значение с 0 до 5.

2.6.4 Экранные формы АС БИК

Для оперативного оповещения оператора о ходе технологического процесса для SCADA-системы разработаны типовые экранные формы технологического процесса БИК

При отображении на мнемосхемах информации о состоянии объекта контроля и управления в параметрах работы оборудования используются следующие цвета:

Цвет тревог и сообщений		Цвет квитированных тревог		Типы сообщений и тревог
	красный		Розовый	– тревоги; – превышение нижнего предаварийного предела; – превышение верхнего предаварийного предела; – системные ошибки
	Голубой			– сообщения статусов; – системные сообщения
	Светло-зеленый			– сообщения процесса
	желтый		Светло-желтый	– предупреждения; – превышение нижнего предупредительного предела; – превышение верхнего предупредительного предела
	фиолетовый		Светло-фиолетовый	– ошибка; – неисправность
	Белый			– сообщения диагностики системы; – сигналы тревог, которые вернулись в исходное состояние

Описание мнемосхем и окон панели оператора ЭФ "Панель меню", ЭФ "Панель сигнализаций и сообщений", ЭФ "Технологическая схема" (Рисунок 16).

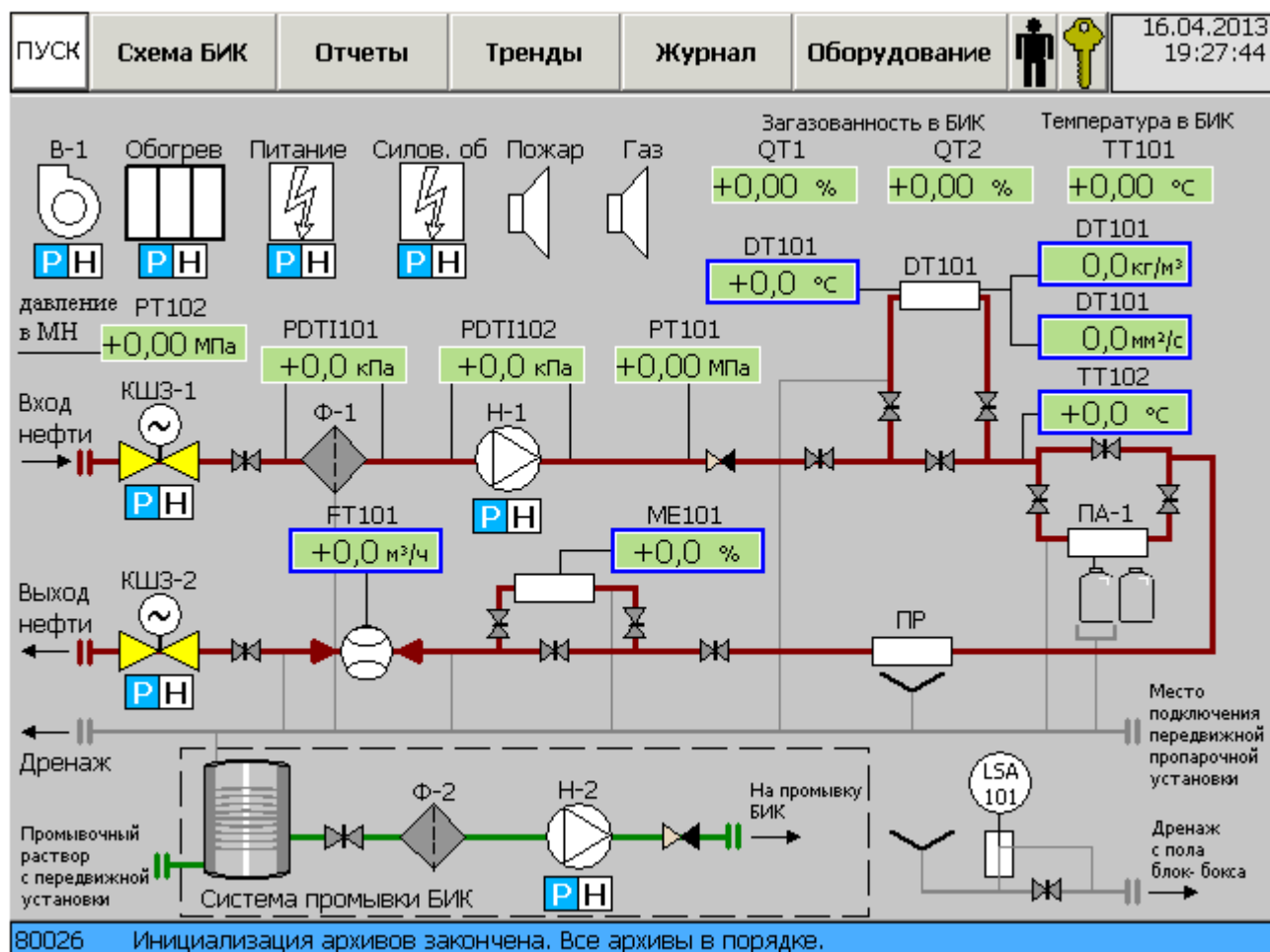


Рисунок 16 – Вид экрана сенсорной операторской панели (СОП)

2.6.4.1 Типы экранных форм

Элементами приложения СОП являются экранные формы.

Все экранные формы делятся на четыре типа.

Экранные формы первого типа отображаются на экране СОП БИК постоянно. К данным экранным формам относятся:

- ЭФ "Панель меню" (располагается в верхней части экрана);
- ЭФ "Панель сигнализаций и сообщений" (располагается в нижней части экрана).

Экранные формы второго типа занимают основную часть экрана и располагаются под ЭФ "Панель меню". Экранные формы второго типа вызываются с экранных форм первого типа. К данным экранным формам относятся:

- ЭФ "Технологическая схема";
- ЭФ "Отчеты";
- ЭФ "Тренды";
- ЭФ "Журнал";
- ЭФ "Оборудование";

2.6.4.2 Экранные формы первого типа

ЭФ "Панель меню"

ЭФ "Панель меню" (Рисунок 12) содержит кнопки вызова всех ЭФ второго типа, индикатор текущей даты и текущего времени, логотип разработчика и имя зарегистрированного пользователя в системе.

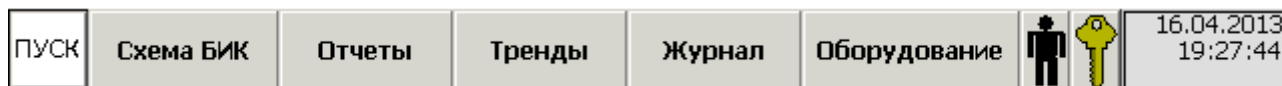
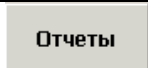
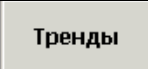
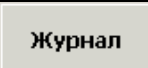
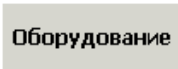
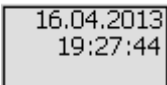


Рисунок 17 – ЭФ "Панель меню"

Элементы ЭФ "Панель меню" приведены в таблице 7.

Таблица 7 -Элементы ЭФ "Панель меню"

Элемент панели меню	Назначение
ПУСК	Кнопка выхода из ПО СОП в операционную систему (доступна только для пользователей с правами доступа администратора)
Схема БИК	Кнопка вызова ЭФ "Технологическая схема"

Элемент панели меню	Назначение
	Кнопка вызова ЭФ "Отчеты"
	Кнопка вызова ЭФ "Тренды"
	Кнопка вызова ЭФ "Журнал"
	Кнопка вызова ЭФ "Оборудование"
	Кнопка вызова Ошибка! Источник ссылки не найден.
	Кнопка вызова Ошибка! Источник ссылки не найден.
	Кнопка завершения работы пользователя
	Индикатор текущих даты, времени и зарегистрированного пользователя, а также кнопка вызова Ошибка! Источник ссылки не найден.

ЭФ "Панель сигнализаций и сообщений"

ЭФ "Панель сигнализаций и сообщений (Рисунок) служит для:

- вывода сообщений о нарушениях, возникших в технологическом процессе, в порядке их появления;
- вывода сообщений об изменениях состояния и режима работы технологического оборудования;
- вывода сообщений о результатах выполнения действий по управлению оборудованием.

110001 Переход в режим работы 'онлайн'.

Рисунок 18 – ЭФ "Панель сигнализаций и сообщений"

Сообщения выводятся в формате: код сообщения, текст сообщения.

Для того чтобы посмотреть более подробную информацию и/или квитировать сигнализацию, необходимо нажать кнопку Журнал на ЭФ "Панель меню" При этом откроется ЭФ "Журнал".

2.6.4.3 Экранные формы второго типа

ЭФ "Технологическая схема"

Вызов ЭФ "Технологическая схема" (Рисунок 19) осуществляется нажатием кнопки "Схема БИК" на ЭФ "Панель меню" (Рисунок 17) и представляет собой мнемосхему, отображающую данные технологического оборудования, относящегося к БИК.

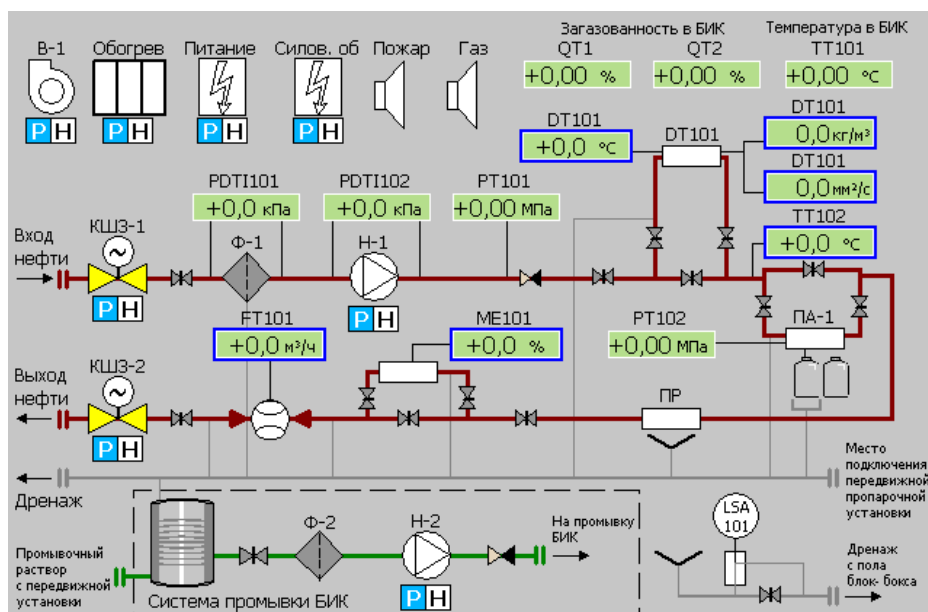
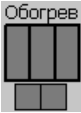
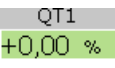
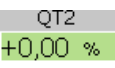
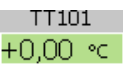
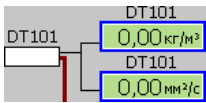
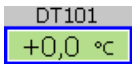
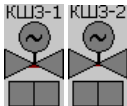
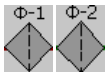
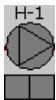
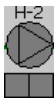


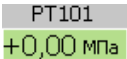
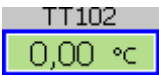
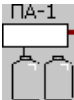
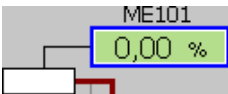
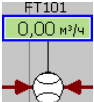
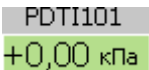
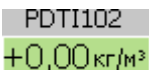
Рисунок 19 – ЭФ "Технологическая схема"

Описание элементов технологического оборудования представлено в таблице 7.

Таблица 8- элементы ЭФ

Элемент ЭФ	Описание
	Вентилятор, при нажатии на УГО открывается окно третьего типа Ошибка! Источник ссылки не найден.
	Обогреватель, при нажатии на УГО открывается окно третьего типа Ошибка! Источник ссылки не найден.
	Состояние электропитания, при нажатии на УГО открывается окно третьего типа Ошибка! Источник ссылки не найден.
	Состояние силового оборудования, при нажатии на УГО открывается окно третьего типа Ошибка! Источник ссылки не найден.
	Пожарный извещатель, при нажатии на УГО открывается окно третьего типа Ошибка! Источник ссылки не найден.
	Извещатель загазованности, при нажатии на УГО открывается окно третьего типа Ошибка! Источник ссылки не найден.
 	Датчики загазованности QT1, QT2, при нажатии на УГО открывается окно третьего типа Ошибка! Источник ссылки не найден.
	Температура в помещении БИК TT101, при нажатии на УГО открывается окно третьего типа Ошибка! Источник ссылки не найден.

Элемент ЭФ	Описание
	Плотномер DT101: плотность, вязкость, при нажатии на УГО открывается окно третьего типа Ошибка! Источник ссылки не найден.
	Температура плотномера DT101, при нажатии на УГО открывается окно третьего типа Ошибка! Источник ссылки не найден.
	Обозначение движения жидкости
	Краны с электроприводом КШЗ-1, КШЗ-2, при нажатии на УГО открывается окно третьего типа
	Обозначение нефтепровода
	Обозначение трубопровода дренажа
	Кран без электропривода
	Фильтры Ф-1 и Ф-2
	Насос прокачки Н-1, при нажатии на УГО открывается окно третьего
	насос системы промывки Н-2, при нажатии на УГО открывается окно третьего типа

Элемент ЭФ	Описание
 	Датчики давления РТ101, РТ102, при нажатии на УГО открывается окно третьего типа
	Датчик температуры ТТ102, при нажатии на УГО открывается окно третьего типа
	Пробоотборник автоматический ПА-1, при нажатии на УГО открывается окно третьего типа
	Пробоотборник ручной
	Датчик влагосодержания МЕ101, при нажатии на УГО открывается окно третьего типа
	Датчик расхода нефти, при нажатии на УГО открывается окно третьего типа
	Обратный клапан
	Сигнализатор уровня при нажатии на УГО открывается окно третьего типа
	Перепад давления на фильтре РДТИ10, при нажатии на УГО открывается окно третьего типа
	Перепад давления на насосе РДТИ102, при нажатии на УГО открывается окно третьего типа

ЭФ позволяет следить за состоянием технологических объектов и вызывать ЭФ управления технологическими объектами.

ЭФ "Отчеты"

Вызов ЭФ "Отчеты" осуществляется нажатием кнопки "Отчеты" на ЭФ "Панель меню" и предназначена для выбора и просмотра отчетов, формируемых БЗП, за 2 часа, 12 часов, сутки, месяц.

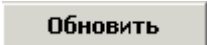
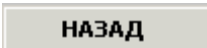
Архив основной БЗП	2 часа 00 ч. 00.00.0  	12 часов 00 ч. 00.00.0  	сутки 00 ч. 00.00.0  	месяц 00 ч. 00.00.0  
Плотность в РУ, кг/м³	0,0	0,0	0,0	0,0
Плотность при 15°C, кг/м³	0,0	0,0	0,0	0,0
Плотность при 20°C, кг/м³	0,0	0,0	0,0	0,0
Температура нефти, °C	0,0	0,0	0,0	0,0
Объемная доля воды, %	0,00	0,00	0,00	0,00
Массовая доля воды, %	0,00	0,00	0,00	0,00
Вязкость нефти, мм²/с	0,0	0,0	0,0	0,0
Давление, МПа	0,00	0,00	0,00	0,00
Обновить	ОШИБКА ЧТЕНИЯ ДАННЫХ АРХИВА			НАЗАД

Рисунок 20 – ЭФ "Отчеты"

Описание элементов представлено в таблице 9.

Таблица 9-Описание элементов

Элемент ЭФ	Описание
Плотность в РУ, кг/м³	Название параметра и единицы измерения
0,0	Значение параметра
	Кнопка загрузки предыдущего отчета

Элемент ЭФ	Описание
	Кнопка листания следующего отчета
	Кнопка для обновления данных отчета
	Кнопка для перехода к предыдущей ЭФ
	Индикация ошибки чтения данных из БЗП при перелистывании

ЭФ "Тренды"

Вызов ЭФ "Тренды" осуществляется нажатием кнопки "Тренды" на ЭФ "Панель меню" и представляет собой мнемосхему, отображающую графики аналоговых параметров и таблицу с названиями параметров, значениями визира, временем визира.

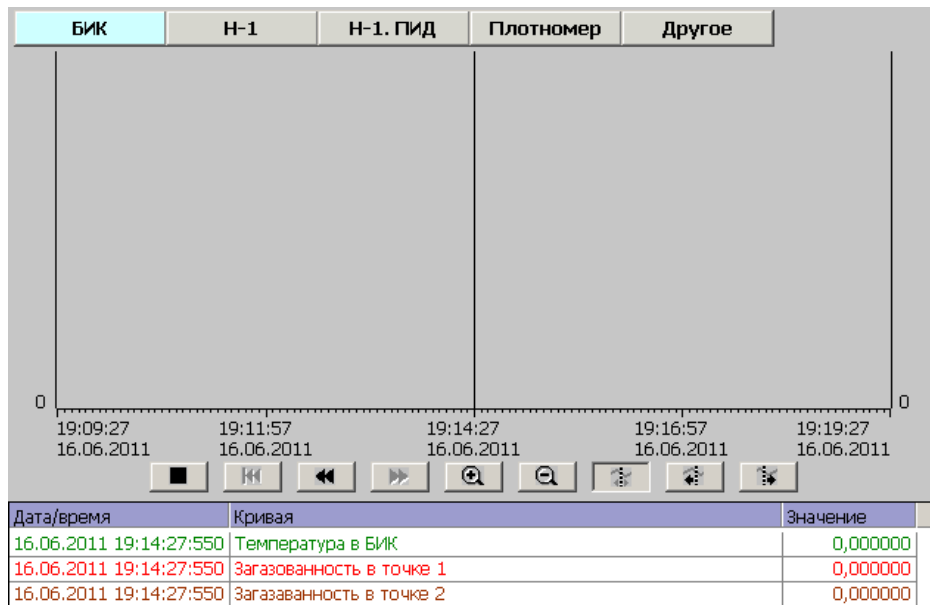


Рисунок 21 – ЭФ "Тренды"

Описание элементов представлено в таблице 10.

Таблица 10- Описание элементов

Элемент ЭФ	Описание
	кнопка выбора показа тренда данных плотномера; Плотность в р.у. – шкала значений слева от поля тренда; Плотность приведенная к температуре 20°C – шкала значений слева от поля тренда; Вязкость – шкала значений справа от поля тренда; если выбран набор этих параметров, цвет кнопки – голубой

Элемент ЭФ	Описание
	кнопка выбора показа тренда данных насоса: перепад давления на фильтре Ф-1 – шкала значений слева от поля тренда; перепад давления на насосе Н-1 – шкала значений слева от поля тренда; давление после насоса Н-1 – шкала значений справа от поля тренда; если выбран набор этих параметров, цвет кнопки – голубой
	кнопка выбора показа тренда данных ПИД-регулирования насоса: частота – шкала значений слева от поля тренда; объемный расход – шкала значений справа от поля тренда; массовый расход – шкала значений справа от поля тренда; если выбран набор этих параметров, цвет кнопки – голубой
	кнопка выбора показа тренда данных в помещении БИК: температура в БИК – шкала значений слева от поля тренда; Загазованность в точке 1 – шкала значений справа от поля тренда; Загазованность в точке 2 – шкала значений справа от поля тренда; если выбран набор этих параметров, цвет кнопки – голубой

Элемент ЭФ	Описание
	кнопка выбора показа тренда остальных данных: Температура по плотномеру – шкала значений слева от поля тренда; Давление в трубопроводе в колодце отбора проб – шкала значений справа от поля тренда; Массовая доля воды в нефти – шкала значений справа от поля тренда; если выбран набор этих параметров, цвет кнопки – голубой
	кнопка перехода в архивный режим показа тренда
	Кнопка перехода в оперативный режим показа тренда
	Кнопка перехода к началу тренда
	Кнопка листания тренда назад
	Кнопка листания тренда вперед
 	Кнопки масштабирования по временной шкале
	Кнопка установки визира
	Кнопка для движения визира влево
	Кнопка для движения визира вправо

ЭФ "Журнал"

Вызов ЭФ "Журнал" осуществляется нажатием кнопки "Журнал" на ЭФ "Панель меню" и содержит три режима просмотра:

сообщения – отображаются только сообщения;

архивные тревоги – отображаются архивные тревоги и события, вид журнала аналогичен режиму "сообщения" , доступны для просмотра 20 000 последних тревог и сообщений;

активные тревоги – отображаются текущие подтвержденные и не подтвержденные тревоги;

Активные Сообщения Архив				
Тип	Дата	Время	Статус	Текст
C	20.06.2011	13:47:43	B	Инициализация архивов закончена. Все архивы в порядке.
C	20.06.2011	13:47:43	B	Импорт списка пользователей успешно завершен.
C	20.06.2011	13:47:43	B	Старт импорта списка пользователей.
C	20.06.2011	13:47:43	B	Инициализация архивов начата.

Рисунок 22 – ЭФ "Журнал" для режима сообщения

Активные		Сообщения		Архив		Подтвердить		НАЗАД	
Тип	Дата	Время	Статус	Текст					
Н	20.06.2011	13:08:14	АП	АП1-0. Обрыв					
Н	20.06.2011	13:08:42	АП	АП1-1. Короткое замыкание или ошибка					
Н	20.06.2011	13:08:59	А	АП1-2. Обрыв					

Рисунок 23 – ЭФ "Журнал" для режима активные тревоги

Описание элементов ЭФ "Журнал"представлено в таблице 11

Таблица 11-ЭФ "Журнал"

Элемент ЭФ	Описание
Активные	кнопка перехода к показу журнала активных тревог
Сообщения	кнопка перехода к показу журнала сообщений
Архив	кнопка перехода к показу архива тревог
Подтвердить	кнопка подтверждения активных тревог

Журнал представляет собой таблицу со следующими колонками:

- Тип – тип тревоги и сообщения;
- Дата – дата возникновения тревог и сообщений;
- Время – время возникновения тревог и сообщений;
- Статус – статус сообщения тревог и сообщений;
- Текст – описание тревог и сообщений;

В таблице 12 показаны типы сообщений, отображаемых в колонке "Тип".

Таблица 12- типы сообщений, отображаемых в колонке "Тип".

Тип тревоги/сообщения	Описание
Т	Тревога
СС	сообщение состояния
СП	сообщение процесса
П	предупреждение
О	Ошибка
НП	превышение нижнего предупредительного предела
НА	превышение нижнего предаварийного предела
Н	неисправность
ВП	превышение верхнего предупредительного предела
ВА	превышение верхнего предаварийного предела
С	системные сообщения
О	Ошибка
S7	сообщения диагностики системы

В таблице 13 показаны типы сообщений, отображаемых в колонке "Статус".

Таблица 13- типы сообщений, отображаемых в колонке "Статус".

Статус сообщения	Описание
А	тревога активна
АП	тревога активна и подтверждена
АН	тревога не активна, но не подтверждена
АНП	тревога не активна и подтверждена
В	сообщение состояния установлено, системные сообщения, сообщения диагностики
С	сообщение состояния ушло

ЭФ "Оборудование"

Вызов ЭФ "Оборудование" осуществляется нажатием кнопки "Оборудование" на ЭФ "Панель меню" и содержит диагностику оборудования СУ.

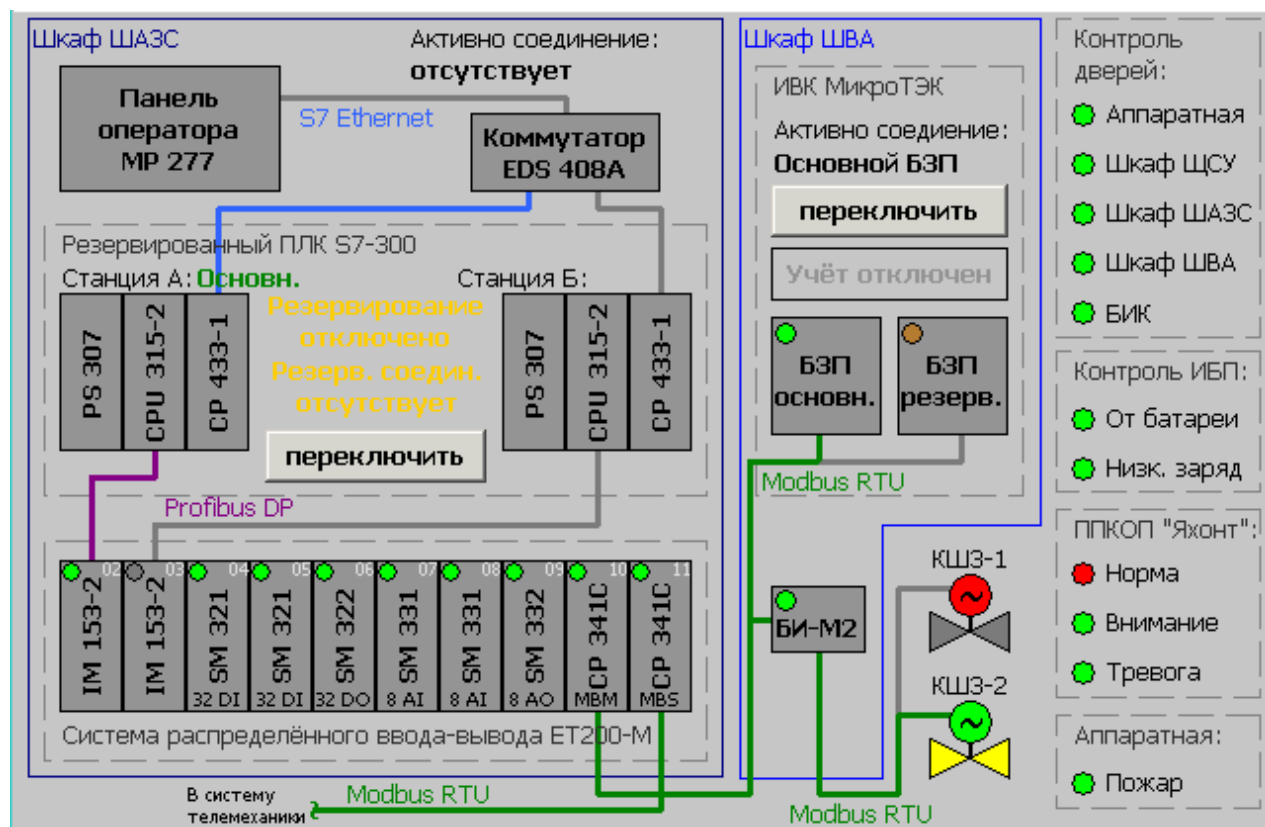
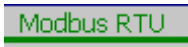
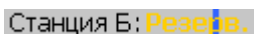
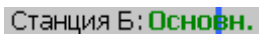


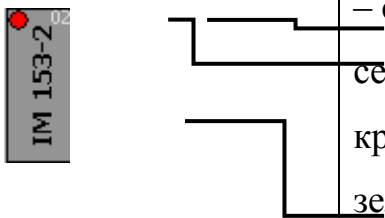
Рисунок 24 – ЭФ "Оборудование"

Основные элементы управления на ЭФ "Оборудование" приведены в таблице 14.

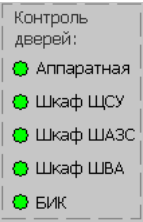
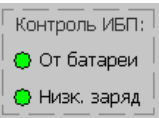
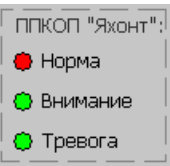
Таблица 14 -элементы управления на ЭФ "Оборудование"

Элемент ЭФ	Описание
Активно соединение: отсутствует	В поле отображения статуса установленного соединения, отображаются сообщения: отсутствует – если нет связи ни с одним из резервных ПЛК; станция А – если установлена связь с ПЛК "Станция А"; станция В – если установлена связь с ПЛК "Станция В"; причем связь может быть установлена только с одной из станций

Элемент ЭФ	Описание
 	линия связи S7 Ethernet, отображается цветом: серый – связь отсутствует; синий – связь в норме
 	линия связи Profibus DP, отображается цветом: серый – связь отсутствует; фиолетовый – связь в норме
 	линия связи Modbus RTU, отображается цветом: серый – связь отсутствует; зеленый – связь в норме
	состояние резервирования "Станции А": режим работы основной
	состояние резервирования "Станции А": режим работы резервный
	состояние резервирования "Станции Б": режим работы резервный
	состояние резервирования "Станции Б": режим работы основной

Элемент ЭФ	Описание
Резервирование отключено Резервирование включено	состояние резервирования ПЛК, возможные состояния: резервирование отключено; резервирование включено
Резерв. соедин. отсутствует Резерв. соедин. активно	Состояние канала связи между резервированными ПЛК
переключить	кнопки переключения активного соединения с ПЛК и БЗП
	УГО модулей ввода вывода. Состав: – позиционное обозначение; – состояние модуля: - серый – нет данных; - красный – отказ; - зеленый – норма; – название модуля
Активно соединение : Основной БЗП Активно соединение : Резервный БЗП	состояние активного соединения сБЗП, т.е. того соединения с которого берутся данные для отчетов и отображения на схеме

Элемент ЭФ	Описание
	УГО модулей БЗП: – состояние связи с модулем: серый – нет данных; коричневый – обмен отключен; красный – нет связи; зеленый – связь есть; – название БЗП: БЗП основной; БЗП резервный
	УГО модуля БИ-М2: – состояние связи с модулем: серый – нет данных; коричневый – обмен отключен; красный – нет связи; зеленый – связь есть; – название модуля
	УГО связи с краном: – состояние связи с краном: серый – нет данных; коричневый – обмен отключен; красный – нет связи; зеленый – связь есть; – положение крана

Элемент ЭФ	Описание
	панель контроля за положением дверей, состояние индикаторов: желтый – открыто; зеленый – закрыто
	панель контроля за состоянием ИБП, состояния индикаторов: – для параметра "Низкий заряд": зеленый – норма; красный – низкий заряд; – для параметра "От батареи" желтый – питание от батареи; зеленый – питание от сети
	панель контроля состояния модуля "Яхонт", состояние индикаторов: – для параметра "Норма": зеленый – норма; красный – не норма; – для параметра "Внимание": зеленый – норма; желтый – установлен сигнал "Внимание"; – для параметра "Тревога": зеленый – норма; красный – установлен сигнал "Тревога"

Элемент ЭФ	Описание
Аппаратная: ● Пожар	панель контроля состояния пожарной сигнализации в аппаратной, состояние индикаторов: зеленый – норма; красный – установлен сигнал "Пожар"
Учёт отключен	индикация наличия учета – учет отключен
Учёт включен	индикация наличия учета – учет включен

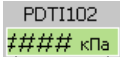
2.6.4.4 Мнемознаки

Условные графические обозначения (УГО) параметров и управляющих устройств, расположенные на мнемосхемах, предназначены для отображения текущих значений параметров и состояния оборудования.

Структура УГО аналоговых параметров приведена таблице 15.

Таблица 15- Структура УГО аналоговых параметров

Вид состояния элемента	Описание
PT101 +0,00 мПа	– значение параметра в норме
PT101 +1,40 мПа	– значение параметра превысило предупредительный уровень
PT101 +1,40 мПа	– значение параметра превысило предаварийный уровень
PT101 +1,40 мПа	– для параметра установлен режим имитации (синяя)

Вид состояния элемента	Описание
	рамка)
	–нет связи с контроллером или выход параметра за пределы форматирования
	– неисправность канала связи (обрыв, короткое замыкание, отсутствует модуль)

Структура УГО состояния управления оборудованием приведена в таблице 16.

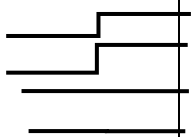
Таблица 16- Структура УГО состояния управления оборудованием

Вид состояния элемента	Описание
	– управление местное
	– управление дистанционное ручное
	– режим работы автоматический
	– состояние в норме
	– Управление заблокировано по защита

Структура УГО насосов приведена в таблице 16.

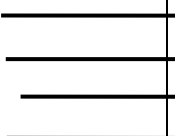
Таблица 16- Структура УГО насосов

Вид состояния элемента	Описание
---------------------------	----------

Вид элемента	состояния	Описание
		позиционное обозначение насоса состояние насоса состояние аварии насоса режим управления насосом (Таблица)
		– насос включен
		– насос выключен
		– авария насоса
		– насос в ремонте
		– нет данных (полностью серый элемент)

Структура УГО крана представлена в таблице 17.

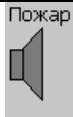
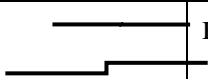
Таблица 17- Структура УГО крана

Вид элемента	состояния	Описание
		позиционное обозначение крана режим работы крана состояние положения крана режим управления краном (Таблица)
Цветовое кодирование режима работы крана:		
		– ремонт
		– неисправность привода крана
		– состояние крана в норме
Цветовое кодирование состояния положения крана:		

Вид элемента	состояния	Описание
		– кран в промежуточном положении
		– кран закрыт
		– кран открыт
		– кран открывается
		– кран закрывается
		– ошибка положения
		– нет данных (полностью серый элемент)

Структура УГО извещателя пожарного представлена в таблице 18.

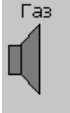
Таблица 18- Структура УГО извещателя пожарного

Вид элемента	состояния	Описание
		название оборудования состояние пожарного извещателя
		– пожарный извещатель в ремонте
		– нет сигнализации
		– проверка пожарного извещателя
		– нет данных
		– установлен сигнал "Внимание"
		– установлен сигнал "Пожар", включена световая сигнализация

Вид состояния элемента	Описание
	– установлен сигнал "Пожар", включена световая и звуковая сигнализация

Структура УГО извещателя загазованности представлена в таблице 19.

Таблица 19- Структура УГО извещателя загазованности

Вид состояния элемента	Описание
	название оборудования состояние извещателя загазованности
	– извещатель загазованности в ремонте
	– нет сигнализации
	– имитация извещателя загазованности
	– нет данных
	– установлен сигнал "Порог 1"
	– установлен сигнал "Порог 2", "Длительный порог 1", включена световая сигнализация
	установлен сигнал "Порог 2", "Длительный порог 1", включена световая и звуковая сигнализация

2.6.4.5 Состав информационного обеспечения

Представлены три уровня хранения и сбора информации в АСУ ТП :

1. нижний уровень (уровень сбора и обработки);
2. средний уровень (уровень текущего хранения);

3. архивное хранение (уровень архивного хранения).

На нижнем уровне данные физических устройств ввода/вывода. Они включают аналоговые и дискретные сигналы, данные о вычислении и преобразовании.

Средний уровень буферная база данных, которая является как приёмником, запрашивающим данные от внешних систем, так и их источником. Другими словами, он выполняет роль маршрутизатора информационных потоков от систем автоматики и телемеханики к графическим экранным формам АРМ-приложений. На этом уровне из полученных данных ПЛК формирует пакетные потоки информации.

Сигналы между контроллерами и между контроллерами верхнего уровня и АРМ оператора передаются по ModBus.

На верхнем уровне структурируется наборами экранных форм АРМ. Экранные формы сориентированы на информационные потребности оператора.

Генерация отчетов выполняется по следующим расписаниям:

- 2-х часовой отчет;
- каждые пол суток;
- каждые сутки;
- каждый месяц;

База данных архивного хранения объектная база данных (ОБД) содержит следующие наборы данных:

- параметров состояния технологического процесса, сохраняемых с фиксированной частотой;
- архива оперативных сводок;
- журнала событий
- архива отчетов.

2.6.4.6 Носители данных и принципы распределения информации

На уровне сбора и обработки актуальность данных позволяет хранить их в оперативной памяти ПЛК. База этого уровня содержит следующие данные:

- данные модулей ввода/вывода;
- данные диагностики системы;
- данные преобразования;
- данные управления и сигнализации.

Распределение данных модулей ввода/вывода определяется физическим подключением поставщика данных и конфигурацией конкретного контроллера. Данные остальных типов располагаются в блоках памяти, выделенных произвольно.

База данных уровня текущего хранения располагается в памяти ПЛК.

Данные уровня архивного хранения хранятся на накопителе на жестких магнитных дисках сервера Системы. Сохранность данных обеспечивается гарантированным электропитанием.

Глубина хранения от года и более.

2.6.4.7 Виды и методы контроля в маршрутах обработки данных

При обмене данными между датчиками и ПЛК перед преобразованием данных, полученных с датчика, производится проверка его состояния (соединение, нахождение в пределах достоверного диапазона, маскирование). Затем преобразованные данные проверяются на соответствие заданным регламентным нормам.

2.6.4.8 Решения по информационной совместимости АС с другими системами

Совместимость с другими системами по передаче данных обеспечивается на уровне используемых протоколов, которые являются стандартом в области локальных вычислительных и промышленных сетей.

На уровне представления программ контроллеров совместимость обеспечивается использованием форматов IEC 1131-3.

2.6.4.9 Программирование микроконтроллера

Система управления SIMATIC S7 состоит из программных и аппаратных средств:

- Контроллер SIEMENS S7-315 с модулями ввода/вывода;
- Программное обеспечение STEP 7;
- Система передачи сигналов и данных.

Программируемый логический контроллер SIEMENS S7-315 контролирует установку и управляет ею с помощью программы S7. К модулям ввода/вывода в программе S7 обращаются через адреса.

STEP 7 - это программное обеспечение для программирования S7-300/400. Для организации работы по конфигурированию, программированию и тестированию программной части системы автоматического управления процессами служит утилита SIMATIC Manager. SIMATIC Manager – это приложение, работающее под управлением Windows и содержащее все функции, необходимые для создания проекта. При необходимости SIMATIC Manager инициирует запуск других утилит, например, для конфигурирования станций, для инициализации модулей или для написания и тестирования программ.

В ВКР реализована программа на языке программирования LAD - язык релейной (лестничной) логики. Язык программирования стандарта IEC61131-3. Широко используется для замены логических схем, выполненных на релейной технике. Ориентирован на инженеров по автоматизации, работающих на промышленных предприятиях.

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

Целью организационно-экономической части ВКР является технико-экономическое обоснование (ТЭО) научно-исследовательской разработки.

В ТЭО необходимо рассмотреть следующие вопросы:

- Обосновать актуальность разработки;
- Планирование комплекса работ по созданию разработки;
- Расчет затрат на разработку;
- Оценка экономической эффективности разработки.

В первой части ТЭО необходимо обосновать актуальность и необходимость разработки проекта. Во второй части ТЭО необходимо рассчитать срок создания разработки и построить линейный график работ. В третьей части ТЭО необходимо рассчитать стоимость разработки с момента получения первого варианта технического задания и заканчивая оформлением документации и сдачей разработки. В заключительной части ТЭО необходимо обосновать экономическую эффективность разработки.

К научно–исследовательской работе, являющейся одним из видов НТП, можно отнести разработку ВКР «Автоматизированная система измерения параметров качества нефти».

Целью работы является принятие и обоснование нужных инженерных решений для создания проекта автоматизации БИК. Основная часть проекта посвящена выбору комплекса технических средств, разработке структурной и функциональной схем, схемы информационных потоков, схемы внешних проводок, системы автоматической пожарной сигнализации, разработке экранных форм.

Проблема создания автоматизированных систем управления является наиболее актуальной на данный момент, так как созданная система позволяет безопасно управлять оборудованием блока измерения качества и экономить средства за счет экономии электричества, устранения рисков от выхода из строя насоса, пожара, утечки нефти.

3.2 Организация и планирование работ

Для организации НИР применяются различные методы экономического планирования с целью более эффективного использования времени и рабочей

силы, снижения трудозатрат. Поскольку данная работа имеет малый штат исполнителей (руководитель и дипломирующийся студент) и проводится с малыми затратами, целесообразно применить систему линейного планирования с построением линейного графика. Планирование комплекса предполагаемых работ с использованием линейного метода заключается в следующем:

- составление перечня работ, необходимых для достижения поставленной задачи;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности в рабочих днях;
- построение линейного или сетевого графика и его оптимизации.

Успех проведения работы зависит от рационального распределения нагрузки по времени этапов, что позволяет более эффективно распределять и использовать ресурсы ее исполнителей; предварительно определить затраты на проведение НИР.

3.2.1 Продолжительность этапов работ

Данная научно-исследовательская работа состоит из следующих этапов (таблица 20):

- подготовительный этап;
- основной этап;
- заключительный этап.

Таблица 20 – Перечень основных этапов НИР

Этап проведения НИР	Вид работы	Исполнители, Коэффициент загрузки исполнителей
1 Подготовительный	Получение задания	ИП – 60% НР – 40%
	Разработка и утверждение ТЗ	НР – 60% ИП – 40%
	Анализ предметной области	НР – 20%

		ИП – 80%
	Обзор литературы и интернет-источников	НР – 10% ИП – 90%
2 Основной	Анализ работы оборудования жилого дома	НР – 10% ИП – 90%
	Анализ существующих разработок	ИП – 100%
	Разработка структурной схемы АСУ оборудования жилого дома	НР – 10% ИП – 90%
	Разработка функциональной схемы автоматизации	НР – 10% ИП – 90%
	Выбор контроллерного оборудования	ИП – 100%
	Выбор измерительных устройств	ИП – 100%
	Разработка схемы соединения внешних проводок	ИП – 100%
	Разработка экранных форм АСУ оборудования жилого дома	НР – 20% ИП – 80%
	Технико-экономическое обоснование НИР	ИП – 100%
	Оценка безопасности и экологичности проекта	ИП – 100%
3 Заключительный	Подведение итогов работы	НР – 10% ИП – 90%
	Написание пояснительной записки	ИП – 100%
	Оформление графического	ИП – 100%

	материала	
--	-----------	--

Наиболее ответственной частью экономических расчетов по теме является расчет трудоемкости работ, так как трудовые затраты составляют основную часть стоимости НИР.

Под трудоемкостью работ понимают максимально допустимые затраты труда в человеко-днях на выполнение НИР с учетом организационно технических мероприятий, обеспечивающих наиболее рациональное использование выделенных ресурсов.

В данном случае удобно использовать опытно-статистический метод, который можно реализовать двумя путями:

- методом аналогов;
- и вероятностным методом.

По методу аналогов трудовые затраты определяются по работам, проведенным ранее, с помощью нескольких коэффициентов, таких как коэффициент новизны данного вида работ, коэффициент сложности данного вида работ. Значения данных коэффициентов определяются экспертным путем руководителями научно-исследовательских работ путем сопоставления с ранее законченными исследованиями и разработками. В связи с тем, что данная работа относится к числу поисковых работ, применение системы аналогов практически невозможно ввиду новизны работ, поэтому для определения ожидаемого значения трудоёмкости работ $t_{ож}$ применяется вероятностный метод – метод двух оценок t_{min} и t_{max} .

Таким образом, исходными данными являются следующие вероятностные оценки продолжительности каждой работы:

- оптимальная или минимальная (t_{min}) оценка трудоёмкости работы в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств;
- пессимистическая или максимальная (t_{max}) оценка трудоёмкости работы в предположении, что она будет выполняться при наиболее неблагоприятных условиях.

На основании вероятностных оценок усредняют трудоёмкости работ (метод усреднения), и вероятностные графики рассматриваются как детерминированные. При этом в качестве детерминированных оценок трудоёмкости работ используются их ожидаемые (средние) значения $t_{ож}$, которые определяются по формуле (1):

$$t_{ож} = \frac{3 \cdot t_{min} + 2 \cdot t_{max}}{5}, \quad (1)$$

Где: t_{min} – минимальная трудоёмкость работ, чел.-дни;

t_{max} – максимальная трудоёмкость работ чел.-дни.

Сроки t_{min} и t_{max} устанавливаются методом экспертных оценок.

В связи с тем, что при выполнении работ можно не уложиться в заданное время, для каждой работы по формуле (2) оценивается дисперсия $\sigma(t)$, то есть среднее значение квадрата отклонения продолжительности работы от ее ожидаемого значения:

$$\sigma^2 = 0,04 \cdot (t_{max} - t_{min})^2 \quad (2)$$

Для построения линейного и сетевого графиков необходимо рассчитать продолжительность каждого этапа $T_{рд}$ в рабочих днях по формуле (3), а затем для удобства построения графика выполнения работ $T_{кд}$ необходимо перевести в календарные дни по формуле (4).

$$T_{рд} = \frac{t_{ож}}{с \cdot p \cdot k_{вн}} \cdot k_{д} \quad (3)$$

Где: $T_{рд}$ – длительность этапов в рабочих днях;

p – количество смен в сутки, $p=1$;

$k_{вн}$ – коэффициент выполнения нормы, $k_{вн}=1$;

$с$ – число работников, занятых в выполнении данной работы, $с=2$;

$k_{д}$ – коэффициент, учитывающий дополнительное время на консультации и согласование работ, $k_{д}=1,2$.

$$T_{кд} = T_{рд} \cdot K_{к} \quad (4)$$

Где: $T_{кд}$ – длительность этапов работ в календарных днях;

$K_{к}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяют по формуле (5):

$$K_k = \frac{T_k}{T_k - T_{вд} - T_{пд}} \quad (5)$$

Где: T_k – календарные дни, $T_k=365$ дней;

$T_{вд}$ – выходные дни, $T_{вд}=104$ дня;

$T_{пд}$ – праздничные дни, $T_{пд}=14$ дней.

По результатам расчетов коэффициент календарности равен $K_k=1,48$. Результаты расчетов трудоемкости этапов на проведение НИР представлены в таблице 22.

Таблица 22 - Трудозатраты на выполнение проекта

Этап	Исполнители	Продолжительность работ, дни			Длительность работ, чел/дн.			
					$T_{РД}$		$T_{КД}$	
		t_{min}	t_{max}	$t_{ож}$	НР	ИП	НР	ИП
Получение задания	ИП, НР	1	2	1,4	0,84	2	1,2432	2,96
Разработка и утверждение ТЗ	ИП, НР	2	4	2,8	1,68	3	2,4864	4,44
Анализ предметной области	ИП, НР	2	3	2,4	1,44	3	2,1312	4,44
Обзор литературы и интернет-источников	ИП, НР	4	5	4,4	2,64	4	3,9072	5,92
Анализ работы оборудования дома	ИП, НР	5	7	5,8	3,48	6	5,1504	8,88
Анализ существующих разработок	ИП	10	12	10,8	6,48	10	9,5904	14,8
Разработка структурной схемы АСУ оборудования жилого дома	ИП, НР	4	6	4,8	2,88	5	4,2624	7,4

Разработка функциональной схемы	ИП, НР	10	12	10,8	6,48	10	9,5904	14,8
Выбор контроллерного оборудования	ИП	5	7	5,8	3,48	6	5,1504	8,88
Выбор измерительных устройств	ИП	7	9	7,8	4,68	7	6,9264	10,36
Разработка схемы соединения внешних проводок	ИП	7	9	7,8	4,68	7	6,9264	10,36
Разработка экранных форм АСУ оборудования жилого дома	ИП, НР	6	9	7,2	4,32	7	6,3936	10,36
Технико-экономическое обоснование	ИП	10	15	12	7,2	11	10,656	16,28
Оценка безопасности и экологичности	ИП	7	9	7,8	4,68	7	6,9264	10,36
Подведение итогов работы	ИП, НР	7	9	7,8	4,68	7	6,9264	10,36
Написание пояснительной	ИП	10	13	11,2	6,72	10	9,9456	14,8

записки								
Оформление графического материала	ИП	3	5	3,8	2,28	4	3,3744	5,92
Итого:		114	155	130,4	68,64	109	101,5872	161,32

3.2.2 Расчет нарастания технической готовности работ

Величина технической готовности работы, рассчитывается для удобства контроля за выполнением работ, показывает процент выполненной работы на каждом определенном этапе. Степень нарастания технической готовности определяется по следующей формуле (6):

$$H_{ri} = \frac{t_n}{t_o} \cdot 100\% \quad (6)$$

Где:

t_n – трудоемкость с момента начала разработки темы, чел–дни;

t_o – общая работа, чел–дни.

Общая трудоемкость работы вычисляется по формуле (7) :

$$t_o = \sum_{n=1}^i t_{ожi} \quad (7)$$

Удельный вес каждого подэтапа вычисляют по формуле (8):

$$l_{пэ} = \frac{t_{ожi}}{t_o} \cdot 100\% \quad (8)$$

Где:

$t_{ожi}$ – трудоемкость i – го подэтапа, чел.-дни (ожидаемая);

t_o – трудоемкость работы, чел.-дни.

Результаты степени нарастания готовности и удельного веса каждого подэтапа дипломного проекта представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Расчет нарастания технической готовности и удельного веса каждого подэтапа работы

	Подэтапы	тн, дн.	$t_{ож}, \text{ч-дн.}$	Hri, %	IПЭ, %
Получение задания	1	1,4	1,4	1,07	1,07
Разработка и утверждение ТЗ	2	4,2	2,8	3,22	2,15
Анализ предметной области	3	6,6	2,4	5,06	1,84
Обзор литературы и интернет-источников	4	11	2,4	8,44	3,37
Анализ работы оборудования жилого дома	1	16,8	5,8	12,88	4,45
Анализ существующих разработок	2	27,6	10,8	21,17	8,28
Разработка структурной схемы АСУ оборудования жилого дома	3	32,4	4,8	24,85	3,68
Разработка функциональной схемы автоматизации	4	43,2	10,8	33,13	8,28
Выбор контроллерного оборудования	5	49	5,8	37,58	4,45
Выбор измерительных устройств	6	56,8	7,8	43,56	5,98
Разработка схемы соединения внешних проводок	7	64,6	7,8	49,54	5,98
Разработка экранных форм	8	71,8	7,2	55,06	5,52

АСУ оборудования жилого дома					
Технико-экономическое обоснование НИР	11	99,8	12	76,53	9,2
Оценка безопасности и экологичности проекта	12	107,6	7,8	82,52	5,98
Подведение итогов работы	1	115,4	7,8	88,5	5,98
Написание пояснительной записки	2	126,6	11,2	97,09	8,59
Оформление графического материала	3	130,4	3,8	100	2,91

3.3 Расчет сметы затрат на создание макета КТ

Планирование и учет себестоимости научно – исследовательской разработки (НИР) осуществляется по калькуляционным статьям и экономическим элементам с целью экономически обоснованного определения величины затрат на выполнение данной НИР. Классификация по статьям калькуляции позволяет определить себестоимость отдельной работы. Исходными данными для расчета затрат является план работ и перечень требуемой аппаратуры, оборудования, сырья и материалов.

Затраты на НИР рассчитываются по следующим статьям расходов с последующим суммированием:

- статья 1 – заработная плата;
- статья 2 – страховые взносы (в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования);
- статья 3 – расходы на материалы и комплектующие изделия;
- статья 4 – специальное оборудование для научных и экспериментальных работ;
- статья 5 – накладные расходы;
- статья 6 – прибыль.

3.3.1 Заработная плата

Основная заработная плата состоит из заработной платы работников, непосредственно связанных с созданием НТП, включая премии и доплаты. Зарплата исполнителей рассчитывается по формуле (10):

$$З_{п} = 1,3 \cdot (З_{о} + З_{доп} + З_{нв}), \quad (10)$$

где:

$Z_{\text{п}}$ – зарплата, определяемая по профессионально квалификационным группам, с учетом повышающих коэффициентов, рубли;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная зарплата, рубли;

$Z_{\text{нв}}$ – доплата за неотработанное время, рубли.

$$Z_o = Z_{\text{мин}} \cdot K_c, \quad (11)$$

где:

$Z_{\text{мин}}$ – базовый оклад, рубли, $Z_{\text{мин}}=8700$ рублей.

K_c – повышающий коэффициент.

Дополнительная зарплата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{доп}} = 0,15 \cdot Z_o, \quad (12)$$

Доплата за неотработанное время рассчитывается по формуле

$$Z_{\text{нв}} = 0,08 \cdot (Z_o + Z_{\text{доп}}), \quad (13)$$

Подставляя данные значения в вышеуказанные формулы, получим результаты, которые представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Квалификационный уровень, КУ	Повышающий коэффициент, K_c	Z_o , руб.	$Z_{\text{доп}}$, руб.	$Z_{\text{нв}}$, руб.	$Z_{\text{п}}$, руб.
Руководитель	4	1,36	11832	1774,8	1088,5	19103,9
Исполнитель	1	1	8700	1305	800,4	14047
Итого, руб.						33150,9

Так как проект планируется реализовать за 4 месяца, суммарные расходы на заработную плату составят:

$$G_{\text{зп}} = 33150,9 \cdot 4 = 132603,6.$$

3.3.2 Расчет отчислений от заработной платы

В 2016 году общие тарифы страховых взносов (ставки ПФР, ФСС, ФФОМС) составляют 30%. Взносы в ТФОМС в 2013 году не проводятся, так как заменены на платеж в ФФОМС.

Таблица 25 – Ставки

Ставки	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Ставки ПФР	20%	22%	22%
Ставки ФСС	2,9%	2,9%	2,9%
Ставки ФФОМС	1,1%	3,1%	5,1%
Ставки ТФОМС	2%	2%	0%

В сумме на 2016 год отчисления составляют 30% от суммы заработной платы. Следовательно, страховые взносы составляют:

$$G_{\partial \div} = 132603,6 \cdot 0,3 = 39781,1.$$

3.3.3 Расходы на материалы и комплектующие изделия

К этой статье относится стоимость всех материалов, включая расходы на их приобретение и доставку. Применительно к данной НИР для разработки измерителя малых линейных перемещений необходимые материалы указаны в таблице 26.

Таблица 26 – Расходные материалы

Материалы	Количество	Единица измерения	Стоимость единиц, руб.	Стоимость, руб.
Печатная бумага	1	пачка	170	170
Краска для принтера	1	шт.	150	150
Канцелярские товары	1	комплект	50	50

Транспортные расходы				37
Итого				407

3.3.4 Затраты на приобретение специального оборудования

К статье номер четыре относятся затраты на приобретение различного оборудования. Специальное оборудование учитывается в сметной стоимости в виде амортизационных отчислений и рассчитывается по формуле (14):

$$C_A = \frac{\Phi_{\text{пер}} \cdot H_A}{100\%} \quad (14)$$

где:

$\Phi_{\text{пер}}$ – первоначальная стоимость оборудования, рубли;

H_A – годовая норма амортизации.

Норма амортизации рассчитывается по формуле

$$H_A = \frac{1}{T_{\text{сл}}} \quad (15)$$

где:

$T_{\text{сл}}$ – срок службы оборудования, лет.

Специальное оборудование, используемое в НИР, приведено в таблице 27.

Таблица 27 – Специальное оборудование

Наименование	Количество, шт	$\Phi_{\text{пер}}$ · руб.	$T_{\text{сл}}$, лет	H_a , %	C_a , руб.
Компьютер	1	25000	5	20	5000
МФУ	1	10000	5	20	2000
Итого		35000			7000

Таким образом, амортизационные отчисления будут составлять 7000 рублей в год, или 583,3 рублей в месяц. Так как проект планируется реализовать за 4 месяца, то амортизационные отчисления будут составлять 2333,2 рублей.

3.3.5 Расчет затрат на электроэнергию

Данный расход включает в себя затраты на электроэнергию при работе оборудования, а также затраты на электроэнергию, на освещение.

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

$$\mathcal{E}_{\text{ОБ}} = P_{\text{ОБ}} \cdot \mathcal{C}_{\mathcal{E}} \cdot t_{\text{ОБ}},$$

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

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

$\mathcal{C}_{\mathcal{E}}$ – тариф за 1 кВт·час, $\mathcal{C}_{\mathcal{E}} = 1,8$ руб/кВт·час;

$t_{\text{ОБ}}$ – работа оборудования, час.

Время работы вычисляется для ТРД для инженера из расчета, что продолжительность рабочего дня равна 8 часов.

Мощность, потребляемая оборудованием, определяется по формуле:

$$P_{\text{ОБ}} = P_{\text{УСТ.ОБ}} \cdot K_{\text{С}},$$

где $P_{\text{УСТ. ОБ}}$ – установленная мощность оборудования, кВт;

$K_{\text{С}}$ – коэффициент спроса, зависящий от количества, загрузки электроприемников.

Для оборудования малой мощности $K_{\text{С}} = 1$.

Затраты на электроэнергию приведены в следующей таблице.

Таблица28 – Затраты на электроэнергию для технологических целей

Наименование оборудования	Время работы оборудования $t_{\text{ОБ}}$, час	Потребляемая мощность $P_{\text{ОБ}}$, кВт	Затраты $\mathcal{E}_{\text{ОБ}}$, руб.
Персональный компьютер	504	0,3	272

МФУ	30	0,1	5,4
Итого:			275

Затраты на электроэнергию для освещения помещения, где осуществлялось выполнение проекта, рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{ос}} = P_{\text{ос}} \cdot \mathcal{C}_{\mathcal{E}} \cdot t_{\text{ос}},$$

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

$t_{\text{ос}}$ – время работы осветительных приборов, час;

$P_{\text{ос}}$ – мощность, потребляемая осветительными приборами, кВт.

Мощность, определяется по формуле:

$$P_{\text{ос}} = P_{\text{уст.ос}} \cdot K_{\text{с}} \cdot N_{\text{ос}}, \quad (5.15)$$

где $P_{\text{уст.ос}}$ – установленная мощность светильников,

$$P_{\text{уст.ос}} = 0,072 \text{ кВт};$$

$K_{\text{с}}$ – коэффициент, зависящий от количества, загрузки групп электроприемников, для внутреннего освещения $K_{\text{с}} = 0,9$;

$N_{\text{ос}}$ – количество осветительных приборов, $N_{\text{ос}} = 6$ шт.

Таким образом, потребляемая мощность осветительных приборов составила:

$$P_{\text{ос}} = 0,072 \cdot 0,9 \cdot 6 = 0,39 \text{ кВт}.$$

Время работы освещения определяется по формуле:

$$t_{\text{ос}} = t_{\text{сут}} \cdot T, \quad (5.16)$$

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

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

T – время на проведение работ, $T = 118$ дней.

$$t_{oc} = 8 \cdot 118 = 944 \text{ часа}$$

Общие затраты на электроэнергию по формуле:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{об} + \mathcal{E}_{ос}, \quad (5.17)$$

$$\mathcal{E}_{ос} = 0,39 \cdot 1,8 \cdot 944 = 554 \text{ руб.}$$

$$\mathcal{E}_{об} = 275 + 554 = 829 \text{ руб.}$$

3.3.6 Расчет цены НИР

В соответствии со статьей 6 себестоимость ВКР определяется суммой статей 1 – 5.

Согласно статье 7 размер прибыли от продажи полученной информации составляет 20% от суммы статей 1 – 5.

Общая цена НИР определяется как сумма статей 6 – 7.

Полная смета затрат приведена в таблице 29.

Таблица 29 – Смета затрат на НИР

Номер	Наименование статьи	Затраты,	Примечание
1	Заработная плата	132603,6	Таблица 6
2	Страховые взносы	39781,1	30 % от статьи 1
3	Расходы на материалы	407	Таблица 7
4	Специальное оборудование	2333,2	Амортизационные
Итого сумма прямых расходов			Сумма статей 1 - 4
5	Расходы на электроэнергию	829	
6	Себестоимость ВКР	176053,9	Сумма статей 1 – 5
7	Прибыль	35348,3	20 % от статьи 6

Цена НИР	211402,2	Сумма статей 6 – 7
----------	----------	--------------------

3.3.7 Оценка научно-технического уровня НИР

В рамках данной НИР производилось проектирование затраты на которую составили около 211402,2 рублей и которая позволит получить следующие выгоды:

- Повысить общую безопасность на 90%;
- Повысить энергоэффективность на 15-20%;
- Упростить процесс управления;
- Предотвратить ЧП.

Научно-технический уровень характеризует, в какой мере выполнены работы и обеспечивается ли научно-технический прогресс в данной области. Для оценки научной ценности, технической значимости и эффективности, планируемых и выполняемых НИР, используется метод бальных оценок. Бальная оценка заключается в том, что каждому фактору по принятой шкале присваивается определенное количество баллов. Обобщенную оценку проводят по сумме баллов по всем показателям или рассчитывают по формуле. На этой основе делается вывод о целесообразности НИР.

3.3.8 Экономическая эффективность проекта

Основным экономическим эффектом от внедрения (системы измерения качества нефти) является снижение расхода энергоресурсов на перекачку нефти вследствие контроля вязкости перекачиваемой нефти.

Эксплуатация нефтепроводов в суровых климатических условиях России имеет ряд трудностей, связанных с низкими температурами и химическим составом перекачиваемой нефти. При перекачке нефти, насыщенной парафинами, а также смолами и асфальтенами возникают отложения этих веществ на стенке трубопровода [1,2]. Такая нефть имеет довольно высокую температуру застывания из-за чего любая остановка перекачки нефти представляет собой опасность застывания нефтепровода. При понижении

температуры нефти значительно возрастает ее вязкость. При отклонении вязкости от нормативного происходит уменьшение КПД магистрального насоса, а соответственно увеличиваются затраты на электропитание насосов. Эмпирические методы позволяют получить характеристики насоса, перекачивающего вязкую жидкость, на основании пересчета с характеристик на воде, по безразмерным параметрам и поправочным коэффициентам, полученным из экспериментов на высоковязких жидкостях.

Итак, рассчитаем экономический эффект от экономии электропотребления.

Затраты на электроэнергию при работе насосного оборудования рассчитываются по формуле:

$$\mathcal{E}_0 = P_0 \cdot \mathcal{C}_\mathcal{E} \cdot t_0,$$

где $\mathcal{E}_0$ – затраты на электроэнергию, потребляемую насосным оборудованием, руб.;

P_0 – мощность, потребляемая насосным оборудованием, кВт;

$\mathcal{C}_\mathcal{E}$ – тарифная цена за 1 кВт·час, $\mathcal{C}_\mathcal{E} = 1,1172$ руб/кВт·час;

t_0 – время работы оборудования, час.

Необходимо рассчитать затраты электроэнергии на 1 насос до и после внедрения системы СИКН. Отклонения вязкости насоса без СИКН составляет порядка 3% согласно технологического регламента АО "Центральная Сибирь". При введении СИКН отклонения измерения вязкости составляют 0.2% согласно [5]. Работа насосов является круглосуточной за исключением регламентных работ (8700 часов в год). Номинальная мощность насоса составляет 110 кВт.

Согласно [3] отклонения вязкости насоса на 3% для выбранного типа насоса НМ-10000-210 при расходе нефти 10000 м³/сут снижает КПД насоса до 78%. При этом отклонение вязкости нефти на 0,2% не снижает номинальный КПД насоса при стандартном расходе и составляет 80%.

Согласно паспорта насоса НМ-10000-210 с электродвигателями СТД-6300-2 для указанных характеристик и расхода нефти 10000 м³/сут фактическая

потребляемая мощность насоса составляет 65 кВт при КПД 78% и 63 кВт при КПД 80%.

Затраты за год на электроэнергию до СИКН:

$$\mathcal{E}_{\text{о_до}} = 8700 \cdot 1,1172 \cdot 65 = 631776 \text{ руб.}$$

Затраты за год на электроэнергию с СИКН:

$$\mathcal{E}_{\text{о_СИКН}} = 8700 \cdot 1,1172 \cdot 63 = 612337 \text{ руб.}$$

Эффект от внедрения АСУЗ на экономии электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{\text{о_до}} - \mathcal{E}_{\text{о_СИКН}} = 631776 - 612337 = 19439 \text{ руб.}$$

Для определения эффективности проекта рассчитаем затраты на внедрение системы автоматизации СИКН. В таблице приведены затраты на оборудование АСУ СИКН:

Таблица 30 – стоимость оборудования АСУ СИКН

№ п/п	Наименование прибора	Кол-во	Общая стоимость, руб.
1	Контроллер	2	134 500
2	Плотномер с функцией измерения вязкости и температуры	1	23 800
3	расходомер	1	15 600
4	влажномер	1	10 400
7	Итого		186 200

С учетом затрат на монтаж оборудования (10% от общей стоимости) стоимость внедрения АСУ СИКН составляет 204 820 руб.

Эффективность внедрения на экономии электроэнергии:

$$\frac{\mathcal{E}_{\text{до}} - \mathcal{E}_{\text{СИКН}}}{\mathcal{C}} = \frac{19439}{204\,820} = 0,095 = 9,5\%.$$

Вывод: в результате расчетов эффект и эффективность внедрения на экономии электроэнергии составили 19439 руб. и 9,5%, что является достаточно высоким показателем.

4. Безопасность и экологичность проекта

Данный раздел выпускной квалификационной работы рассматривает вопросы выявления и анализа вредных и опасных факторов труда, оценки условий труда и разработки мер защиты от них для рабочего места инженера-проектировщика в соответствии с требованиями производственной санитарии, техники безопасности и пожарной безопасности, а так же даются рекомендации по созданию оптимальных условий труда, охране окружающей среды.

Объектом исследования будет выступать рабочее место сотрудника отдела автоматизации технологических процессов, использующего в работе ЭВМ.

При этом использовались ЭВМ, принтер, бумажные документы.
Технические характеристики ЭВМ:

Монитор 19.0" LG Flatron L1918S (1280x1024-5ms, 300cd/m², 700:1, 160°/160°)

Корпус Midi Tower ATX (300W, 12V)

Процессор Celeron® D 347 (LGA775, Box, 3,06GHz/512Kb, 533MHz, EM64T)

Материнская плата MB S-775 ASUS P5GPL-X i915PL 800MHz HTT DDR400-2x PCI-E IDE+SATA SB USB2.0 LAN1Gb ATX

Модуль памяти DIMM 512Mb DDR SDRAM (PC3200, 400MHz)

Видеокарта Sapphire PCI-E 128Mb ATI RADEON™ X1300 DVI TV-Out (450/500MHz, 128-bit DDR2)

Устройство для записи DVD DVD+RW/-RW/CD-RW NEC ND-4571A

Накопитель на жестких дисках 120Gb Samsung SpinPoint P80SD (SATA II, 7200rpm, 8Mb)

Устройства для чтения FDD 3.5" Alps (black)

Клавиатура "Logitech" Classic Keyboard (Rus/Lat, 104+3 кн.) PS/2

Манипулятор типа «мышь».

4.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов

Обеспечение безопасности жизнедеятельности человека в значительной мере зависит от правильной оценки опасных и вредных производственных факторов. Одинаковые по тяжести изменения в организме человека могут быть вызваны различными причинами. Это могут быть какие-либо факторы производственной среды, чрезмерная физическая и умственная нагрузка, нервно-эмоциональное напряжение, а также различное сочетание этих причин.

Работа на персональных электронно-вычислительных машинах относится к категории работ связанных с опасными и вредными условиями труда. По природе действия опасные и вредные производственные факторы подразделяются на четыре группы: физические, химические, биологические и психофизиологические [2]. В связи с тем, что на состояние здоровья работника химические и биологические факторы существенного влияния не оказывают, то рассматриваются лишь две группы факторов.

При работе с ПЭВМ к физическим вредным производственным факторам относятся:

- электромагнитное и электростатическое излучение от работы монитора;
- шум на рабочем месте от вентиляторов системного блока и офисных вентиляторов.

К физическим опасным производственным факторам при работе с ПЭВМ относятся:

- напряжение в электрической сети 220/380 В, что может привести к поражению электричеством при неправильной эксплуатации;
- возможность возникновения пожара при неправильной эксплуатации оборудования и коротких замыканиях в электрической сети.

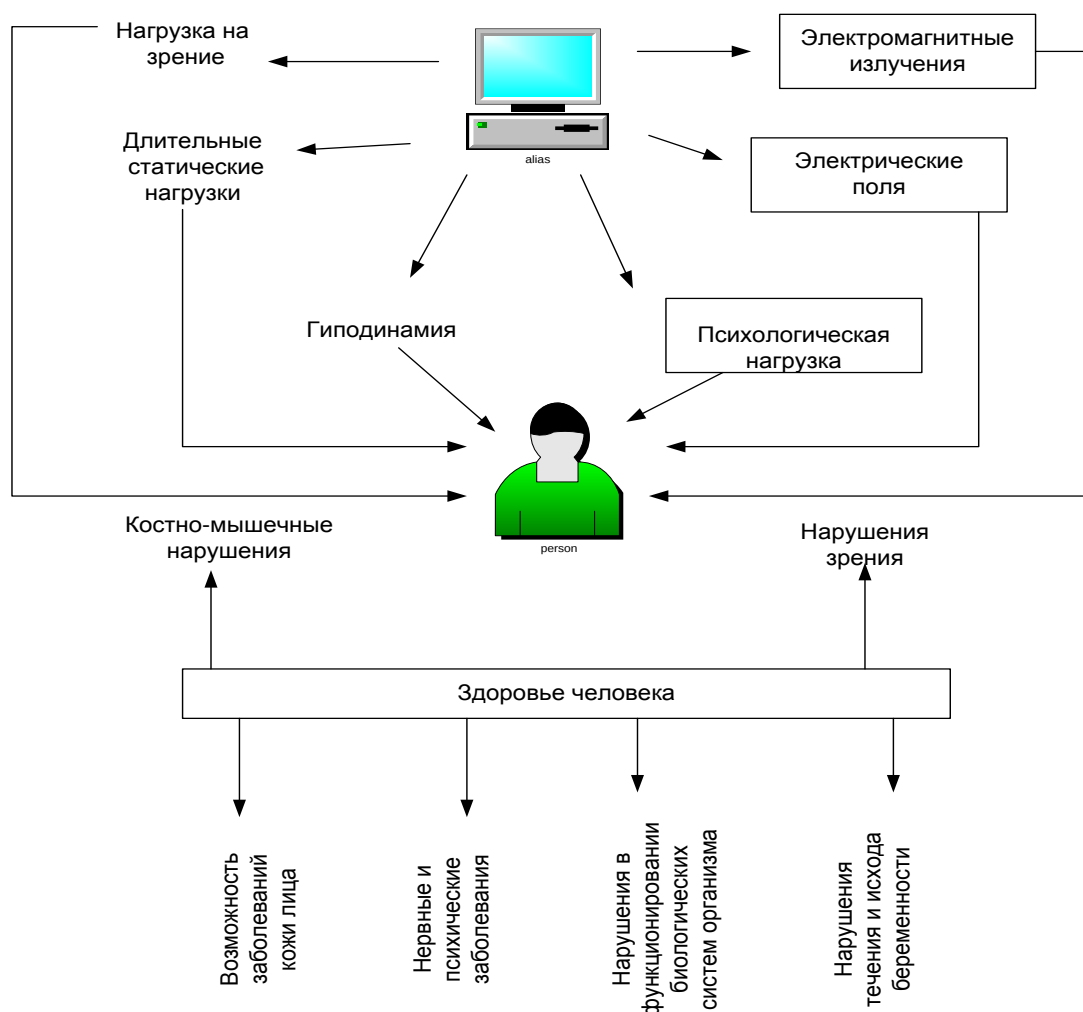


Рисунок 25 - Факторы отрицательного воздействия на здоровье человека.

4.2 Производственная санитария

4.2.1 Требования эргономики и технической эстетики к рабочему месту оператора ПЭВМ

Эргономическая безопасность персонального компьютера может быть охарактеризована следующими требованиями:

- к визуальным параметрам средств отображения информации индивидуального пользования (мониторы);
- к эмиссионным параметрам ПК – параметрам излучений дисплеев, системных блоков, источников питания и др.

Кроме того, важнейшим условием эргономической безопасности человека при работе перед экраном монитора является правильный выбор

визуальных параметров самого монитора и светотехнических условий рабочего места.

Работа с дисплеем при неправильном выборе яркости и освещенности экрана, контрастности знаков, цветов знака и фона, при наличии бликов на экране, дрожании и мелькании изображения приводит к зрительному утомлению, головным болям, к значительной физиологической и психической нагрузке, к ухудшению зрения и т.п.

Человек должен так организовать свое рабочее место, чтобы условия труда были комфортными и соответствовали следующим требованиям [3]:

- удобство рабочего места (ноги должны твердо опираться на пол; голова должна быть наклонена немного вниз; должна быть специальная подставка для ног);
- достаточное пространство для выполнения необходимых движений и перемещений;
- необходимый обзор (центр экрана монитора должен быть расположен чуть ниже уровня глаз; монитор должен отстоять от глаз человека на расстоянии 45-60 сантиметров; должна регулироваться яркость и контрастность изображения);
- достаточное освещение (внешнее освещение должно быть достаточным и равномерным; должна быть настольная лампа с регулируемым плафоном для дополнительного подсвета рабочей документации);

4.2.2 Микроклимат

Существуют гигиенические требования к показателям микроклимата рабочих мест производственных помещений с учетом интенсивности энергозатрат работающих, периодов года [4]. Определим необходимые параметры микроклимата и воздушной среды для помещения операторной.

Работа оператора ПЭВМ относится к категории работ Ia, к которой относятся работы с интенсивностью энергозатрат до 120 ккал/ч (до 139 Вт), производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим

напряжением. Оптимальные параметры микроклимата для этой категории работ приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Оптимальные параметры микроклимата

Сезон	Температура воздуха, t, °C	Температура поверхностей, t, °C	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный и переходный (среднесуточная температура меньше 10°C)	22-24	21 - 25	60-40	0.1
Теплый (среднесуточная температура воздуха 10°C и выше)	23-25	22-26	60-40	0.1

К мероприятиям по оздоровлению воздушной среды в производственном помещении относятся: в теплое время года для удаления избыточного тепла и влаги используется кондиционер, в холодное время года вводится система центрального отопления.

4.2.3 Повышенный уровень шума

Одним из наиболее распространенных в производстве вредных факторов является шум. Он создается работающим оборудованием, преобразователями напряжения, работающими осветительными приборами дневного света, а также проникает извне [5]. Шум воздействует не только на органы слуха, но и на весь организм человека через центральную нервную

систему. Ослабляется внимание, ухудшается память, снижается реакция, увеличивается число ошибок при работе.

По нормам СН 2.2.4/2.1.8.562-96 таблица 32 при выполнении основной работы на ПЭВМ уровень звука на рабочем месте не должен превышать 50дБ.

Таблица 32 – Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука для основных наиболее типичных видов трудовой деятельности и рабочих мест

№ пп	Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука эквивалентные уровни звуча (в дБА)
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Творческая деятельность, руководящая работа с повышенными требованиями, научная деятельность, конструирование и проектирование, программирование, преподавание и обучение, врачебная деятельность.	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

Рабочие места в помещениях дирекции, проектно- конструкторских бюро, расчетчиков, программистов вычислительных машин, в лабораториях для теоретических работ и обработки данных, приема больных в здравпунктах									
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

С физиологической точки зрения шум рассматривается как звук, мешающий разговорной речи и негативно влияющий на здоровье человека. Люди, работающие в условиях повышенного шума, жалуются на быструю утомляемость, головную боль, бессонницу. У человека ослабляется внимание, страдает память. Все это приводит к снижению производительности труда.

Шум возникает во время работы оборудования, источником его также могут быть разговоры в помещении, звуки, доносящиеся с улицы. Источниками постоянного шума в помещении являются: люминесцентные лампы, печатающее устройство, шум различных узлов компьютера: дисководов, винчестеров, вентилятора.

Наиболее действенным способом облегчения работ, является кратковременные отдыхи в течение рабочего дня при выключенных источниках шума.

4.2.4 Электромагнитное поле

Каждое устройство, которое производит или потребляет электроэнергию, создает электромагнитное излучение. Воздействие электромагнитных полей на человека зависит от напряжения электрического и магнитного полей, потока энергии, частоты колебаний, размера облучаемого тела. Нарушение в организме человека при воздействии электромагнитных полей незначительных напряжений носят обратимых характер.

Источником электромагнитных излучений в нашем случае является дисплей компьютера. Спектр излучения компьютерного монитора включает в себя рентгеновскую, ультрафиолетовую и инфракрасную области, а также широкий диапазон электромагнитных волн других частот. Малые дозы облучения могут привести к раковым заболеваниям, нарушениям нервной, эндокринной и сердечно-сосудистых систем, которые являются обратимыми, если прекратить воздействия. Обратимость функциональных сдвигов не является беспредельной и определяется интенсивностью, длительностью излучения и индивидуальными особенностями организма.

Нормы напряженности электромагнитного поля на расстоянии 50 см вокруг ВДТ по электрической составляющей приведены в таблице 33.

Таблица 33 - Нормы напряженности электромагнитного поля на расстоянии 50 см вокруг ВДТ по электрической составляющей [6].

Наименование параметров	Допустимые значения
Напряженность электромагнитного поля на расстоянии 50 см. вокруг ВДТ по электрической составляющей должна быть не более:	
в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	25 В/м
в диапазоне частот 2 – 400 кГц	2.5 В/м
Плотность магнитного потока должна быть не более:	

в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	250 нТл
в диапазоне частот 2 – 400 кГц	25 нТл
Поверхностный электростатический потенциал не должен превышать	500 В

При защите от внешнего облучения, возникающего при работе с дисплеем, проводятся следующие мероприятия:

- для обеспечения оптимальной работоспособности и сохранении здоровья на протяжении рабочей смены должны устанавливаться регламентированные перерывы – при 8-часовом рабочем дне продолжительностью 15 минут через каждый час работы [29];
- дисплей устанавливается таким образом, чтобы от экрана до оператора было не менее 60-70 см;

Весь персонал обязан знать и строго соблюдать правила техники безопасности. Обучение персонала технике безопасности и производственной санитарии состоит из вводного инструктажа и инструктажа на рабочем месте ответственным лицом.

4.3 Расчет искусственного освещения

Правильно спроектированное освещение производственных помещений оказывает положительное воздействие на работников, способствует повышению эффективности и безопасности труда, снижает утомление и травматизм, сохраняет высокую работоспособность.

Самые лучшие условия для полного зрительного восприятия создает солнечный свет. В утреннее и вечернее время вводится общее искусственное освещение. В помещении применяется общее равномерное искусственное освещение, расчет которого производится по методу светового потока. При расчете этим методом учитывается как прямой свет от светильника, так и свет, отраженный от потолка и стен. Освещенность рабочего места при комбинированном освещении должна составлять 300 лк согласно табл. 1 из

[7].

Выбор светильников и их размещение

Размещение светильников в помещении определяется следующими размерами:

$H = 3.2$ м – высота помещения;

$h_c = 0$ м – расстояние светильников от перекрытия (свес);

$h_n = H - h_c = 3.2$ м – высота светильника над полом, высота подвеса;

$h_p = 0.5$ м – высота рабочей поверхности над полом;

$h = h_n - h_p = 2.7$ м – расчётная высота, высота светильника над рабочей поверхностью.

Расстояние между светильниками L определяется как:

$$L = \lambda \cdot h$$

Необходимо изобразить в масштабе в соответствии с исходными данными план помещения, указать на нём расположение светильников и определить их число.

Рассчитаем расстояние между соседними светильниками или рядами:

$$L = \lambda \cdot h = 1.4 \cdot 2.7 = 3.78 \text{ м}$$

Оптимальное расстояние I от крайнего ряда светильников до стены рекомендуется принимать равным $L/3$:

$$I = \frac{L}{3} = \frac{3.78}{3} = 1.26 \text{ м}$$

Размещаем светильники в один ряд. План расположения светильников в помещении изображен на рисунке 26.

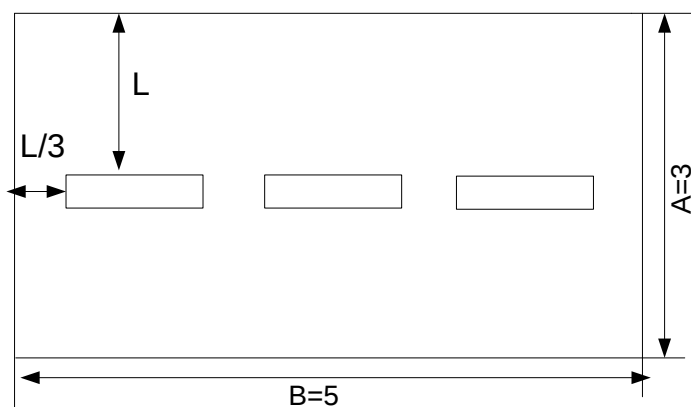


Рисунок 26 – План расположения светильников в помещении

Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении равно:

$$n = 2 \cdot 3 = 6 \text{ ламп.}$$

Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отражённый от потолка и стен.

Световой поток лампы накаливания или группы люминесцентных ламп светильника определяется по формуле:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot k \cdot z}{n \cdot \eta}, \text{ где}$$

E – нормируемая минимальная освещенность, лк;

k – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (источника света, светотехнической арматуры, стен, а также наличие в атмосфере цеха дыма, пыли). В нашем случае коэффициент запаса равен 1.5, поскольку работа происходит в помещении с малым выделением пыли.

S – площадь помещения, м²;

n – количество ламп в помещении;

η – коэффициент использования светового потока;

z – коэффициент неравномерности освещения (для люминесцентных ламп равен 1,1).

Коэффициент использования светового потока η зависит от типа светильника, коэффициента отражения светового потока от стен, потолка, пола, а также геометрических размеров помещения и высоты подвеса светильников, что учитывается одной комплексной характеристикой – индексом помещения. Показатель помещения определяется по формуле:

$$i = \frac{S}{h \cdot (A + B)},$$

где: h – высота подвеса светильников над рабочей поверхностью, м;

А - ширина помещения, м;

В - длина помещения, м.

Тогда индекс помещения по формуле получается равным:

$$i = \frac{5 \cdot 3}{2.7 \cdot (5 + 3)} = 0.69.$$

По найденному показателю помещения i и коэффициентам отражения потолка $P_{\text{п}}$ и стен $P_{\text{ст}}$ определяем коэффициент использования светового потока (под которым понимается отношение светового потока, падающего на рабочую поверхность, к световому потоку источника света). Коэффициенты отражения $P_{\text{ст}}$ и $P_{\text{п}}$ имеют следующие значения:

$P_{\text{ст}} = 50\%$ (стены побелены, окна без штор)

$P_{\text{п}} = 70\%$ (потолок побеленный)

Коэффициент η в зависимости от показателя помещения i имеет следующие значения, приведенные в таблице 34.

Таблица 34 – Коэффициент использования помещения η в зависимости от показателя помещения i

Помещение i	0,5	1	2	3	4	5
Коэффициент использования помещения η	0.22	0.37	0.48	0.54	0.59	0.61

Для нашего случая $\eta = 0.22$.

Нормальная минимальная освещенность должна составлять $E_{\text{н}}=300\text{лк}$ [7]. Таким образом, получаем:

$$F = \frac{300 \cdot 1.5 \cdot 1.5 \cdot 1.1}{0.22 \cdot 6} = 5625 \text{ Лм.}$$

Рассчитав световой поток F , зная тип лампы, выбирается стандартная ближайшая лампа и определяется электрическая мощность всей осветительной системы. Если необходимый поток светильника выходит за

пределы диапазона $(-10 \div +20\%)$, то корректируется число светильников и либо высота подвеса светильников.

В соответствии с вычисленным световым потоком выбран светильник типа ШОД-2-40, с люминесцентными лампами типа ЛБ с потоком $\Phi = 4620$ Лм. Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} \cdot 100\% \leq +20\%$$
$$-10\% \leq \frac{5625 - 4620}{4620} \cdot 100\% \leq +20\%$$

Получаем $-10\% \leq -0.21\% \leq +20\%$.

Необходимый поток светильника не выходит за пределы диапазона $(-10 \div +20\%)$, поэтому корректировать число светильников и либо высоту подвеса светильников нет необходимости.

Определим электрическую мощность осветительной установки:

$$P = 6 \cdot 40 = 240 \text{ Вт.}$$

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации – это обстоятельства, возникающие в результате аварий, катастроф, стихийных бедствий, диверсий или иных факторов, при которых наблюдается резкое отклонение протекающих явлений и процессов от нормальных, что оказывает отрицательное воздействие на жизнеобеспечение, экономику, социальную сферу и природную среду.

4.4.1 Пожарная безопасность

Мероприятия по пожарной профилактике разделяются на организационные, технические, эксплуатационные и режимные.

Организационные мероприятия предусматривают правильную эксплуатацию оборудования, правильное содержание зданий и территорий, противопожарный инструктаж рабочих и служащих, обучение

производственного персонала правилам противопожарной безопасности, издание инструкций, плакатов, наличие плана эвакуации.

К техническим мероприятиям относятся: соблюдение противопожарных правил, норм при проектировании зданий, при устройстве электропроводов и оборудования, отопления, вентиляции, освещения, правильное размещение оборудования.

К режимным мероприятиям относятся установление правил организации работ и соблюдение противопожарных мер.

4.4.2 Оценка пожарной безопасности помещения

Помещения в зависимости от характеристики используемых в производстве веществ и их количества, по пожарной и взрывной опасности подразделяются на категории А, Б, В, Г, Д [9].

Помещение и здание операторной относится к категории «В» по степени пожарной опасности [10], так как в нем отсутствует обработка пожароопасных веществ, отсутствуют источники открытого огня. А стены здания и перекрытия выполнены из трудно сгораемых и несгораемых материалов (кирпич, железобетон, и др.).

При неправильной эксплуатации оборудования и коротком замыкании электрической сети может произойти возгорание, которое грозит уничтожением ПЭВМ, документов и другого имеющегося оборудования. Система вентиляции может стать источником распространения возгорания.

В качестве возможных причин пожара можно указать следующие:

наличие горючей пыли (некоторые осевшие пыли способны к самовозгоранию);

короткие замыкания;

перегрузка сетей, которая ведет за собой сильный нагрев токоведущих частей и загорание изоляции;

Для предупреждения пожаров от коротких замыканий и перегрузок необходимы правильный выбор, монтаж и соблюдение

установленного режима эксплуатации электрических сетей, дисплеев и других электрических средств автоматизации.

Следовательно, необходимо предусмотреть ряд профилактических мероприятий технического, эксплуатационного, организационного плана.

4.4.3 Мероприятия по устранению и предупреждению пожаров

Для предупреждения возникновения пожара необходимо соблюдать следующие правила пожарной безопасности:

- исключение образования горючей среды (герметизация оборудования, контроль воздушной среды, рабочая и аварийная вентиляция);
- применение при строительстве и отделке зданий негорюемых или трудно сгораемых материалов;

Организационные мероприятия:

- противопожарный инструктаж обслуживающего персонала;
- обучение персонала правилам техники безопасности;
- издание инструкций, плакатов, планов эвакуации.

Эксплуатационные мероприятия:

- соблюдение эксплуатационных норм оборудования;
- обеспечение свободного подхода к оборудованию.
- содержание в исправности изоляции токоведущих проводников.

Технические мероприятия:

- соблюдение противопожарных мероприятий при устройстве электропроводок, оборудования, систем отопления, вентиляции и освещения.
- В офисном помещении имеется порошковый огнетушитель типа ОП-5, на входной двери приведен план эвакуации в случае пожара, и на досягаемом расстоянии находится пожарный щит. Если возгорание произошло в электроустановке, для его устранения должны использоваться углекислотные огнетушители типа ОУ - 2 или порошковые типа ОП -5.
- профилактический осмотр, ремонт и испытание оборудования.

Кроме устранения самого очага пожара, нужно своевременно организовать эвакуацию людей (рисунок 27).

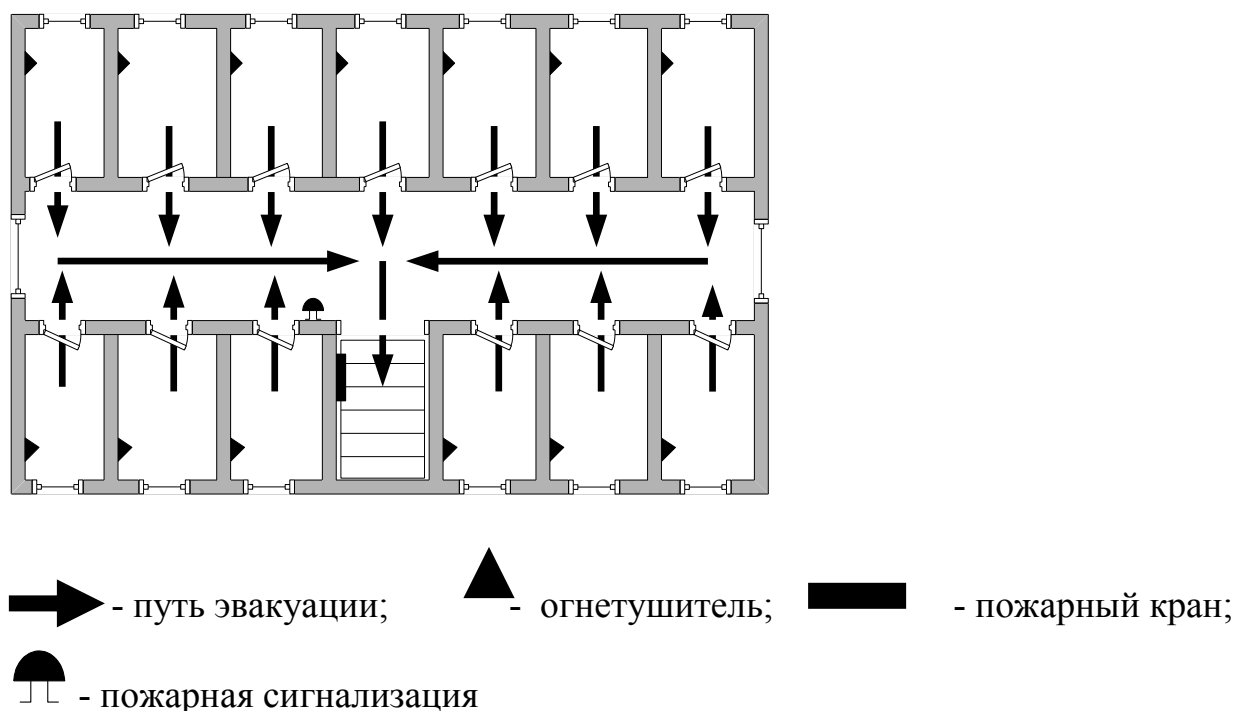


Рисунок 27 – План эвакуации людей при пожаре

При возникновении пожара каждый обнаруживший пожар обязан:

1. Немедленно сообщить об этом в пожарную охрану по телефону 01.
2. Сообщить о случившемся дежурному персоналу.
3. Оказать помощь дежурному персоналу в организации эвакуации людей из здания и тушении пожара.

4.5 Охрана окружающей среды

Вследствие развития научно-технического прогресса, постоянно увеличивается возможность воздействия на окружающую среду, создаются предпосылки для возникновения экологических кризисов. В то же время прогресс расширяет возможности устранения создаваемых человеком ухудшений природной среды.

Защита окружающей среды – это комплексная проблема, требующая усилий всего человечества. Наиболее активной формой защиты окружающей среды от вредного воздействия выбросов промышленных предприятий является полный переход к безотходным и малоотходным технологиям и

производствам. Это потребует решения целого комплекса сложных технологических, конструкторских и организационных задач, основанных на использовании новейших научно-технических достижений [11].

Одна из самых серьезных проблем - потребление электроэнергии. С увеличением количества компьютерных систем, внедряемых в производственную сферу, увеличится и объем потребляемой ими электроэнергии, что влечет за собой увеличение мощностей электростанций и их количества. И то и другое не обходится без нарушения экологической обстановки. Рост энергопотребления приводит к таким экологическим нарушениям, как:

- изменение климата — накопление углекислого газа в атмосфере Земли (парниковый эффект);
- загрязнение воздушного бассейна другими вредными и ядовитыми веществами;
- загрязнение водного бассейна Земли;
- опасность аварий в ядерных реакторах, проблема обезвреживания и утилизации ядерных отходов;
- изменение ландшафта Земли.

Из этого можно сделать вывод, что необходимо стремиться к снижению энергопотребления, то есть разрабатывать и внедрять системы с малым энергопотреблением. В современных компьютерах, повсеместно используются режимы с пониженным потреблением электроэнергии при длительном простое. Стоит также отметить, что для снижения вреда, наносимого окружающей среде при производстве электроэнергии, необходимо искать принципиально новые виды производства электроэнергии.

При разработке любых автоматизированных систем возникает необходимость утилизировать производственные отходы, в качестве которых в данном случае выступают бумажные отходы (макулатура) и неисправные детали персональных компьютеров. Бумажные отходы должны передаваться

в соответствующие организации для дальнейшей переработки во вторичные бумажные изделия. Неисправные комплектующие персональных компьютеров должны передаваться либо государственным организациям, осуществляющим вывоз и уничтожение бытовых и производственных отходов, либо организациям, занимающимся переработкой отходов. Вторым вариантом является более предпочтительным, так как переработка отходов является перспективным направлением развития технологии и позволяет сберегать природные ресурсы а также является важным направлением государственного регулирования [12].

Также в ходе производства возникает необходимость отводить сточные воды. Они должны передаваться организации, занимающейся очисткой сточных вод, по специальному изолированному трубопроводу. Если сточные воды не соответствуют требованиям принимающей организации, то необходимо организовать их очистку в пределах предприятия с помощью специальных очистных сооружений.

Заключение

В результате выполненной работы изучен технологический процесс БИК. Были разработаны структурная и функциональная схемы автоматизации БИК, позволяющие определить состав необходимого оборудования и количество каналов передачи данных и сигналов. В ходе работы была разработана система автоматизированного управления БИК. Системы автоматизации БИК, диспетчерского контроля и управления были спроектированы на базе полевых устройств, промышленных контроллеров Siemens SIMATIC S7-300 и программного SCADA-пакета Infinity. В данной работе была разработана схема внешних проводок, позволяющая подключить систему передачи сигналов от полевых устройств на щит управления и АРМ оператора и, в случае возникновения неисправностей, легко их устранить. Для управления технологическим оборудованием и сбором данных были разработаны алгоритмы пуска/останова технологического оборудования и управления сбором данных. Для разработанных алгоритмов было разработано программное обеспечение для ПЛК с помощью программной среды Siemens Step7. Таким образом, спроектированная САУ БИК не только удовлетворяет текущим требованиям к системе автоматизации, но и имеет высокую гибкость, позволяющую изменять и модернизировать разработанную САУ в соответствии с возрастающими в течение всего срока эксплуатации требованиями. Кроме того, SCADA-пакет, который используется на всех уровнях автоматизации БИК, позволяет заказчику сократить затраты на обучение персонала и эксплуатацию систем.

Список литературы

1. А.С. Ключев, Б.В. Глазков, А.Х. Дубровский, А.А. Ключев Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие.- М.: Энергоатомиздат, 1990.-464 с.
2. Справочник проектировщика АСУ ТП / под ред. Г.Л. Смилянского.- М.: Машиностроение, 1983. – 527 с.
3. **Ю. Блэк Сети ЭВМ: протоколы, стандарты, интерфейсы, пер. с англ., М.: Мир, 1990г, 506 с.**
4. Ицкович Э.Л. Классификация микропроцессорных программно-технических комплексов. Журнал "Промышленные АСУ и контроллеры" №10, 1999 г.
5. Каталог продукции промышленной группы Метран: www.metran.ru/
6. Каталог оборудования для нефтепереработки: www.generation.ru
7. Каталог промышленных компьютеров и средств АСУ ТП: www.rts.ua/catalog/
8. Операционные системы реального времени: www.spec.ru/manuals/
9. Оборудование промышленных сетей передачи данных: www.sem.cf1.ru/goods/
10. СанПиН 2.2.2.542-96 "Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы" (утв. от 14 июля 1996 г. №14).
11. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
12. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
13. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
14. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки"
15. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.
Расчёт искусственного освещения. Методические указания к выполнению индивидуальных заданий для студентов дневного и заочного обучения всех специальностей. – Томск: Изд. ТПУ, 2000.

16. ГОСТ 12.1.004–76 и ГОСТ 12.1.010 – 76. “Основы противопожарной защиты предприятий”
17. НПБ от 18.06.2003 г. №105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»
18. Охрана окружающей среды /Под ред. С. В. Белова. – М.: Высш. шк., 1991 г.
19. Федеральный закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ (ред. от 28.07.2012) "Об отходах производства и потребления".
20. Федеральный закон от 26.06.2008 г. №102-ФЗ "Об обеспечении единства измерений";
21. Постановление Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. №87 "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию";
22. ГОСТ 8.417-2002 "Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин";
23. ГОСТ 12.1.003-83 "ССБТ. Шум. Общие требования безопасности";
24. ГОСТ 12.1.007-76 "Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;"
25. ГОСТ 12.1.030-81 "Электробезопасность. Защитное заземление, зануление";
26. ГОСТ 12.2.007.0-75 "ССБТ. Машины электрические вращающиеся";
27. ГОСТ 12.2.049-80 "Оборудование производственное. Общие эргономические требования";
28. ГОСТ 12.4.040-78 "Органы управления производственным оборудованием. Обозначения";
29. ГОСТ 2517-85 "Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб";
30. ГОСТ 9544-2005 "Арматура трубопроводная запорная. Классы и нормы герметичности затворов";
31. ГОСТ 10434-82 "Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования";
32. ГОСТ 12971-67 "Таблички прямоугольные для машин и приборов. Размеры";

33. ГОСТ 13109-97 "Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения";
34. ГОСТ 15150-69 "Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды";
35. ГОСТ 22261-94 "Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия";
36. ГОСТ 23118-99 "Конструкции стальные строительные. Общие технические условия";
37. ГОСТ Р 8.563-2009 "ГСИ. Методики (методы) измерений";
38. ГОСТ Р 8.595-2004 "ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений";
39. ГОСТ Р 8.596-2002 "ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения";
40. ГОСТ Р 51330.5-99 "Электрооборудование взрывозащищённое. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения";
41. ГОСТ Р 51330.9-99 "Электрооборудование взрывозащищённое. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон";
42. ГОСТ Р 51858-2002 "Нефть. Общие технические условия";
43. ВНТП 01/87/04-84 "Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств";
44. НПБ-88-2001 "Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования";
45. ПБ 03-585-2003 "Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов";
46. ППБ 01-2003 "Правила пожарной безопасности в РФ";
47. МИ 2837-2003 "Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение";

48. ВСН 332-74 "Инструкция по монтажу электрооборудования, силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон";
49. ВСН 294-72 **"Инструкция по монтажу электрооборудования** пожароопасных установок напряжением до 1000 В";
50. ОСТ 26.260.18-2004 "Блоки технологические для газовой и нефтяной промышленности. Общие технические условия";
51. РД 34.21.122-2003 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений";
52. РД-35.240.00-КТН-207-2008 "Автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов. Основные положения";
53. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти. Утверждены приказом № 69 Министерства промышленности и энергетики России от 31.03.2005 г.;
54. СТТ-17.120.00-КТН-025-2009 "Магистральный нефтепроводный транспорт.
55. СНиП 2.01.02-85 "Противопожарные нормы";
56. СНиП 21-01-97 "Пожарная безопасность зданий и сооружений";

Приложение А

Функциональная Технологическая схема БИК «0» км

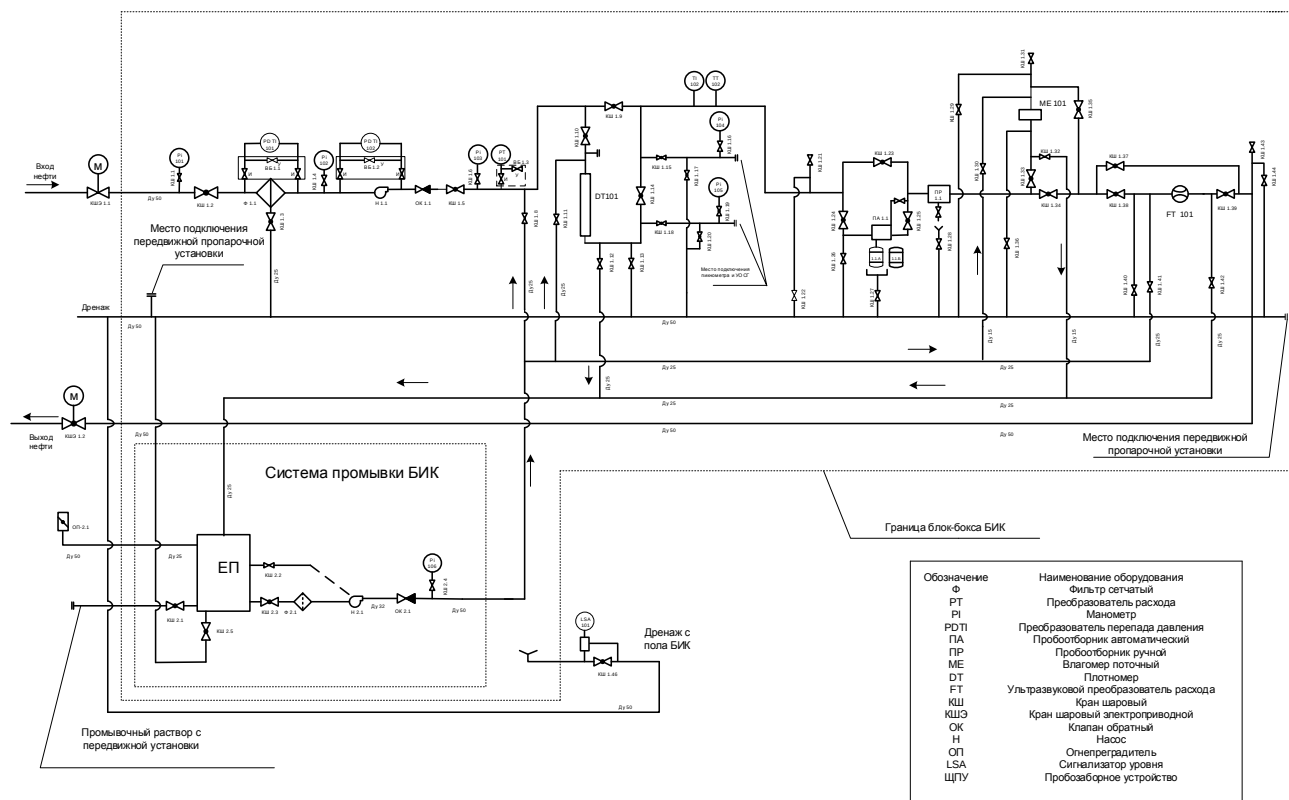
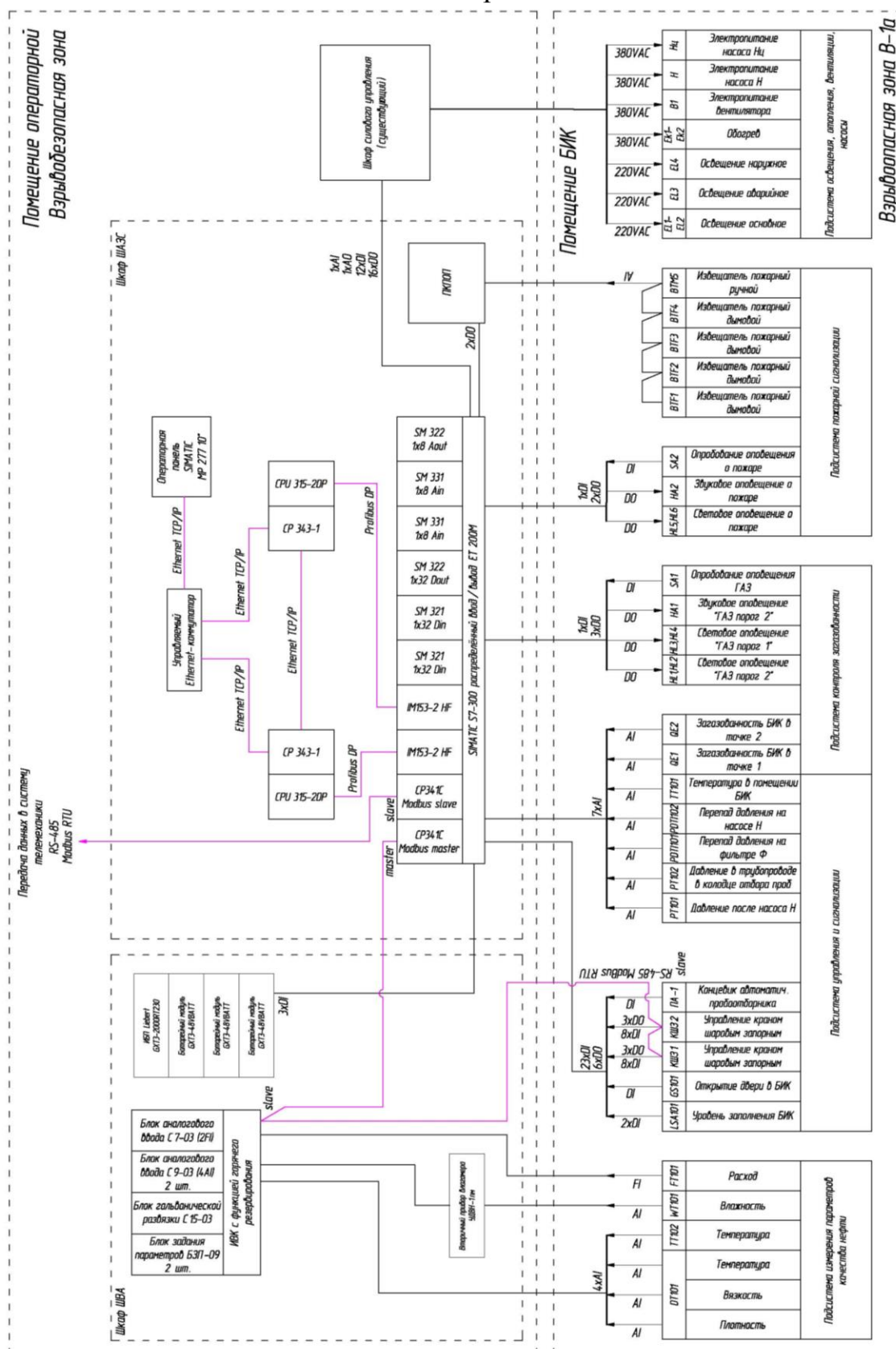


Схема внешних проводок БИК



Приложение В
Перечень сигналов

№ п.п.	Позиция	Наименование параметра	Наименование канала	Тип сигнала
1	2	3	4	5
Сигналы ИВК МикроТЭК				
1	DT101	Плотность	-	AI(4-20 мА)
2		Вязкость	-	AI(4-20 мА)
3		Температура	-	AI(4-20 мА)
4	TT102	Температура		AI(4-20 мА)
5	WT101	Объёмная доля воды	-	AI(4-20 мА)
6	FT101	Объёмный расход	-	Fin
7	ПА1.1	Автоматический пробоотборник	включить	DO 24 VDC
8			выключить	DO 24 VDC
9	GS102		конец отбора	DI 24 VDC
10	-	Обмен данными с ШАЗС	интерфейс	RS-485, Modbus RTU
Сигналы ПЛК Siemens SIMATIC S7-300				
1	LSA101	Уровень затопления БИК	предельный уровень	DI 24 VDC
2	GS101	Открытие двери в БИК		DI 24 VDC
3	-	Обогреватель	включить	DO 24 VDC
4			отключить	DO 24 VDC
5			состояние	DI 24 VDC
6			не готов	DI 24 VDC
7			отключить в ручном режиме	DI 24 VDC
8	-	Вентилятор	включить	DO 24 VDC
9			отключить	DO 24 VDC
10			состояние	DI 24 VDC
11			режим местное/дистанцион- ное управление	DI 24 VDC

№ п.п.	Позиция	Наименование параметра	Наименование канала	Тип сигнала
12	Кшз1	Кран шаровой запорный с ЭП	заккрыть	DO 24 VDC
13			открыть	DO 24 VDC
14			стоп	DO 24 VDC
15			заккрыт	DI 24 VDC

16			открыт	DI 24 VDC
17			авария	DI 24 VDC
18			авария муфты	DI 24 VDC
19			открывается	DI 24 VDC
20			закрывается	DI 24 VDC
21			дистанционное управление	DI 24 VDC
22			наличие напряжения	DI 24 VDC
23			интерфейс	RS-485
24			закрыть	DO 24 VDC
25			открыть	DO 24 VDC
26			стоп	DO 24 VDC
27			закрыт	DI 24 VDC
28			открыт	DI 24 VDC
29			авария	DI 24 VDC
30			авария муфты	DI 24 VDC
31			открывается	DI 24 VDC
32			закрывается	DI 24 VDC
33			дистанционное управление	DI 24 VDC
34			наличие напряжения	DI 24 VDC
35			интерфейс	RS-485
36			управление	АО (4-20 мА)
37			состояние	AI (4-20 мА)
38			включить	DO 24 VDC
39			отключить	DO 24 VDC
40			состояние	DO 24 VDC
41			авария	DO 24 VDC
42			включить	DO 24 VDC
43			отключить	DO 24 VDC
44			состояние	DI 24 VDC
45			авария	DI 24 VDC
46	PT102	Давление в трубопроводе в колодце отбора проб	-	AI (4-20 мА)
47	PT101	Давление после насоса Н	-	AI (4-20 мА)
48	PDTI101	Перепад давления на фильтре Ф	-	AI (4-20 мА)

№ п.п.	Позиция	Наименование параметра	Наименование канала	Тип сигнала
49	PDTI102	Перепад давления на насосе Н	-	AI (4-20 мА)

50	ТТ101	Температура в помещении БИК	-	AI (4-20 мА)
51	QT1	Загазованность БИК в точке 1	концентрация	AI (4-20 мА)
52	QT2	Загазованность БИК в точке 2	концентрация	AI (4-20 мА)
53	ARK1	Система пожарной сигнализации	Норма	DI 24 VDC
54			Внимание	DI 24 VDC
55			Тревога	DI 24 VDC
56	HL1,HL2	Световое оповещение "порог 2"	включить	DO 24 VDC
57	HL3,HL4	Световое оповещение "порог 1"	включить	DO 24 VDC
58	HA1	Звуковое оповещение "порог 2"	включить	DO 24 VDC
59	SA1	Опробование оповещения ГАЗ	включить	DI 24 VDC
60	HL5,HL6	Световое оповещение о пожаре	включить	DO 24 VDC
61	HA2	Звуковое оповещение о пожаре	включить	DO 24 VDC
62	SA2	Опробование оповещения о пожаре	включить	DI 24 VDC
63	SA3	Квитирование звуковой сигнализации	включить	DI 24 VDC
64	-	Откл. силовое оборудование	-	DO 24 VDC
65	-	Вкл. силовое оборудование		
66	-	Включить питание БИК	-	DO 24 VDC
67	-	Отключить питание БИК	-	DO 24 VDC
68	GS102	Открытие двери шкафа ЩСУ	-	DI 24 VDC
69	GS103	Открытие двери шкафа ШВА		
70	GS104	Открытие двери шкафа ШАЗС		
71	-	Наличие напряжения КШЗ1	-	DI 24 VDC
72	-	Наличие напряжения КШЗ2	-	DI 24 VDC
73	-	Питание БИК включено	-	DI 24 VDC
74	G2	Контроль состояния источника бесперебойного питания	работа от батареи	DI 24 VDC
75			низкий заряд	DI 24 VDC
76	-	Обмен данными с ШВА	интерфейс	RS-485, Modbus RTU
77	-	Передача данных в систему телемеханики	интерфейс	RS-485, Modbus

				RTU
78	A20	Обмен данными с панелью оператора	интерфейс	Ethernet, TCP/IP
79	SA4	Насос прокачки Н-1	Включить	DI 24 VDC
80	SA4		Выключить	DI 24 VDC
81	SA5	Насос системы промывки Н-2	Включить	DI 24 VDC
82	SA5		Выключить	DI 24 VDC
83	ARK2	Пожар в аппаратной		DI 24 VDC
84	GS105	Несанкционированный доступ в помещение аппаратной		DI 24 VDC

Приложение Г

Вычисление плотности, массовой доли воды

Формулы вычисления плотности при 15 °С и 20 °С, массовой доли воды

Плотность нефти при 15 °С и 20 °С определяется по формулам:

$$\rho_{15} = \frac{\rho}{CTL \cdot CPL} \quad (1)$$

$$\rho_{20} = \rho_{15} \cdot e^{-5 \cdot \beta_{15} \cdot (1 + 4 \cdot \beta_{15})} \quad (2)$$

где ρ_{15} - плотность нефти при 15 °С, кг/м³;

ρ_{20} - плотность нефти при 20 °С, кг/м³

ρ - плотность нефти при рабочих условиях в БИК (измеряется плотномером), кг/м³;

CTL- коэффициент, учитывающий влияние температуры на объём нефти при температуре БИК и плотности ρ_{15} (рассчитывается ИВК МикроТЭК в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004);

CPL - коэффициент, учитывающий влияние давления на объём нефти при давлении в БИК и плотности ρ_{15} (рассчитывается ИВК МикроТЭК в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004);

β_{15} - значение коэффициента объёмного расширения нефти при температуре 15 °С и плотности ρ_{15} .

Массовая доля воды в нефти определяется в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 по формуле :

$$W_B = \varphi \cdot \frac{\rho_B}{\rho} \quad (3)$$

где W_B - массовая доля воды в нефти, %;

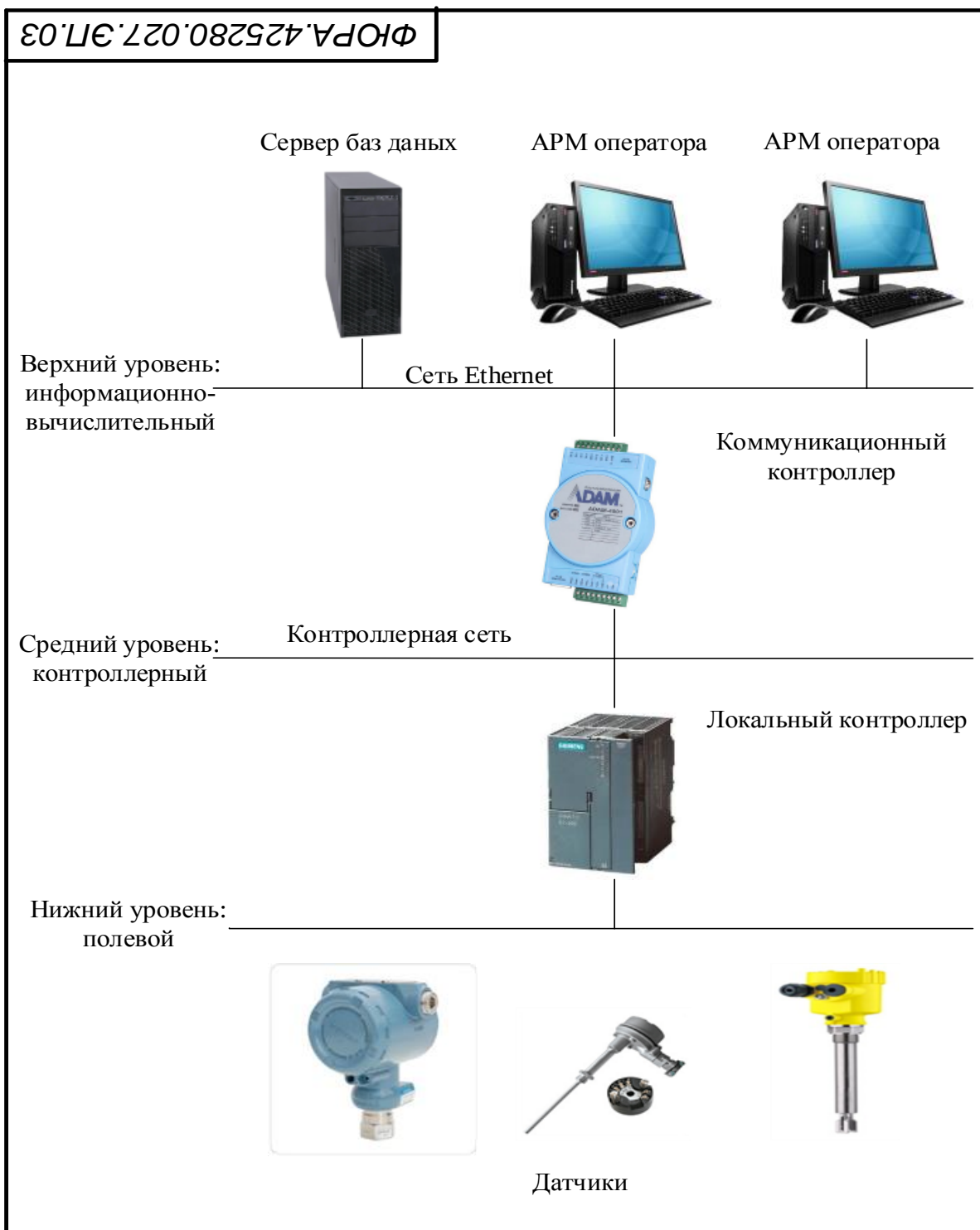
A- объёмная доля воды в нефти (измеряется поточным влагомером), %;
 ρ_B - плотность воды в рабочих условиях (вводится вручную в ИВК МикроТЭК), кг/м³;
 ρ - плотность нефти при рабочих условиях в БИК (измеряется плотномером), кг/м³.

Приложение Д

Перечень данных, передаваемых в систему телемеханики

№ п.п.	Наименование сигнала
Телесигнализация	
1	Повышенная загазованность в блок-боксе БИК
2	Аварийная загазованность о блок-боксе БИК
3	Пожар в блок-боксе БИК
4	Затопление помещения блок-бокса БИК
5	БИК в работе
6	БИК в ремонте
7	БИК авария
8	БИК отключен
9	Секущий кран КШЗ1 открыт
10	Секущий кран КШЗ1 закрыт
11	Секущий кран КШЗ1 открывается
12	Секущий кран КШЗ1 закрывается
13	Секущий кран КШЗ1 наличие напряжения
14	Секущий кран КШЗ2 открыт
15	Секущий кран КШЗ2 закрыт
16	Секущий кран КШЗ2 открывается
17	Секущий кран КШЗ2 закрывается
18	Секущий кран КШЗ2 наличие напряжения
Телеизмерение	
19	Давление на входе БИК
20	Температура нефти в БИК
21	Плотность нефти
22	Вязкость нефти
23	Массовая доля воды
24	Давление в трубопроводе в колодце отбора проб
25	Плотность при 15 °С
26	Плотность при 20 °С
Телеуправление	
27	Секущий кран КШЗ1 открыть
28	Секущий кран КШЗ1 закрыть
29	Секущий кран КШЗ1 стоп
30	Секущий кран КШЗ2 открыть
31	Секущий кран КШЗ2 закрыть
32	Секущий кран КШЗ2 стоп

Приложение Е **Трехуровневая система АС**



					ФЮРА.425280.027.ЭП.03			
Изм.	Лист	№ док.	Подп	Дата	Трехуровневая система АС			
Разраб.	Заостровных		1.10.15					
Пров.	Громаков Е.И.							
Т.контр								
Н.контр								
Утв.					Лит. Масса Масштаб у ТПУ ИнЭО Группа 3-8Т11			

ΦЮРА.425280.027.ЭП.04

