

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



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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Модернизация автоматизированной системы управления блока насосной станции и подогревателя нефти

УДК 621.65.002.5-5:681.586:004.384

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т21	Петин Даниил Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры СУМ	Семенов Н. М.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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



Институт электронного обучения

Направление подготовки (специальность) 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Кафедра систем управления и мехатроники

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой СУМ

_____ Губин Е В
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т21	Петин Даниил Викторович

Тема работы:

Модернизация автоматизированной системы блока насосной станции и подогревателя нефти	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 18.04.2017 2751/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2017 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(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.).</i></p>	<p>Объектом исследования является блок насосной станции и подогревателя нефти.</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1 Описание технологического процесса 2 Выбор архитектуры АС 3 Разработка структурной схемы АС 4 Функциональная схема автоматизации 5 Разработка схемы информационных потоков АС 6 Выбор средств реализации АС 7 Разработка схемы соединения внешних проводок 8 Выбор (обоснование) алгоритмов управления АС 9 Разработка экранных форм АС
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1 Функциональная схема технологического процесса, выполненная в Visio 2 Перечень входных/выходных сигналов ТП 3 Схема соединения внешних проводок, выполненная в Visio 4 Схема информационных потоков 5 Структурная схема САР локального технологического объекта. Результаты моделирования (исследования) САР в MatLab 6 Алгоритм сбора данных измерений. Блок схема алгоритма 7 Дерево экранных форм 8 SCADA–формы экранов мониторинга и управления диспетчерского пункта 9 Обобщенная структура управления АС 10 Трехуровневая структура АС

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

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

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры СУМ	Семенов Н. М.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–8Т21	Петин Даниил Викторович		

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

Институт электронного обучения

Направление подготовки 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Кафедра систем управления и мехатроники

Уровень образования – бакалавр

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

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

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

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

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры СУМ	Семенов Н. М.			

СОГЛАСОВАНО:

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

Реферат

Пояснительная записка содержит 73 страницы машинописного текста, 10 таблиц, 9 рисунков, 1 список использованных источников из 18 наименований, 10 приложений.

Ключевые слова: УКПН, установка комплексной подготовки нефти, насосная, сырьевой резервуар, подогреватель, клапана с электроприводом, автоматизированная система управления, ПИД-регулятор, локальный программируемый логический контроллер, коммутационный программируемый логический контроллер, протокол, SCADA-система.

Объектом исследования является: система автоматизированного управления блока насосной станции и подогревателя УКПН.

Цель работы – модернизация САУ УКПН, а именно насосной подогревателя и насосной станции с использованием ПЛК, на основе SCADA-системы TraceMode 6.09.

В процессе исследования проводился подбор средств КИПиА, программного и алгоритмического обеспечения.

В результате исследования разработана САУ подогревателя и блока насосной станции.

Область применения: разработанная система может применяться на действующих УКПН, для управления и сбора данных на различных промышленных предприятиях, в том числе на объектах ОАО «Газпром».

Содержание

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	9
Введение.....	11
1 Техническое задание.....	12
1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП.....	12
1.2 Назначение и состав УКПН	13
1.3 Требования к автоматике УКПН	13
1.4 Требования к техническому обеспечению	14
1.5 Требования к метрологическому обеспечению	15
1.6 Требования к программному обеспечению.....	15
1.7 Требования к математическому обеспечению	16
1.8 Требования к информационному обеспечению.....	16
2 Основная часть	18
2.1 Описание технологического процесса.....	18
2.2 Выбор архитектуры АС	19
2.3 Разработка структурной схемы АС	20
2.4 Функциональная схема автоматизации	22
2.5 Разработка схемы информационных потоков УКПН	23
2.6 Выбор средств реализации УКПН.....	27
2.6.1 Выбор контроллерного оборудования УКПН.....	27
2.6.2 Выбор датчиков.....	28
2.6.3 Нормирование погрешности канала измерения.....	33
2.6.4 Выбор исполнительных механизмов	35
2.7 Разработка схемы внешних проводок.....	37
2.8 Выбор алгоритмов управления АС УКПН	38
2.9 Алгоритмы управления	39
2.9.1 Алгоритм сбора данных измерений	39
2.9.2 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром.	39

2.10	Разработка экранной формы	42
2.10.1	Разработка дерева экранных форм	43
3.	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности	45
3.1	Потенциальные потребители результатов исследования	45
3.2	Анализ конкурентных технических решений	45
3.3	SWOT – анализ	47
3.4	Планирование научно-исследовательских работ.....	50
3.4.1	Структура работ в рамках научного исследования	50
3.4.2	Разработка графика проведения научного исследования	51
3.5	Бюджет научно-технического исследования	54
3.5.1	Расчет материальных затрат	54
3.5.2	Расчет затрат на специальное оборудование	55
3.5.3	Основная заработная плата исполнителей темы.....	55
3.5.4	Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	55
3.5.5	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	56
3.5.6	Накладные расходы.....	56
3.5.7	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	56
4.	Социальная ответственность	60
	Введение.....	60
4.1.	Профессиональная социальная безопасность	61
4.1.1.	Анализ вредных и опасных факторов	61
4.1.2.	Анализ вредных факторов.....	61
4.1.2.1.	Повышенный уровень шума	61
4.1.3.	Анализ опасных факторов.....	64
4.2.	Экологическая безопасность.....	66
4.3.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	67
4.3.1.	Пожарная безопасность	67
4.4.	Особенности законодательного регулирования проектных решений.	69
	Заключение	71
	Список используемых источников	72

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Определения

автоматизированная система (АС) – комплекс аппаратных и программных средств, предназначенный для управления различными процессами в рамках технологического процесса.

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

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

мнемосхема: представление технологической схемы в упрощенном виде на экране АРМ.

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

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

профиль АС: определяется как подмножество и/или комбинации базовых стандартов информационных технологий и общепринятых в международной практике фирменных решений (Windows, Unix, Mac OS), необходимых для реализации требуемых наборов функций АС.

протокол (CAN, OSI, ProfiBus, Modbus, HART и др.): набор правил, позволяющий осуществлять соединение и обмен данными между двумя и более включёнными в соединение программируемыми устройствами.

технологический процесс (ТП): последовательность технологических операций, необходимых для выполнения определенного вида работ.

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

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

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

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

Обозначения и сокращения

OSI (Open Systems Interconnection) – Эталонная модель взаимодействия открытых информационных систем;

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

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

OPC (Object Protocol Control) – протокол для управления процессами;

IP (International Protection) – Степень защиты;

АЦП – аналого-цифровой преобразователь;

ЦАП – цифро-аналоговый преобразователь;

КИПиА– контрольно-измерительные приборы и автоматика;

Введение

Одним из наиболее развивающихся направлений на сегодняшний день является автоматизация. Использование автоматизированных систем управления позволяет освободить человека от участия в технологических процессах уменьшить экономические затраты, а также увеличить качество и скорость получения продукта в различных сферах производства. Автоматизация требует использования дополнительных датчиков, контроллеров, устройств ввода/вывода, исполнительных устройств и т.д.

Изначально применялась только частичная автоматизация отдельных элементов производства. На сегодняшний день рассматривают полную и частичную автоматизацию, при этом полная автоматизация подразумевает, что обслуживающий персонал осуществляет только наблюдение за процессами, работой оборудование и аппаратной настройкой.

Разработка и применение в промышленности систем автоматизированного управления, гибких производственных систем, позволяющих объединить в единую систему производственные центры, работы и манипуляторы и ЭВМ, обеспечивает резкое повышение технико-экономических показателей, роста производительности труда и качества продукции.

1 Техническое задание

1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП

УКПН предназначена для приема пластовой жидкости с кустовых площадок, отделения попутного газа от нефти, сброса пластовой воды и очистки в отстойниках, учета и транспортирования нефти в магистральный нефтепровод.

АСУ ТП предназначена для:

- стабилизации заданных режимов технологического процесса путем измерения значений технологических параметров, их обработки, визуального представления, и выдачи управляющих воздействий в режиме реального времени на исполнительные механизмы, как в автоматическом режиме, так и в результате действий технолога-оператора;

- анализ состояния технологического процесса, выявление предаварийных ситуаций и предотвращение аварий путем переключения технологических узлов в безопасное состояние, как в автоматическом режиме, так и по инициативе оперативного персонала.

Целями создания АСУ ТП являются:

- обеспечение надежной и безаварийной работы производства;
- стабилизация эксплуатационных показателей технологического оборудования и режимных параметров технологического процесса;

- снижение непроизводительных потерь человеческих, материально-технических и топливно-энергетических ресурсов, сокращение эксплуатационных расходов;

- автоматическая и автоматизированная диагностика оборудования АСУ ТП.

1.2 Назначение и состав УКПН

Назначением системы является модернизация АСУ ТП УКПН. АСУ ТП должна обеспечивать:

- автоматизированный контроль и управления в реальном масштабе времени технологическим процессом предварительной подготовки и перекачки нефти и воды.
- безопасность технологического процесса предварительной подготовки нефти и воды.
- автоматического и дистанционного приведения технологического процесса в безопасное состояние при возникновении аварийных ситуаций (пожар, выход из строя технологического оборудования и прочее);
- контроля уровня продукта, температуры подогревателя, и их нахождение в заданных нормативных пределах и перевод УКПН в безопасное состояние при выходе уровня за границы диапазона;
- контроль технологических параметров насосов нефти и нефтепродуктов.
- управления насосами нефти и нефтепродуктов.

1.3 Требования к автоматике УКПН

Система автоматике УКПН в данной работе должна обеспечивать следующее:

- измерение:
 - 1 давления на входе в подогреватель;
 - 2 давления на выходе подогревателя;
 - 3 давление на выходе резервуара;
 - 4 температуры нефти на выходе подогревателя;
 - 5 температуры нефти на выходе подогревателя;
 - 6 температуры подогревателя;
 - 7 уровня сырьевой нефти в резервуаре;
- управление:

1 насосом на выходе резервуара;

2 подогревателем;

– индикацию:

1 измеряемых и расчётных параметров на дисплее АРМ оператора по запросу оператора;

В диспетчерскую должна обеспечиваться выдача всей информации о работе УКПН.

1.4 Требования к техническому обеспечению

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

Программно-технический комплекс АС должен допускать возможность наращивания, модернизации и развития системы, а также иметь резерв по каналам ввода/вывода не менее 20 %.

Датчики, используемые в системе, должны отвечать требованиям взрывобезопасности. При выборе датчиков следует использовать аппаратуру с искробезопасными цепями. Чувствительные элементы датчиков, соприкасающиеся с сероводородсодержащей или другой агрессивной средой, должны быть выполнены из коррозионностойких материалов либо для их защиты необходимо использовать разделители сред.

Степень защиты технических средств от пыли и влаги должна быть не менее IP56.

Показатели надежности датчиков общепромышленного назначения рекомендуется выбирать, ориентируясь на показатели мирового уровня и лучшие образцы отечественных изделий, а именно:

1) время наработки на отказ не менее 100 тыс. час;

2) срок службы не менее 10 лет.

Контроллеры должны иметь модульную архитектуру, позволяющую свободную компоновку каналов ввода/вывода. При необходимости ввода сигналов с

датчиков, находящихся во взрывоопасной среде, допускается использовать как модули с искробезопасными входными цепями, так и внешние барьеры искробезопасности, размещаемые в отдельном конструктиве.

1.5 Требования к метрологическому обеспечению

Для узла измерения давления нефти в трубопроводе использовать расходомеры на базе диафрагм. Основная относительная погрешность измерения расходомера должна составлять не более 1%.

Основная относительная погрешность датчиков температуры, вибрации, сигнализаторов должна составлять не более 0,2%.

Для узла измерения уровня нефти в резервуаре использовать радарный уровнемер. Основная погрешность измерения уровня должна составлять не более 0,125%.

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

Функциональная схема установки комплексной подготовки нефти (УКПН) представлена в приложении А.

Продукт, добываемый из скважин, не является чистой нефтью или газом, так как вместе с чистой нефтью, добываемый продукт содержит пластовую воду, нефтяной газ, а также твердые механические примеси (горные породы, затвердевший цемент). Поэтому с технической и экономической точки зрения наиболее целесообразно сначала подготовить нефть: обессолить, обезвожить, провести дегазацию, а также удалить твердые частицы, а уже затем подавать на магистральный нефтепровод. Именно для этой цели и используется установка комплексной подготовки нефти, на которой подготавливается нефть, которая после окончательного контроля подаётся в резервуары товарной нефти, а затем на головную магистральную насосную станцию.

Пластовая жидкость с кустовых площадок и разведочных скважин поступает на площадку подключения.

Узел подключения – это коллектор, в который врезаны подводящие трубопроводы с кустовых площадок. В поступающий поток пластовой жидкости подается химический реагент из установки дозирования химреагента. Химический реагент предназначен для оптимизации процесса сепарации нефти от пластовой жидкости и попутного газа, а также защиты нефтепроводов от коррозии.

Нефтегазовая смесь с площадки подключения поступает на сепаратор первой ступени очистки. Необходимое давление в сепараторе поддерживается регулируемым клапаном. Необходимый уровень нефти в сепараторе поддерживается регулируемым клапаном.

Нефтяной газ после сепаратора первой ступени очистки направляется в газовый сепаратор ГС. Газовый конденсат из по мере накопления отводится в концевой сепаратор.

Нефтяной газ из ГС поступает на узел распределения и учета газа.

Часть газа используется в качестве топлива для подогревателей нефти и дежурных горелок факелов. Избыток газа через газовые расширители высокого давления и газовые расширители низкого давления сбрасывается на факел высокого и низкого давления. Регулирование давления осуществляется клапанами с электроприводами. Аварийное опорожнение расширителей давления осуществляется в емкости сбора конденсата.

Нефтегазовая эмульсия с первой ступени очистки поступает на подогреватель нефти НПС-1. Аварийное опорожнение подогревателей нефти осуществляется в емкость дренажную.

Разогретая нефть от подогревателей нефти поступает на сепаратор второй ступени очистки со сбросом воды.

Необходимый уровень "вода-нефть" в приемной ванне сепаратора поддерживается регулируемым клапаном. Необходимый уровень нефти в нефтяной ванне сепаратора поддерживается регулируемым клапаном. Выделившийся попутный газ сбрасывается через клапан в газовый сепаратор.

Нефть из сепаратора отводится в отстойник нефти.

Нефть из отстойника нефти направляется в сепаратор нефтегазовый концевой.

В концевом сепараторе происходит окончательное разгазирование нефти перед подачей в резервуар нефти Р-1.

Товарная нефть из резервуара Р-11 насосами внутренней перекачки Н-1/1-2 подается на стояк наливной.

Товарная нефть из резервуаров Р-1 насосами внешней перекачки подается через узел учета нефти в магистральный нефтепровод.

Аварийное опорожнение оборудования насосной внутренней и внешней перекачки, узла учета нефти, стояка налива для нефти осуществляется в емкости дренажные.

2.2 Выбор архитектуры АС

В основе разработки архитектуры пользовательского интерфейса проекта АС лежит понятие ее профиля. Под профилем понимается набор стандартов,

ориентированных на выполнение конкретной задачи. Основными целями применения профилей являются:

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

Профили АС включают в себя следующие группы [1]:

- профиль прикладного программного обеспечения;
- профиль среды АС;
- профиль защиты информации АС;
- профиль инструментальных средств АС.

В качестве профиля прикладного программного обеспечения будет использоваться SCADA-система Trace Mode 6.09. Профиль среды АС будет базироваться на операционной системе WindowsXP. Профиль защиты информации будет включать в себя стандартные средства защиты Windows. Профиль инструментальных средств будет основываться на среде OpenPCS.

2.3 Разработка структурной схемы АС

Объектом управления является УКПН. В резервуарах осуществляется замер уровня нефти, в подогревателе температуры, а в трубопроводах – давления на всасывании насосного агрегата, также давление и температура газа, поступающего в печь. Исполнительными устройствами являются клапаны с электроприводом.

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

Нижний (полевой) уровень состоит из первичных датчиков (пять датчиков температуры, четыре сигнализатора уровня, четыре датчика давления, один расходомер, и исполнительных устройств (клапанов с электроприводом).

Средний (контроллерный) уровень состоит из локального контроллера.

Верхний (информационно-вычислительный) 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 WindowsXP и программное обеспечение Trace Mode 6.09.

Обобщенная структура управления АС приведена в приложении В.

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

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

При разработке функциональной схемы автоматизации технологического процесса решены следующие задачи:

- задача получения первичной информации о состоянии технологического процесса и оборудования;

- задача непосредственного воздействия на технологический процесс для управления им и стабилизации технологических параметров процесса;

- задача контроля и регистрации технологических параметров процессов и состояния технологического оборудования.

В соответствии с заданием разработана функциональная схема автоматизации, которая приведена в приложении Г. По ГОСТ 21.208-13 «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах» и ГОСТ 21.408-13 «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов».

2.5 Разработка схемы информационных потоков УКПН

Схема информационных потоков, которая приведена в приложении Д, 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 экранным 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:

- уровень нефти в резервуаре, мм,
- температура подогревателя °С,
- температура нефти на входе в подогреватель °С,
- температура нефти на выходе из подогревателя °С,
- расход газа, поступающего в подогреватель м³/ч,
- давление газа, поступающего в подогреватель, МПа,
- давление жидкости на всасывающем трубопроводе, МПа,
- давление газа, поступающего в подогреватель, МПа,
- давление нефти на выходе из подогревателя, 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, три символа, может принимать следующие значения:
 - DAV – давление;
 - TEM – температура;
 - URV – уровень;
 - RAS – расход;
 - UPR – управляющий сигнал;
- 2) BBB – код технологического аппарата (или объекта), три символа:
 - RZ1 – резервуар РВС-1/1;
 - N11 – насос Н-1/1;
 - TRB – трубопровод;
 - PD1 – подогреватель 1;
 - K1 – регулятор давления К1;

- K2 – регулятор давления K2;
- 3) CCCC – уточнение, не более 4 символов:
 - VHOD – входной трубопровод подогреватель;
 - VYHD – выходной трубопровод подогреватель;
 - GAS – трубопровод с газом;
 - AZOT – трубопровод с азотом;
 - VSAS – всасывающий коллектор;
 - NEFT – нефть;
 - OBMT – обмотка двигателя
 - STEN – внутренние стенки печи
- 4) DDDDD – примечание, не более пять 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.

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

Таблица 1 – кодировка сигналов в SCADA-системе

Кодировка	Расшифровка кодировки
URV_RZ1_NEFT_PREDL	Нижний уровень нефти в резервуаре
URV_RZ1_NEFT_AVARL	Нижний аварийный уровень нефти в резервуаре
URV_RZ1_NEFT_PREDH	Верхний уровень нефти в резервуаре
URV_RZ1_NEFT_AVARH	Верхний аварийный уровень нефти в резервуаре
URV_RZ1_NEFT	Уровень нефти в резервуаре
DAV_N11_VSAS	Давление на всасывающем коллекторе
TEM_N11_OBMT	Температура обмоток двигателя насоса

TEM_TRB_VHOD	Температура поступающей нефти в подогреватель
TEM_TRB_VYHD	Температура подогретой нефти из подогревателя
TEM_PD1_STEN_REG	Управление температурой внутри подогревателя
RAS_TRB_GAS	Расход газа поступающего в подогреватель
DAV_TRB_GAS	Давление газа поступающего в подогреватель
DAV_TRB_VYHD	Давление подогретой нефти
DAV_TRB_AZOT	Давление азота поступающего в подогреватель

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 Trace mode history. Данные, хранящиеся более трех месяцев, прореживаются для обеспечения необходимой дискретности.

2.6 Выбор средств реализации УКПН

В данном разделе осуществляется выбор средств модернизации проекта автоматизированной системы, анализ вариантов, подбор компонентов автоматизированной системы, а также анализ их совместимости.

Для модернизации автоматизированной системы УКПН необходимо подобрать измерительные и исполнительные технические средства, контроллеры.

2.6.1 Выбор контроллерного оборудования УКПН

Выбор контроллеров происходил из следующих видов FASTWEL I/O, Allen-bradly 1796, МФК 3000.

В основе системы автоматизированного управления УКПН будем использовать ПЛК FASTWEL I/O (рисунок 1).



Рисунок 1 – FASTWEL I/O

FASTWEL I/O – российский модульный программируемый логический контроллер для жестких условий эксплуатации:

- Рабочая температура – 40...+85°C
- Относительная влажность воздуха до 95%
- Вибрация 10...500 Гц с ускорением 5g
- Одиночные удары с пиковым ускорением 100g
- Многократные удары с пиковым ускорением 50g

Высокий уровень качества системы подтвержден перечнем разрешительных документов:

Разрешение на применения в нефтяной и газовой промышленности;

Сертификат об утверждении типа средств измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии;

Контроллер FASTWEL I/O генерирует соответствующие сигналы 4-20 мА.

2.6.2 Выбор датчиков

При работе УКПН необходимо отслеживать уровень нефти в резервуарах, давление на всасывающем коллекторе насоса, температуру в подогревателе, до и после подогрева, давление газа и азота, подаваемого на подогреватель.

2.6.2.1 Выбор датчика давления

В качестве датчиков для измерения давления рассмотрены датчики: Метран 150G, Сапфир 22М, НМР 331.

Для нашего проекта выбираем датчик давления НМР 331 (рисунок 2). Данный датчик имеет выходной сигнал 4-20 мА и поддерживает протокол передачи данных HART, в отличие от Сапфир 22М. При этом стоимость ниже, чем у датчика Метран 150G.



Рисунок 2 – НМР 331

Датчик давления серии НМР 331, предназначен для непрерывного преобразования измеряемой величины – давления (абсолютного или избыточного) жидких и газообразных сред (в том числе агрессивных) в унифицированный токовый выходной сигнал и цифровой сигнал на базе HART-

протокола. Цифровой сигнал может приниматься любым устройством, поддерживающим HART протокол. Для связи с датчиком и настройки его параметров может использоваться ручной HART-коммуникатор или HART-модем. Датчик оснащен светодиодным дисплеем.

Основные характеристики датчика давления HMP331:

- выходной сигнал 4..20 А, HART-протокол;
- класс защиты IP 65-68;
- диапазон измерений: от 0...40 мбар до 0...600 бар;
- диапазон рабочих температур окружающей среды -25 ... 85 оС, измеряемой среды -25 ... 125 оС;
- основная погрешность 0,1% FSO;
- внесен в госреестр под No 23574-02.

2.6.2.2 Выбор расходомера

Необходимо следить за количеством газа, который подаётся в печь в ходе работы УКПН. Для этого были рассмотрены следующие виды расходомеров: Метран 350 Anubar, OPTISONIC 7300, Micro Motion R200;

Для работы используем ультразвуковой расходомер OPTISONIC 7300 (рисунок 3), т.к по техническому заданию он удовлетворяет по точности, как и при этом в несколько раз дешевле указанных выше расходомер.



Рисунок 3 – OPTISONIC 7300

OPTISONIC 7300 – это ультразвуковая измерительная система, предназначенная для измерений расхода газа. У данной модели отсутствуют ограничения, которые характерны для традиционных расходомеров, предназначенных для измерения расхода газов.

Отличительные особенности:

- Широкий диапазон измерения;
- Измерения не зависят от плотности газа и его состава;
- Не требует обслуживания и перекалибровки;
- Встроенная функция коррекции объемного расхода, позволяющая привести расход к стандартным условиям, с использованием данных, полученных от датчиков давления и температуры;
- Нет движущихся и вращающихся частей, отсутствие потерь давления;
- Выходной ток 4...20 мА. Интерфейс связи протокол HART.

2.6.2.3 Выбор датчика температуры

В процессе работы УКПН необходимо отслеживать температуру в подогревателе, а также подогретой нефти. Для измерения температуры в подогревателе в процессе работы УКПН, рассмотрим следующие датчики:

- Метран-274;
- ModuTEMP70;
- ОВЕН ТСП РТ100;



Рисунок 3 – ModuTEMP70

Промышленные термопреобразователи сопротивления и термопары MODUTEMP 70 изготовлены на основе заменяемых измерительных вставок с минеральной изоляцией и предназначены для точного дистанционного измерения и регулировки температуры жидких и газообразных взрывобезопасных сред, и сред с опасностью взрыва газов или пыли.

Преимущества:

- Измерительное сопротивление 1x / 2x Pt100;
- Класс точности А, В согласно EN 60751;
- Широкий диапазон температуры;
- Исполнение из нержавеющей стали;
- Искробезопасное исполнение;
- Надежность.

Технические характеристики:

Выходные сигналы: 4...20мА/Hart/Profibus/Fieldbus;

Класс пылевлагозащиты, IP: IP65; IP68;

Производитель: JSP;

Диапазон измерений, °С: -200...600; -200...1100.

2.6.2.4 Выбор уровнемера

Для контроля за уровнем нефти в резервуаре (РВС-1) в процессе заполнения и опорожнения рассмотрим следующие датчики:

- МПУ-01;
- Сапфир ДУ22;
- Yokogawa на базе датчиков EJX-A.

Для резервуара с нефтью требуются датчики с повышенной точностью и HART протоколом, поэтому датчики Сапфир ДУ22 не подходят. Yokogawa на базе датчиков EJX-A имеют громоздкую и неудобную конструкцию. Поэтому выбираем погружной уровнемер МПУ-01 (рисунок 4).



Рисунок 4 – МПУ-01 Уровнемер

Преобразователь уровня МПУ-01 с пьезорезистивным кремниевым сенсором обеспечит высокоточные измерения, в том числе в агрессивных средах.

Преимущества:

- Оптимальная совместимость с различными рабочими средами;
- Подходит для использования в агрессивной среде;
- Превосходная долговременная стабильность;
- Доступная цена.

Технические характеристики:

- Диапазон измерений, м.в.с.: от 0...1 до 0...200;
- Точность, %ВПИ: $\pm 0,1\%$; $\pm 0,5\%$; $\pm 0,25\%$;
- Выходные сигналы: 4...20мА /0,5...4,5В /1...5В /0...5В/HART;
- Температура процесса, °С: -5...70;
- Класс пылевлагозащиты IP: IP68;
- Материал корпуса: нерж. Сталь.

2.6.2.5 Выбор датчика – сигнализатора уровня

Для регулирования заполнения резервуара с нефтью при больших скоростях наполнения необходимо использовать сигнализатор предельного уровня, который будет подавать сигнал при заполнении. Данный сигнал может применяться для автоматического выключения насосов, а также для открытия и закрытия задвижек. Высота резервуара составляет 11,9 м.

В качестве датчика для сигнализации уровня воспользуемся емкостным сигнализатором уровня жидкости CPS 03 (рисунок 5).



Рисунок 5 – Сигнализатор уровня жидкости CPS 03

Емкостное настраиваемое реле уровня CPS 03 – небольшое и компактное емкостное реле уровня подходит для использования в вязких средах.

Преимущества

- Быстрая установка;
- Изменяемая длина чувствительного элемента;
- Функциональный LED дисплей;
- Может иметь разомкнутые и замкнутые контакты;

2.6.3 Нормирование погрешности канала измерения

Нормирование погрешности канала измерения выполняется в соответствии с РМГ 62-2003 «Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Оценивание погрешности измерений при ограниченной исходной информации ВНИИМС Госстандарта».

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

Расчет допустимой погрешности измерения расходомера производится по формуле

$$\delta_1 \leq \sqrt{\delta^2 - (\delta_2^2 + \delta_3^2 + \delta_4^2 + \delta_5^2 + \delta_6^2)}, \quad (2.1)$$

где $\delta = 1\%$ – требуемая суммарная погрешность измерения канала измерений при доверительной вероятности 0,95;

δ_2 – погрешность передачи по каналу измерений;

δ_3 – погрешность, вносимая АЦП;

$\delta_4, \delta_5, \delta_6$ – дополнительные погрешности, вносимые соответственно окружающей температурой, температурой измеряемой среды, электропроводностью измеряемой среды.

Погрешность, вносимая двенадцатиразрядным АЦП, рассчитывается следующим образом:

$$\delta_3 = \frac{1 \cdot 100}{2^{12}} = 0,02 \text{ \%}.$$

Погрешность передачи по каналу измерений устанавливается рекомендациями:

$$\delta_2 = \frac{1 \cdot 15}{100} = 0,15 \text{ \%}.$$

При расчете учитываются также дополнительные погрешности, вызванные влиянием:

- температуры окружающего воздуха;
- температуры измеряемой среды;
- электропроводностью измеряемой среды.

Дополнительная погрешность, вызванная температурой окружающего воздуха, устанавливается согласно рекомендации:

$$\delta_4 = \frac{1 \cdot 27}{100} = 0,27 \text{ \%}.$$

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

$$\delta_5 = \frac{1 \cdot 27}{100} = 0,27 \text{ \%}.$$

Дополнительная погрешность, вызванная электропроводностью измеряемой среды, устанавливается согласно рекомендации:

$$\delta_6 = \frac{1 \cdot 8}{100} = 0,08 \text{ \%}.$$

Следовательно, допускаемая основная погрешность расходомера должна не превышать

$$\delta_1 \leq \sqrt{1 - (0,0225 + 0,0004 + 0,0729 + 0,0729 + 0,0064)} = 0,9.$$

В итоге видно, что основная погрешность выбранного расходомера не превышает допустимой расчетной погрешности. Следовательно, прибор пригоден для использования.

2.6.4 Выбор исполнительных механизмов

2.6.4.1 Выбор регулирующего клапана

Исполнительное устройство – это устройство в автоматизированной системе управления, которое реализует управляющее воздействие на объект управления со стороны регулятора, с помощью механического перемещения.

В качестве регулирующего клапана выберем клапан, регулирующий КР с электроприводом (ЭИМ) (рисунок6).



Рисунок 6 – клапан, регулирующий КР с электроприводом (ЭИМ)

Клапан, регулирующий КР или запорно-регулирующий КЗР односедельный с электроприводом типа ST производства Regada (Словакия) предназначен для постоянного управления расходом рабочей среды.

Рабочая температура: +300°С

Используемые материалы: чугун, уплотнение - фторопласт; нержавеющая (коррозионостойкая) сталь.

Фланцевое присоединение по стандарту ГОСТ Р 54432

Также регулирующий клапан оснащён электрическим исполнительным механизмом (ЭИМ) с рабочим напряжением 380В и датчиком положения 1х100 Ом.

Клапан имеет взрывозащищенное исполнение 2ExdeIIBT5; класс защиты IP67; с токовым датчиком 4...20 мА; с источником питания или с двойным резистивным датчиком положения (2х100 Ом).

Пропускную способность клапана Kv (м³/час) рассчитывают по формуле:

$$Kv = Q_{\max} \sqrt{\frac{\Delta p_0}{\Delta p}} \cdot \sqrt{\frac{\rho}{\rho_0}},$$

где Δp_0 – потеря давления на клапане (ее принимают равной 1 кгс/см²);

Δp – изменение давления в трубопроводе до и после клапана;

ρ – плотность среды (кг/м³);

$\rho_0 = 1000$ кг/м³ – плотность воды (в соответствии с определением значения Kv).

Исходными данными для расчета пропускной способности являются следующие:

Δp_0 – потеря давления на клапане принята равной 1 кгс/см²;

Δp – изменение давления в трубопроводе 0,5 кгс/см²;

ρ – плотность нефти 838 кг/м³;

Q_{\max} – максимальное значение расхода 480 м³/ч.

Расчетная пропускная способность клапана должна быть не менее 621 м³/ч.

В соответствии с таблицей зависимости диаметра трубопровода от расхода жидкости получен присоединительный размер клапана к трубопроводу – $D_y = 15$ мм.

2.7 Разработка схемы внешних проводок

Схема внешней проводки приведена в приложении Е. Первичные и внешние приборы включают в себя уровнемер МПУ-01, расположенный на резервуаре РВС-1, расходомер OPTISONIC 7300, расположенный на входе в подогреватель, сигнализаторы уровня нефти CPS 03, расположенные на резервуаре РВС-1, датчики температуры MODUTEMP 70, расположенные в трубопроводах до и после подогревателя, в самом подогревателе и на насосе, датчики давления НМР 331, расположенные в всасывающих коллекторах до насосов, на трубопроводе с газом, с азотом, на трубопроводе после подогревателя. Уровнемер имеет встроенный преобразователь излученного и принятого сигнала. Таким образом, на выходе уровнемера имеется унифицированный токовый сигнал 4...20 мА. В расходомерах сигнал с диафрагмы преобразуется в унифицированный токовый сигнал 4...20 мА. Сигнализаторы работают в двух режимах: «сухой» и «мокрый» контакты. В режиме «сухой» контакт при погружении вилки сигнализатора в жидкость, контакты размыкаются, а при извлечении вилки из жидкости контакты коммутируются. В режиме «мокрый» контакт при погружении вилки сигнализатора в жидкость, контакты коммутируются, а при извлечении вилки из

жидкости контакты размыкаются. На выходе датчика температуры токовый сигнал 4..20 мА. Датчик давления имеет встроенный преобразователь сигнала, таким образом, на выходе имеем токовый сигнал 4..20 мА.

Для передачи сигналов от уровнемера, датчиков давления, датчиков температуры и расходомеров на щит КИПиА используются по три провода, а для сигнализаторов – два провода. В качестве кабеля выбран КВВГ. Это – кабель с медными токопроводящими жилами с пластмассовой изоляцией в пластмассовой оболочке, с защитным покровом и предназначен для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам и распределительным устройствам номинальным переменным напряжением до 660 В частотой до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В при температуре окружающей среды от -50°С до +50°С. Медные токопроводящие жилы кабелей КВВГ выполнены однопроволочными. Изолированные жилы скручены. Кабель прокладывается в трубе диаметром 20 мм.

2.8 Выбор алгоритмов управления АС УКПН

В автоматизированной системе на разных уровнях управления используются различные алгоритмы:

- алгоритмы пуска (запуска)/ остановка 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.

2.9 Алгоритмы управления

2.9.1 Алгоритм сбора данных измерений

В качестве канала измерения выберем канал измерения уровня нефти в резервуаре. Для этого канала разработаем алгоритм сбора данных. Алгоритм сбора данных с канала измерения температуры в подогревателе представлен в приложении Ж. После начала работы идет инициализация показаний датчика температуры. Далее идет проверка на достоверность входа входного сигнала АЦП. После этого идет масштабирование показаний датчика температуры. Следом идет проверка условий изменения температуры в подогревателе, если она изменилась, то идет формирование пакета данных и его посылка, последующими проверками уставок. После чего идет вывод информации на экран.

2.9.2 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром.

В процессе работы УКПН необходимо поддерживать температуру в подогревателе, чтобы она не превышала заданного уровня, исходя из условий технологического процесса, и не падало ниже заданного уровня. Поэтому в качестве регулируемого параметра технологического процесса выбираем температуру в подогревателе. 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.

Функциональная схема системы поддержания температуры в подогревателе приведена на рисунке 7.

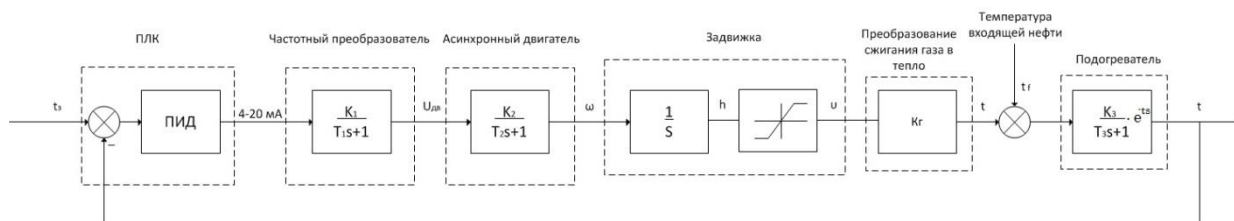


Рисунок 7 – функциональная схема поддержания температуры

Объектом управления является подогреватель. С панели оператора задается температура, которую необходимо поддерживать в подогревателе. Далее эта температура подается на ПЛК. В ПЛК также подается значение с датчика температуры, 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 температуры в печи.

Линеаризованная модель системы управления описывается следующим набором уравнений.

Частотный преобразователь:

$$T_{np} \frac{df}{dt} + f = k_{np} \cdot I$$

Задвижка с электроприводом:

$$T_{dv} \frac{d\omega}{dt} + \omega = k_{dv} \cdot f$$

$$\frac{d\varphi}{dt} = \omega$$

Подогреватель и преобразование газа в тепло:

$$v = k\varphi$$

$$T_{nod} \frac{d\theta}{dt} + \theta = k_{nod} \cdot v$$

Здесь:

I – токовый сигнал управления;

f – частота напряжения подаваемого на статор;

ω – угловая скорость двигателя;

φ – перемещение заслонки;

q – выделяемое тепло при сжигании газа;

t – температура в подогревателе;

Исходные данные приведены в таблице 2:

Таблица 2 – Исходные данные для моделирования

K_1	T_1	k_2	T_2	K_3	T_3	K_r
15	0.2	20	0.08	0.075	225	2000

В процессе управления объектом необходимо поддерживать температуру на выходе равное 65°C , поэтому в качестве передаточной функции задания выступает ступенчатое воздействие, которое в момент запуска программы меняет свое значение с 0 до 65.

Модель с выделенными блоками показана на рисунке 8.

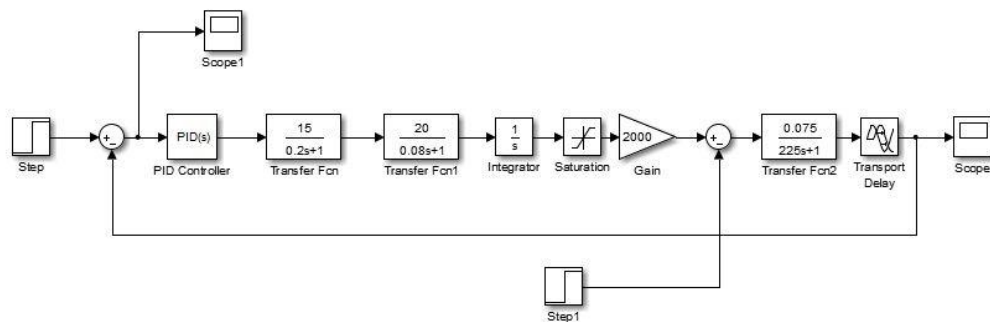


Рисунок 8 – модель АСУ УКПН

График переходного процесса САУ мы можем наблюдать на рисунке 9.

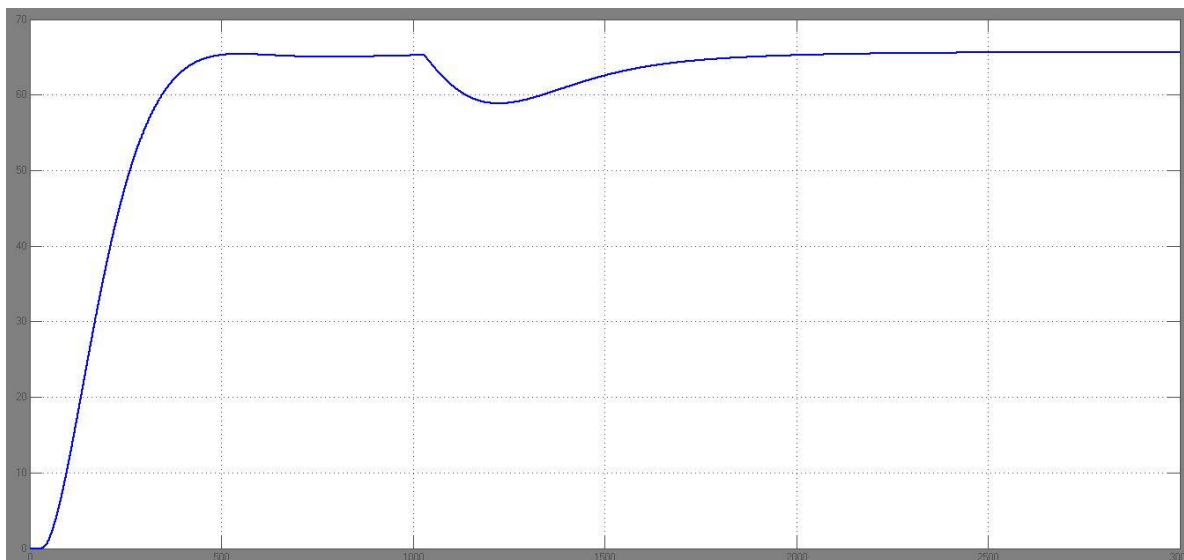


Рисунок 9 – График переходного процесса

2.10 Разработка экранной формы

Управление в АС УКПН реализовано с использованием SCADA-системы TRACE Mode 6.09 компании Adastrа. Эта SCADA-система предназначена для использования на действующих технологических установках в реальном времени и требует использования компьютерной техники в промышленном исполнении, отвечающей жестким требованиям в смысле надежности, стоимости и безопасности. SCADA-система TRACE Mode 6.09 обеспечивает возможность работы с оборудованием различных производителей с использованием OPC-технологии. Другими словами, выбранная SCADA-система не ограничивает выбор аппаратуры нижнего уровня, т. к. предоставляет большой набор драйверов или серверов ввода/вывода. Это позволяет подключить к ней внешние, независимо работающие компоненты, в том числе разработанные отдельно программные и аппаратные модули сторонних производителей.

2.10.1 Разработка дерева экранных форм

Дерево экранных форм приведено в приложении 3. Пользователь (диспетчер по обслуживанию, старший диспетчер, руководитель) имеет возможность осуществлять навигацию экранных форм с использованием кнопок прямого вызова. При старте проекта появляется экран авторизации пользователя, в котором предлагается ввести логин и пароль. После ввода логина и пароля, если же они оказываются верными, появляется мнемосхема основных объектов УКПН: УКПН, входная насосная станция, насосная станция внутренней перекачки и каналы регулирования давления. Кроме того, с мнемосхемы основных объектов пользователь имеет прямой доступ к карте нормативных параметров УКПН. Открытие мнемосхем объектов УКПН происходит нажатием на прямоугольную область мнемосхемы основных объектов в соответствии с названием объекта, за которым необходимо вести контроль. Мнемосхемы некоторых объектов УКПН включают в себя дополнительные мнемосхемы, которые позволяют вести более тщательный контроль состояний объектов УКПН и управлением этими объектами. Открытие дополнительных мнемосхем осуществляется нажатием на прямоугольной области с соответствующим названием функции или на фигуре устройства мнемосхемы объекта УКПН. Мнемосхема УКПН представлена в приложении К.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т21	Петин Даниил Викторович

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

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

<i>3. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос</i>
<i>4. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
<i>5. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>3. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Определение назначения объекта и определение целевого рынка</i>
<i>4. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Разработка НИР на этапы, составление графика работ</i>
<i>5. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Оценка технико-экономической эффективности проекта</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. Матрица SWOT 3. Альтернативы проведения НИ 4. График проведения и бюджет НИ 5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ 	
---	--

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т21	Петин Даниил Викторович		

3. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности

3.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследования являются коммерческие организации в нефтегазовой отрасли, в частности нефтеперерабатывающие заводы, предприятия, имеющие УКПН. Для данных предприятий разрабатывается система автоматического управления и контроля основных параметров трубчатой печи, предназначенной для подогрева дизельной фракции на УКПН.

В таблице 3 приведены основные сегменты рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика, направление деятельности. Буквами обозначены компании: «А» - ООО «Нефтестройпроект», «Б» - ОАО «ТомскНИПИнефть», «В» - ЗАО «ЭлеСи»

Таблица 3 – Карта сегментирования рынка

		Направление деятельности			
		Проектирование строительства	Выполнение проектов строительства	Разработка АСУ ТП	Внедрение SCADA систем
Размер компании	Мелкая	А,Б, В	А, Б	Б, В	В
	Средняя	А,Б, В	А, Б	В	В
	Крупная	Б, В	А	В	В

Согласно карте сегментирования, можно выбрать следующие сегменты рынка: разработка АСУ ТП и внедрение SCADA-систем для средних и крупных компаний.

3.2 Анализ конкурентных технических решений

Данный анализ проводится с помощью оценочной карты (таблица 4). Для оценки эффективности научной разработки сравниваются проектируемая система АСУ ТП, существующая система управления УКПН, и проект АСУ ТП сторонней компанией.

Таблица 4 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Проект АСУ ТП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией	Проект АСУ ТП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Информативность	0,18	5	2	4	0,9	0,36	0,72
Удобство в эксплуатации	0,08	4	2	4	0,32	0,16	0,32
Помехоустойчивость	0,05	2	3	2	0,1	0,15	0,1
Энергоэкономичность	0,11	2	3	2	0,22	0,33	0,22
Надежность	0,15	5	2	5	0,75	0,3	0,75
Уровень шума	0,05	2	2	2	0,1	0,1	0,1
Безопасность	0,16	5	3	5	0,8	0,48	0,8
Потребность в ресурсах памяти	0,03	2	5	3	0,06	0,15	0,09
Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,05	1	2	1	0,05	0,1	0,05
Простота эксплуатации	0,07	5	3	4	0,35	0,21	0,28
Простота интерфейса	0,07	5	3	4	0,35	0,21	0,28
Итого:	1	38	30	36	4	2,55	3,71
Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность продукта	0,18	2	2	3	0,36	0,36	0,54
Уровень проникновения на рынок	0,17	2	5	3	0,34	0,85	0,51
Цена	0,19	3	5	1	0,57	0,95	0,19
Предполагаемый срок эксплуатации	0,12	5	3	5	0,6	0,36	0,6
Послепродажное обслуживание	0,12	5	3	3	0,6	0,36	0,36
Финансирование научной разработки	0,1	2	2	1	0,2	0,2	0,1
Наличие сертификации разработки	0,12	1	3	5	0,12	0,36	0,6
Итого:	1	20	23	21	2,79	3,44	2,9

Согласно оценочной карте можно выделить следующие конкурентные преимущества разработки: цена разработки ниже, повышение надежности и безопасности, простота эксплуатации и интерфейса.

3.3 SWOT – анализ

На основе анализа рынка и конкурентных технических решений необходимо составить матрицу SWOT-анализа, в которой показаны сильные и слабые стороны проекта, возможности и угрозы для разработки. Матрица SWOT представлена в таблице 5.

На втором этапе проведения SWOT-анализа проводится составление интерактивных матриц проекта, в которых производится анализ соответствия параметров SWOT каждого с каждым. Соотношения параметров представлены в таблицах 6-9.

Таблица 5 – Матрица SWOT.

	Сильные стороны:	Слабые стороны:
	<p>С1. Более низкая цена.</p> <p>С2. Повышенная конкурентоспособность.</p> <p>С3. Экономичность и энергоэффективность проекта.</p> <p>С4. Интуитивно понятный интерфейс.</p>	<p>Сл1. Отсутствие у потребителей квалифицированных кадров.</p> <p>Сл2. Большой срок поставок используемого оборудования.</p> <p>Сл3. Отсутствие финансирования научных разработок.</p>

<p>Возможности:</p> <p>В1.Появление дополнительного спроса на новый продукт.</p> <p>В2.Использование существующего программного обеспечения</p> <p>В3.Повышение стоимости конкурентных разработок.</p>	<p>1. В1С1С4 – более низкая цена и понятный интерфейс способствует появлению дополнительного спроса на продукт.</p> <p>2.В2С1С2С3 – использование существующего программного обеспечения позволит снизить цены и повысить конкурентоспособность.</p> <p>3.В2С1 – при повышении стоимости конкретных разработок наша разработка становится более дешёвой, тем самым привлекая больше клиентов</p>	<p>1.В1Сл3 – благодаря появлению дополнительного спроса на продукт, можно найти новых инвесторов.</p> <p>2.В2Сл1Сл3 –за счет использования существующего программного обеспечения, повышается кол-во квалифицированных кадров способных пользоваться данным продуктом.</p> <p>3. В3Сл2Сл3 – проявление все большего и большего интереса к разработке.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства.</p> <p>У2. Прекращение поддержки руководителей разработки.</p> <p>У3. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства.</p>	<p>1.У1С1С2С4 – более низкая цена и понятный интерфейс способствует появлению дополнительного спроса на продукт.</p> <p>2.У2С3 – Экономичность и энергоэффективность проекта уменьшит риск прекращения поддержки разработки руководителем.</p> <p>3.У3С1С2 –Повышенная конкурентоспособность и низкая цена повысят интерес государства к проекту.</p>	<p>1.У1Сл1Сл2Сл3 - Отсутствие спроса на продукт, задержка поставок, отсутствие финансирования может привести к полному провалу проекта.</p> <p>2.У2Сл2Сл3 – поиск новых инвесторов и поставщиков вернет поддержку руководителя разработки.</p> <p>3. У3Сл2Сл3 – поиск новых инвесторов и поставщиков</p>

Таблица 6 – Интерактивная матрица для сильных сторон и возможностей

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	-	-	+
	B2	+	+	+	-
	B3	+	-	-	-

Таблица 7 – Интерактивная матрица для слабых сторон и возможностей

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	-	-	+
	B2	+	-	+
	B3	-	+	+

Таблица 8 – Интерактивная матрица для сильных сторон и угроз

Угрозы развития проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	+	+	-	+
	У2	+	-	+	-
	У3	+	+	-	-

Таблица 9 – Интерактивная матрица для слабых сторон и угроз

Уязвимости проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	+	+
	У2	-	+	+
	У3	-	+	+

3.4 Планирование научно-исследовательских работ

3.4.1 Структура работ в рамках научного исследования

В рамках научного исследования составим перечень этапов и работ, который представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель проекта
Выбор направления исследования	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Изучение существующих объектов проектирования	Инженер
	4	Календарное планирование работ	Руководитель, инженер
Теоретическое и экспериментальное исследование	5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер
	6	Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	Инженер
	7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
	9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель, инженер
Разработка технической документации и проектирование	10	Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	Инженер
	11	Составление перечня вход/выходных сигналов	Инженер
	12	Составление схемы информационных потоков	Инженер
	13	Разработка схемы внешних проводок	Инженер
	14	Разработка алгоритмов сбора данных	Инженер
	15	Разработка алгоритмов автоматического регулирования	Инженер
	16	Разработка структурной схемы автоматического регулирования	Инженер
17	Проектирование SCADA-системы	Инженер	
Оформление отчета	18	Составление пояснительной записки	Инженер

3.4.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для определения трудоемкости выполнения работ необходимо на основе экспертной оценки ожидаемой трудоемкости выполнения каждой работы рассчитать длительность работ в рабочих и календарных днях для каждого из вариантов исполнения работ последующим формулам:

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

где $t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\text{min}i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\text{max}i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

$$T_{\text{pi}} = \frac{t_{\text{ож}i}}{\text{Ч}_i}$$

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

$t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

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

$$T_{\text{ки}} = T_{\text{pi}} \cdot k_{\text{кал}}$$

где $T_{\text{ки}}$ – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях (округляется до целых);

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

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

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

где $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности;

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

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

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

В расчетах учитывается, что календарных дней в 2016 году 365, а сумма выходных и праздничных дней составляет 118 дней. Исходя из этих данных можно рассчитать, что коэффициент календарности равен 1,48. Все рассчитанные значения представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Временные показатели проведения работ

	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях	Длительность работ в календарных днях
	t min	t max	t ож			
Составление и утверждение технического задания	1	2	1,4	1	1,4	2
Подбор и изучение материалов по теме	2	5	3,2	1	3,2	5
Изучение существующих объектов проектирования	2	5	3,2	1	3,2	5
Календарное планирование работ	0,5	1	0,7	2	0,35	1
Проведение теоретических расчетов и обоснований	1	3	1,8	1	1,8	3
Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	2	4	2,8	1	2,8	4
Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Оценка эффективности полученных результатов	0,5	1	0,7	2	0,35	1
Определение целесообразности проведения ОКР	0,5	1	0,7	2	0,35	1
Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	1	2	1,4	1	1,4	2
Составление перечня вход/выходных сигналов	0,5	1	0,7	1	0,7	1

Составление схемы информационных потоков	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Разработка схемы внешних проводок	1	3	1,8	1	1,8	3
Разработка алгоритмов сбора данных	1	3	1,8	1	1,8	3
Разработка алгоритмов автоматического регулирования	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Разработка структурной схемы автоматического регулирования	2	4	2,8	1	2,8	4
Проектирование SCADA-системы	2	5	3,2	1	3,2	5
Составление пояснительной записки	1	3	1,8	1	1,8	3

На основе таблицы 11 построим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта. В таблице 10 приведен календарный план-график с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

Таблица 12 – План-график

№ работ	Вид работ	Исполнители	Продолжительность выполнения работ														
			Февраль		Март			Апрель			Май		Июнь				
			3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1				
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель проекта															
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер															
3	Изучение существующих объектов проектирования	Инженер															
4	Календарное планирование работ	Руководитель															
		Инженер															
5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер															
6	Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	Инженер															
7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Инженер															
8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель															
		Инженер															
9		Руководитель															

	Определение целесообразности проведения ОКР	Инженер																	
10	Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	Инженер																	
11	Составление перечня вход/выходных сигналов	Инженер																	
12	Составление схемы информационных потоков	Инженер																	
13	Разработка схемы внешних проводок	Инженер																	
14	Разработка алгоритмов сбора данных	Инженер																	
15	Разработка алгоритмов автоматического регулирования	Инженер																	
16	Разработка структурной схемы автоматического регулирования	Инженер																	
17	Проектирование SCADA-системы	Инженер																	
18	Составление пояснительной записки	Инженер																	

 -руководитель
  - инженер

3.5 Бюджет научно-технического исследования

3.5.1 Расчет материальных затрат

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта. В таблице 13 приведены материальные затраты. В расчете материальных затрат учитывается транспортные расходы и расходы на установку оборудования в пределах 15-25% от стоимости материалов.

Таблица 13– Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб	Затраты на материалы
Контроллер FASTWEL I/O	шт.	1	147 000	183750
Датчик давления HMP 331	шт.	4	45 000	207000
Расходомер OPTISONIC 7300	шт.	1	128 500	147775
Датчик температуры ModuTEMP70	шт.	4	42 000	193200
Уровнемер МПУ-01	шт.	1	174 000	200100

Сигнализатор уровня CPS 03	шт.	4	29 500	135700
Клапан, регулирующий с приводом Regada	шт.	2	231 000	577500
Итого:				1645025

3.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование

В данной статье расхода включаются затраты на приобретение специализированного программного обеспечения для программирования ПЛК фирмы FASTWEL. В таблице 14 приведен расчет бюджета затрат на приобретение программного обеспечения для проведения научных работ:

Таблица 14 – Расчет бюджета затрат на приобретения ПО

Наименование	Количество единиц	Цена единицы оборудования	Общая стоимость
Trace Mode 6.09	1	78 000	78000
Итого:			78000

3.5.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Основная заработная плата

Исполнители	Тарифная заработная плата	Премимальный коэффициент	Коэффициент доплат	Районный коэффициент	Месячный должностной оклад работника	Среднедневная заработная плата	Продолжительность работ	Зарботная плата основная
Руководитель	23264,86	0,3	0,2	1,3	45366,5	2278,50	4	9113,98
Инженер	7800	0,3	0,5	1,3	18252	916,69	39	35751,00
Итого:								44864,99

3.5.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной платой исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{допР}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 9113,98 = 1367,09$$

$$Z_{\text{допИ}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 35751 = 5362,65$$

3.5.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата
Руководитель проекта	9113,98	1367,09
Инженер	35751	5362,65
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды, %	30	30
Итого:	13459,49	2018,92

3.5.6 Накладные расходы

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

$$Z_{\text{накл}} = (1645025 + 78000 + 44864,99 + 6729,74 + 15478,42) \cdot 0,16 = 286415,7 \text{ руб}$$

Где 0,16 - коэффициент, учитывающий накладные расходы.

3.5.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 17.

Таблица 17 – расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты	1645025
2. Затраты на специальное оборудование	78000

3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	44864,99
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	6729,74
5. Отчисления во внебюджетные фонды	15478,42
6. Накладные расходы	286415,70
7. Бюджет затрат НИИ	2076513,85

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т21	Петин Даниил Викторович

Институт	ИнЭО	Кафедра	СУМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	АТПП

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеословия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Рабочей зоной является блок насосной и подогревателя нефти УКПН. Задача проектируемой системы контроль и поддержка технологических параметров УКПН нефти. Вредными факторами производственной среды, которые могут возникнуть на рабочем месте, являются: повышенный уровень шума и вибрации, повышенный уровень электромагнитных излучений.</p> <p>Опасными проявлениями факторов производственной среды, которые могут возникнуть на рабочем месте, являются: электрический ток.</p> <p>Чрезвычайной ситуацией, которая может возникнуть на рабочем месте, является возникновение пожара.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГОСТ 12.0.003-74 2. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. 3. СП 51.13330.2011. 4. ГОСТ 31192.2-2005 5. СанПиН 2.2.4.1191-03 6. Гост Р 12.1.019 – 2009

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Воздействие на селитебную зону не происходит. Гидросферу незначительное. Воздействие на атмосферу происходит в результате выбросов углеводородов, связанных с технологическим процессом Воздействуя на литосферу происходит в результате производства, обслуживания и утилизации оборудования.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Возможные ЧС на объекте: разлив нефти, возгорание, взрыв. Наиболее распространённым типом ЧС является пожар.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Рабочее место должно соответствовать требованиям: ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное. Общие требования безопасности и настоящего стандарта»
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т21	Петин Даниил Владимирович		

4. Социальная ответственность

Введение

Одной из важнейших задач по сохранению производительности труда и экономической эффективности производства является организация и улучшение условий труда на рабочем месте. Необходимые показатели в этой области достигаются соблюдением законодательных актов и соответствующих им социально-экономических, технических, гигиенических и организационных мероприятий, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда.

Строгое выполнение норм техники безопасности обеспечивает защиту сотрудника от опасностей и рисков, которые могут возникнуть на работе. Безопасность жизнедеятельность на производстве была создана, чтобы обеспечить правильную среду обитания на рабочем месте, и не навредить деятельности и здоровью человека.

В ВКР рассматривается модернизация автоматизированной системы управления подогревателем и насоного блока установки комплексной подготовки нефти. При полной автоматизации роль обслуживающего персонала ограничивается общим наблюдением за работой оборудования, настройкой и наладкой аппаратуры. Задачей оператора АСУ является контроль над параметрами технологического процесса, управление и принятие решений в случае возникновения нештатных ситуаций. В данном разделе выпускной квалификационной работы дается характеристика рабочему месту и рабочей зоны. Проанализированы опасные и вредные факторы труда.

4.1. Профессиональная социальная безопасность

4.1.1. Анализ вредных и опасных факторов

Для выбора факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы. Классификация» [1]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Опасные и вредные фактора при работе оператора АСУ ТП

Источник фактора, наименование видов работы	Факторы (по ГОСТ 12.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Рабочим местом является зона расположения блока насосной и подогревателя УКПН. Технологический процесс представляет собой автоматическое управление и контроль основных параметров на УКПН. Здание, в котором находится диспетчерская, расположено на территории пункта сбора нефти, газа и воды.	<ol style="list-style-type: none">1. Повышенный уровень шумов2. Повышенный уровень вибрации3. Электромагнитные излучения	<ol style="list-style-type: none">1. Электро-безопасность2. Пожаро-взрывобезопасность	Шумы – СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [13] Вибрация – ГОСТ 31192.2-2005 Электромагнитное излучение - СанПиН 2.2.2/2.4.1340 [14] Электробезопасность – ГОСТ 12.1.038-82 [16] Пожарная безопасность – СНиП 2.11.03-93 [17]

4.1.2. Анализ вредных факторов

4.1.2.1. Повышенный уровень шума

Повышенный уровень шума на рабочих местах отнесен к группе физических опасных и вредных производственных факторов. Шум неблагоприятно действуют на организм человека, вызывают головную боль, под его влиянием развивается раздражительность, снижается внимание, замедляются сенсомоторные реакции, повышаются, а при чрезвычайно интенсивном действии понижаются возбудительные процессы в коре головного мозга. Воздействие шума повышает пороги слышимости звуковых сигналов, снижает остроту зрения и нарушает нормальное цветоощущение. Работа в условиях шума может привести к появлению гипертонической или гипотонической болезни, развитию профессиональных заболеваний – тугоухости и глухоте.

При выполнении работ на рабочих местах в помещениях цехового управленческого аппарата, в рабочих комнатах конторских помещениях предельно допустимое звуковое давление равно 75 дБА [2].

Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется в соответствии с СП 51.13330.2011 [3].

Характеристикой постоянного шума на рабочих местах являются уровни звукового давления в Дб в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31,5, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 Гц. Допустимым уровнем звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте следует принимать данные из таблицы 19.

Таблица 19 – Допустимые уровни звукового давления

Помещения и рабочие места	Уровень звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц					Уровень звука, дБА
	63	125	250	500	1000	
Помещения управления, рабочие комнаты	79	70	68	55	50	60

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

4.1.2.2. Виброакустические факторы

Гигиеническое нормирование вибраций регламентирует параметры производственной вибрации и правила работы с виброопасными механизмами и оборудованием, ГОСТ 31192.2-2005. Вибрация. измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека [4].

Вибрация определяется следующими основными параметрами:

- частота f , Гц;
- амплитуда колебаний d , мм.

Таблица 20 – Гигиенические нормы вибрации

Вид вибрации	Допустимый уровень вибростойкости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц			
	2	4	8	50
Технологическая	108	99	93	92

Основными источниками вибрации на УКПН являются работающие задвижки, электроприводы, насосные агрегаты.

Методы защиты от вибрации:

- снижение вибрации в источнике ее возникновения: замена динамических технологических процессов статическими, тщательный выбор режима работы оборудования, тщательная балансировка вращающихся механизмов;
- уменьшение параметров вибрации по пути ее распространения от источника: вибродемпфирование, виброгашение, виброизоляция, жесткое присоединение агрегата к фундаменту большой массы. Средства индивидуальной защиты не требуются, так как вибрация не значительная.

4.1.2.3. Электромагнитное излучение

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 обратимый характер.

На производстве имеется множество источников электромагнитных полей (высоко- и низковольтные кабели, шины, трансформаторы тока и напряжения, распределительные шкафы, шкафы управления, а также насосные агрегаты, работающие от сети переменного тока).

Согласно СанПиН 2.2.4.1191-03 – Электромагнитные поля в производственных условиях допустимые уровни магнитного поля и длительность пребывания работающих без средств защиты в электрическом поле приведены в таблице 22 [5].

Таблица 22 – Допустимые электромагнитные поля в производственных условиях.

Время пребывания, час	Допустимые уровни МП, Н [А/м]/В [мкТл] при воздействии	
	Общем	Локальном
<=1	1600/2000	6400/8000
2	800/1000	3200/4000
4	400/500	1600/2000
8	80/100	800/1000

После модернизации автоматизированного комплекса, уровень магнитного поля не превышает 500 А/м, а время пребывания обслуживающего персонала не более 2 часов в смену. Трансформаторы (активная часть) – помещены в металлических маслonaполненный бак, вся коммутационная аппаратура устанавливается в металлических шкафах.

Уровень влияния магнитного поля незначителен, следовательно, дополнительных средств защиты от магнитного излучения не требуется.

4.1.3. Анализ опасных факторов

4.1.3.1.Электробезопасность

Требования электробезопасности данного объекта направлены на создание условий эксплуатации оборудования, при которых исключаются образование электрической цепи через тело человека. Под действием тока сокращаются мышцы тела. Если человек взялся за находящуюся под постоянным напряжением часть оборудования, он, возможно, не сумеет оторваться от нее без посторонней помощи.

Более того, его, возможно, будет притягивать к опасному месту. Под действием переменного тока мышцы периодически сокращаются с частотой тока. Больше всего от действия электрического тока страдает центральная нервная система. Ее повреждение ведет к нарушению дыхания и сердечной деятельности. Смерть обычно наступает вследствие остановки сердца, или прекращения дыхания, или того и другого вместе.

Опасное и вредное воздействие на людей электрического тока электрической дуги и электромагнитных полей проявляются в виде электротравм и профессиональных заболеваний. Степень опасного и вредного воздействия на человека электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей зависит от:

- рода и величины напряжения и тока;
- частоты электрического тока;
- пути тока через тело человека;
- продолжительности воздействия электрического тока и электромагнитного поля на организм человека;
- условий внешней среды [6].

После внедрения модернизации средств автоматизации добавились, а также изменился ряд электрических приборов. Большую часть из них составляют измерительные приборы, исполнительные механизмы такие как реле, задвижки с электроприводами.

Все вышеописанные приборы работают от постоянного тока, с напряжением 24 В, относительная влажность воздуха 50%, средняя температура около 24°C.

Для данных электроприборов никаких дополнительных средств электрозащиты не требуется, т. к. при низковольтном напряжении 24 В, вероятность поражения током маловероятна. Для гашения дуги исполнительных реле, были подобраны реле со встроенным дугогасительным устройством.

Контроллерное оборудование, исполнительные нагревательные элементы работают от сети переменного напряжения 220 В и частотой 50 Гц.

Данное оборудование подключено через распределительный шкаф. Эти виды оборудования являются потенциальными источниками опасности поражения человека электрическим током. При осмотре, работе, наладке этого оборудования возможен удар током при соприкосновении с токоведущими частями оборудования.

Для обеспечения безопасности в данном случае необходимо установить защитные барьеры или ограждения вблизи от распределительного шкафа. Поставить табличку «Опасно. Высокое напряжение».

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходима изоляция токоведущих частей, установлено защитное отключение, защитное заземление и зануление [6].

4.2. Экологическая безопасность

В процессе эксплуатации установки комплексной подготовки нефти, а именно хранения нефти, газа и воды, появляются источники негативного химического воздействия на окружающую среду. По влиянию и длительности воздействия данные источники загрязнения относятся к прямым и постоянно действующим. На окружающую среду негативно влияют нефтепродукты, а именно: соединения азота, фенол, сернистый газ, оксид углерода, хлор, формальдегид, сероводород, аммиак, бензол, бензапирен, диоксины и другие вещества.

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

Воздействие на селитебные зоны не распространяется, в связи удаленность месторождения от жилых построек.

Воздействия на атмосферу незначительное, т. к. системы автоматики позволяют быстро реагировать на любые утечки, аварии и другие опасные ситуации. При этом все технологические аппараты оснащены защитными фильтрами.

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

Воздействие на литосферу. В связи с тем, что для производства и обслуживания оборудования средств автоматизации необходимы ресурсы, оказывается влияние на литосферу, а именно на недра земли, добыча ископаемых. В этом случае мы не можем повлиять на защиту литосферы, однако после использования оборудования необходимо его утилизировать в соответствующих местах утилизации.

4.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

4.3.1. Пожарная безопасность

Возникшее пламя при пожаре на ЦПС можно потушить одним из следующих способов:

- удаление горючих материалов;
- прекращение доступа кислорода;
- охлаждение горящего вещества ниже его температуры воспламенения;
- УКПН должна быть оснащена первичными средствами пожаротушения (вода, огнетушители, песок).

Система автоматического тушения пожаров (АПТ) предназначена для автоматического обнаружения очага пожара в защищаемых сооружениях с включением пожарной сигнализации и подачи пены к очагу пожара.

К основным причинам пожаров на нефтебазах можно отнести следующие:

- переполнение при наливке резервуара, что приводит к предельной концентрации взрывоопасной смеси под верхней крышей резервуара;
- короткие замыкания в цепях систем автоматики;

- нагрев резервуаров в летний период, особенно в районах с жарким климатом;
- несоблюдение правил пожарной безопасности на территории нефтебаз (курение и т. п.).

Пожарная безопасность резервуаров и резервуарных парков в соответствии с требованиями [7] должна обеспечиваться за счет:

- предотвращения разлива и растекания нефти;
- предотвращения образования на территории резервуарных парков горючей паровоздушной среды и предотвращение образования в горючей среде источников зажигания;
- противоаварийной защиты, способной предотвратить аварийный выход нефти из резервуаров, оборудования, трубопроводов;
- организационных мероприятий по подготовке персонала, обслуживающего резервуарный парк, к предупреждению, локализации и ликвидации аварий, аварийных утечек, а также пожаров и загораний.

В качестве основного средства тушения пожара нефти и нефтепродуктов принят 6% раствор пенообразователя. Инертность систем АПТ (с момента возникновения пожара до поступления пены) должна быть не более 3 мин.

Расчётное время тушения пожара пенным раствором принято в соответствии с ВНПБ 01-01-01 и составляет 15 минут. Продолжительность водотушения (охлаждение горящих резервуаров) составляет 4 часа по СНиП 2.11.03-93 [7].

После внедрения автоматизированной системы управления добавилось электрооборудование, которое потенциально повышает вероятность воспламенения. В связи с этим все датчики были подобраны со взрывобезопасным исполнением, дополнительно были заказаны искробезопасные цепи. Дополнительных первичных средств пожаротушения не требуется.

4.4. Особенности законодательного регулирования проектных решений

1. ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы. Классификация». Настоящий стандарт распространяется на опасные и вредные производственные факторы, устанавливает их классификацию и содержит особенности разработки стандартов ССБТ на требования и нормы по видам опасных и вредных производственных факторов.

2. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. Санитарные нормы устанавливают классификацию шумов; нормируемые параметры и предельно допустимые уровни шума на рабочих местах, допустимые уровни шума в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.

3. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Настоящий свод правил устанавливает нормы допустимого шума на территориях и в помещениях зданий различного назначения, порядок проведения акустических расчетов по оценке шумового режима на этих территориях и в помещениях зданий, порядок выбора и применения различных методов и средств для снижения расчетных или фактических уровней шума до требований санитарных норм, а также содержит указания по обеспечению в помещениях специального назначения оптимального акустического качества с точки зрения их функционального назначения.

4. ГОСТ 31192.2-2005. Вибрация. измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека. Настоящий стандарт устанавливает требования к проведению измерений и оценке воздействия локальной вибрации на рабочем месте

5. СанПиН 2.2.4.1191-03 – Электромагнитные поля в производственных условиях. Санитарные правила устанавливают санитарно-эпидемиологические требования к условиям производственных воздействий ЭМП, которые должны соблюдаться при проектировании, реконструкции, строительстве производственных объектов, при проектировании, изготовлении и эксплуатации отечественных и импортных технических средств, являющихся источниками ЭМП.

6. Гост Р 12.1.019 – 2009. Электробезопасность. Настоящий стандарт относится к группе стандартов, регламентирующих требования электробезопасности электроустановок производственного и бытового назначения на стадиях проектирования, изготовления, монтажа, наладки, испытаний и эксплуатации.

7. СНиП 2.11.03–93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы». Настоящие нормы распространяются на склады нефти и нефтепродуктов и устанавливают противопожарные требования к ним.

Заключение

В результате выполнения выпускной квалификационной работы модернизирована САУ УКПН, а также исследован процесс работы УКПН. Построены функциональная и структурная схема системы автоматического управления УКПН, которые позволяют определить перечень необходимого оборудования, а также количество каналов передачи сигналов и данных. Для реализации системы автоматического управления УКПН, а также диспетчерского контроля использованы промышленные контроллеры FASTWEL I/O и программного SCADA-пакета Trace Mode 6.09, а также датчики других российских производителей. В данной выпускной квалификационной работе построена схема внешних проводок, которая позволяет организовать систему для передачи сигналов от полевых датчиков оператору АСУ на щит КИПиА, который при возникновении неполадок сможет их легко устранить. В качестве исполнительных механизмов выбраны регулирующий клапан электроприводом (ЭИМ) REGADA. Для управления оборудованием и сбором данных разработаны алгоритмы пуска и остановки. Также в курсовой работе разработаны мнемосхемы устройства комплексной подготовки нефти (УКПН) и дерево экранных форм.

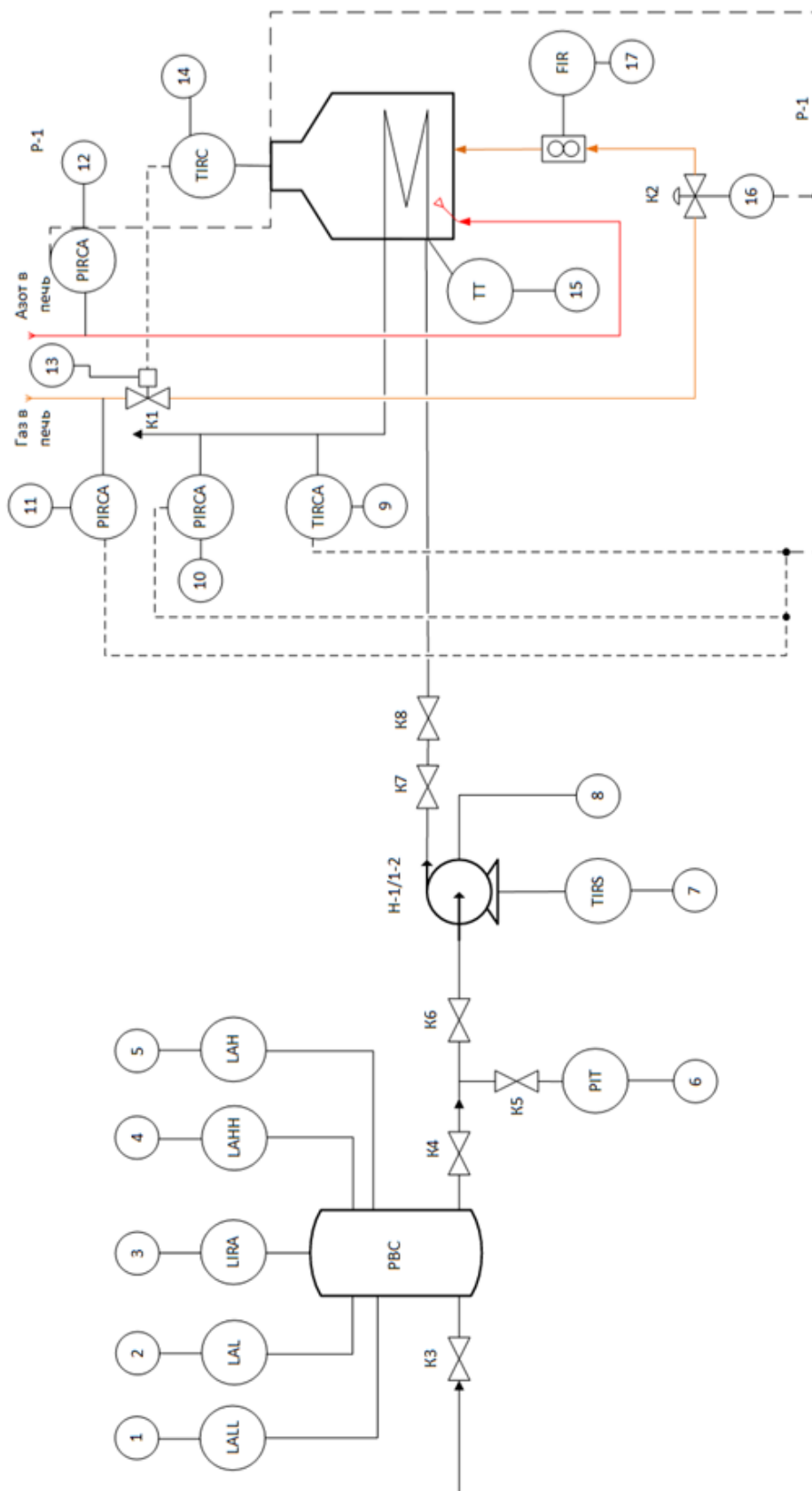
Таким образом, в результате проделанной работы, спроектирована система автоматического управления УКПН, которая удовлетворяет текущим требованиям к системе автоматизации, а также впоследствии имеет возможность модернизации соответствии с возрастающими в течение всего срока эксплуатации требованиям. SCADA-пакет позволяет заказчику сократить затраты на обучение персонала и эксплуатацию систем.

Список используемых источников

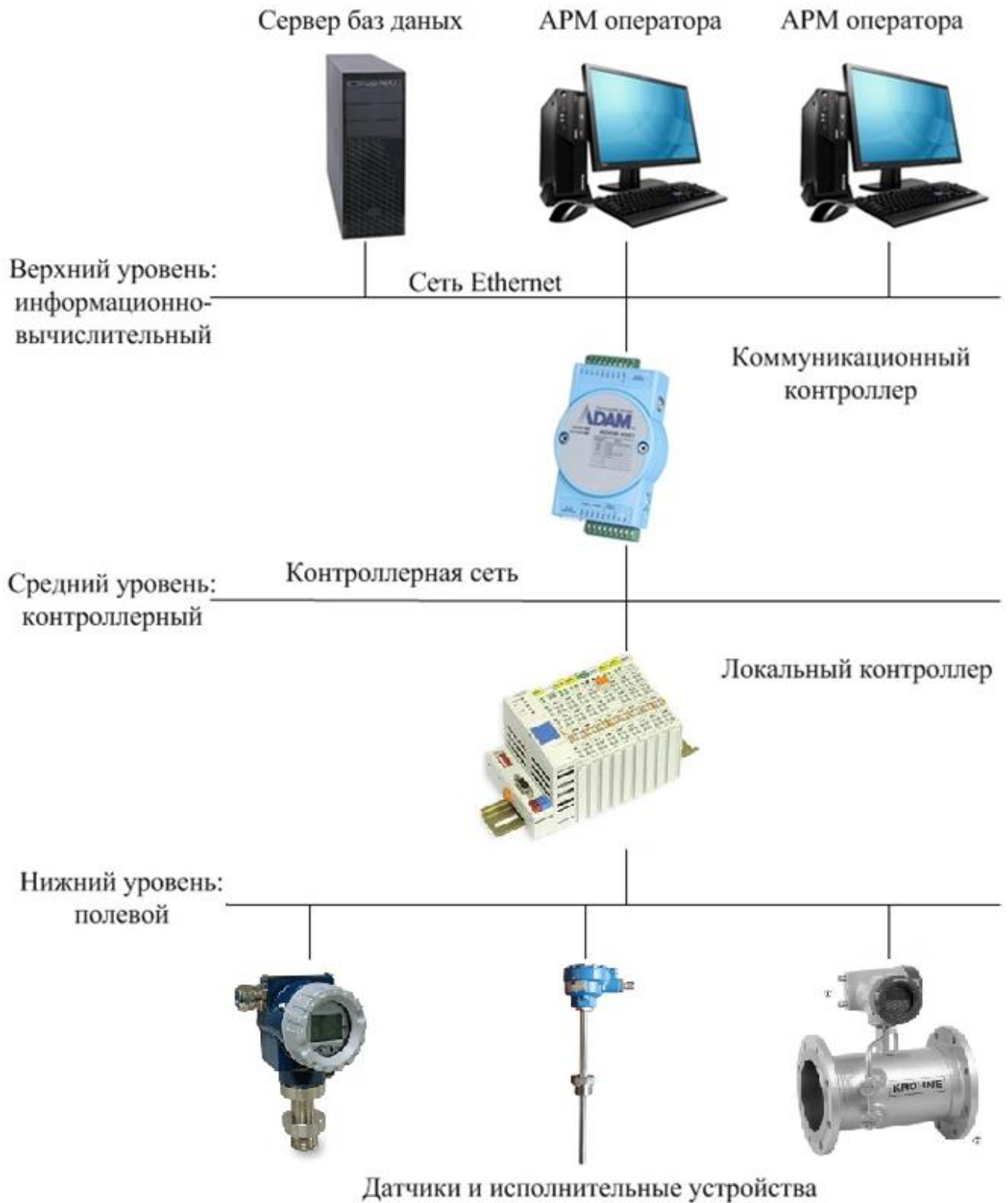
1. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.
2. Ключев А. С., Глазов Б. В., Дубровский А. Х., Ключев А. А.; под ред. А.С. Ключева. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 464 с.
3. Комиссарчик В.Ф. Автоматическое регулирование технологических процессов: учебное пособие. Тверь 2001. – 247 с.
4. ГОСТ 21.408-93 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов М.: Издательство стандартов, 1995.– 44с.
5. Разработка графических решений проектов СДКУ с учетом требований промышленной эргономики. Альбом типовых экранных форм СДКУ. ОАО «АК Транснефть». – 197 с.
6. Комягин А. Ф., Автоматизация производственных процессов и АСУ ТП газонефтепроводов. Ленинград, 1983. – 376 с.
7. Попович Н. Г., Ковальчук А. В., Красовский Е. П., Автоматизация производственных процессов и установок. – К.: Вицашк. Головное изд-во, 1986. – 311с.
8. СанПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. М.: Минздрав России, 1997.
9. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. М.: Минздрав России, 2003.
10. СП 52.13330.2011 Свод правил. Естественное и искусственное освещение.
11. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.

12. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
13. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды: учебник для вузов. – М.: Изд-во Юрайт, 2013. – 671с.
14. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
15. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
16. ВППБ 01-04-98. Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности.
17. ГОСТ 12.2.032-78. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
18. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197–ФЗ.

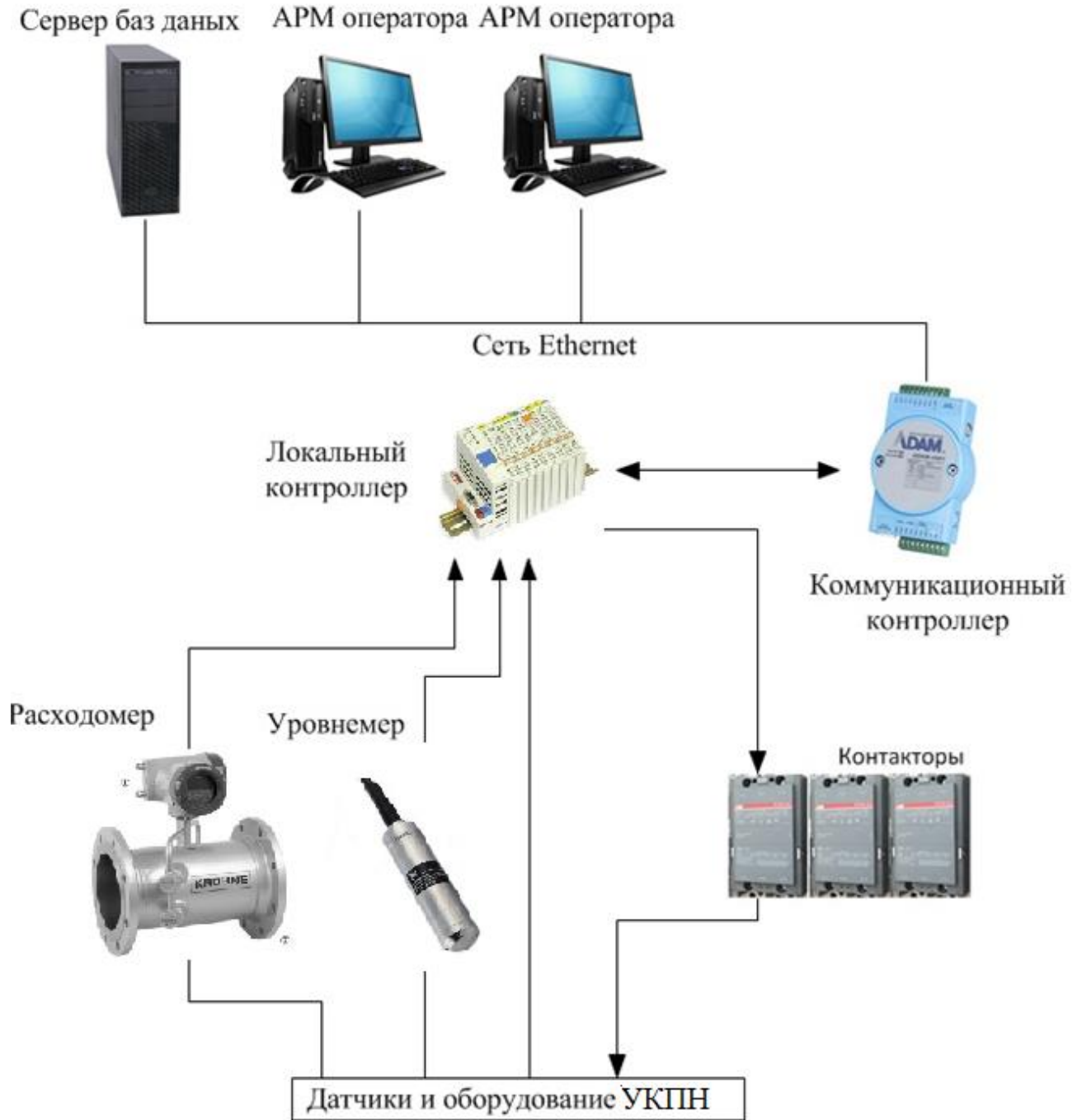
Приложение А



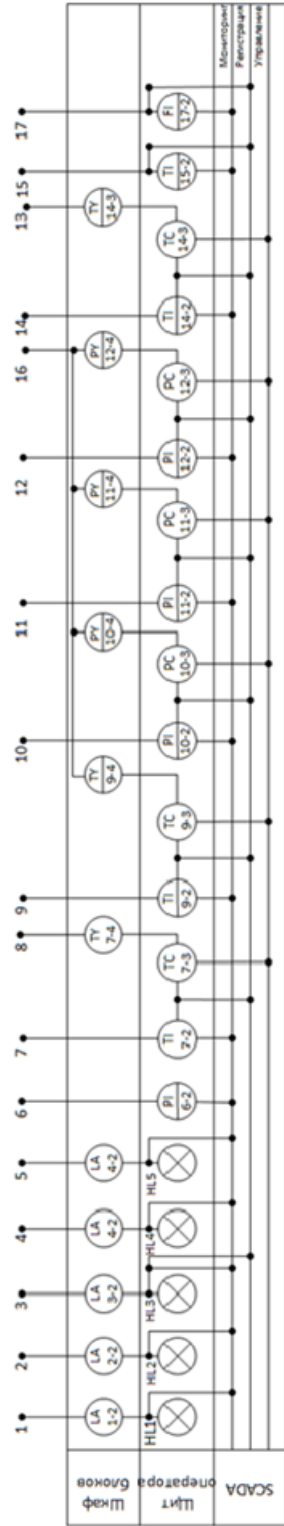
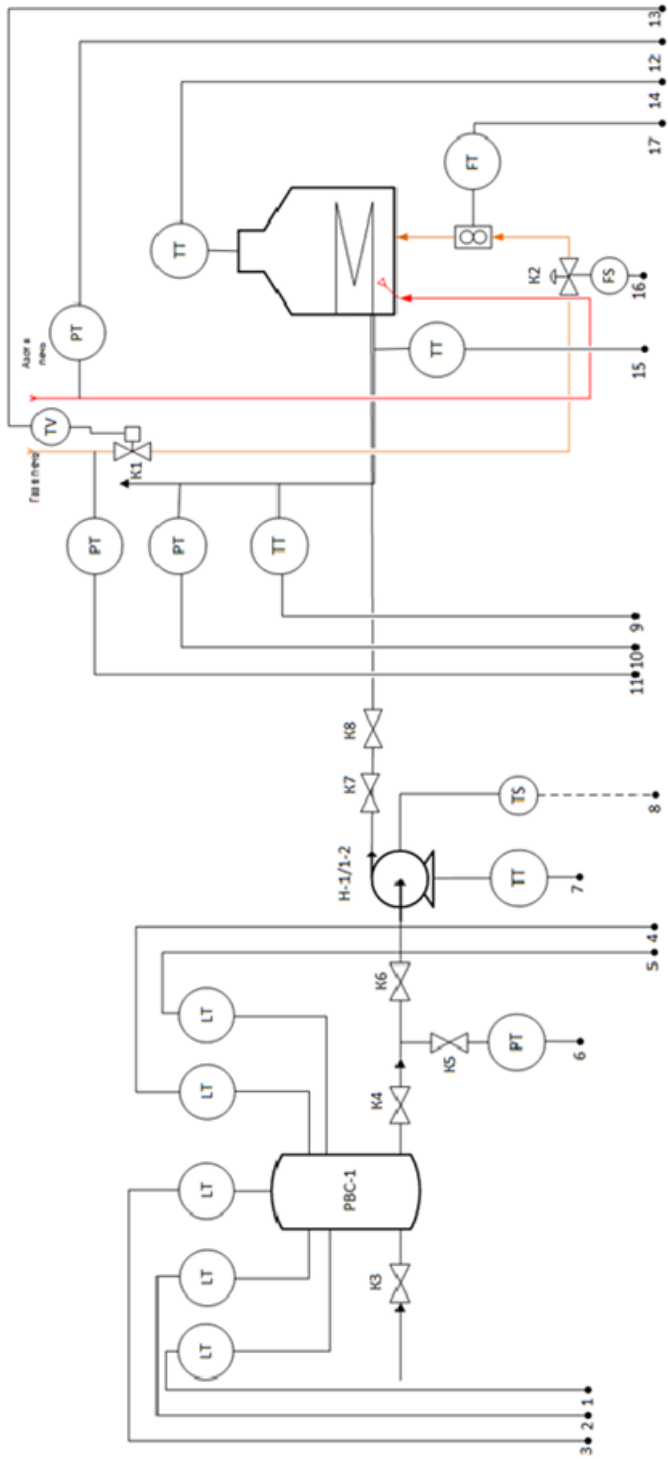
Приложение Б



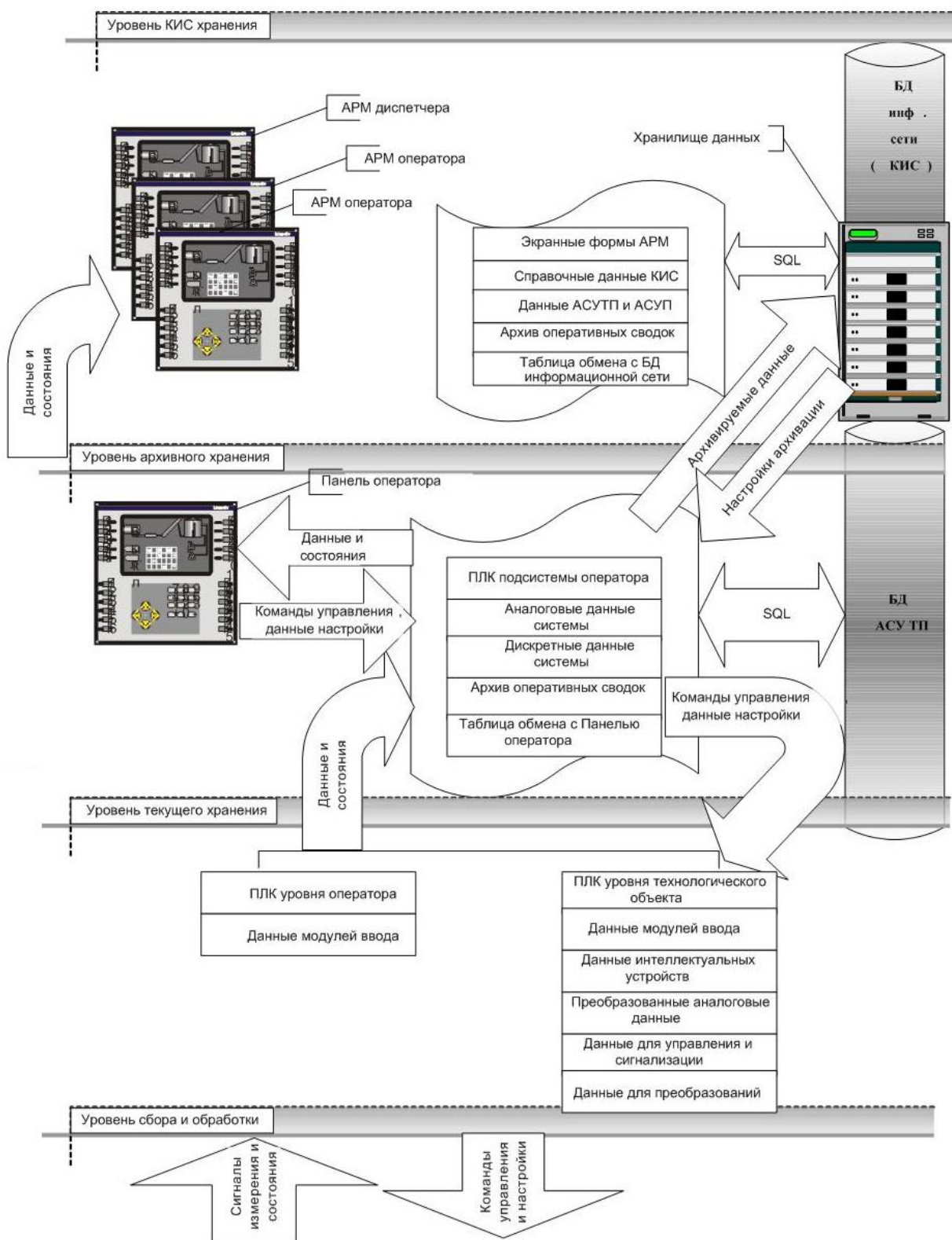
Приложение В



Приложение Г

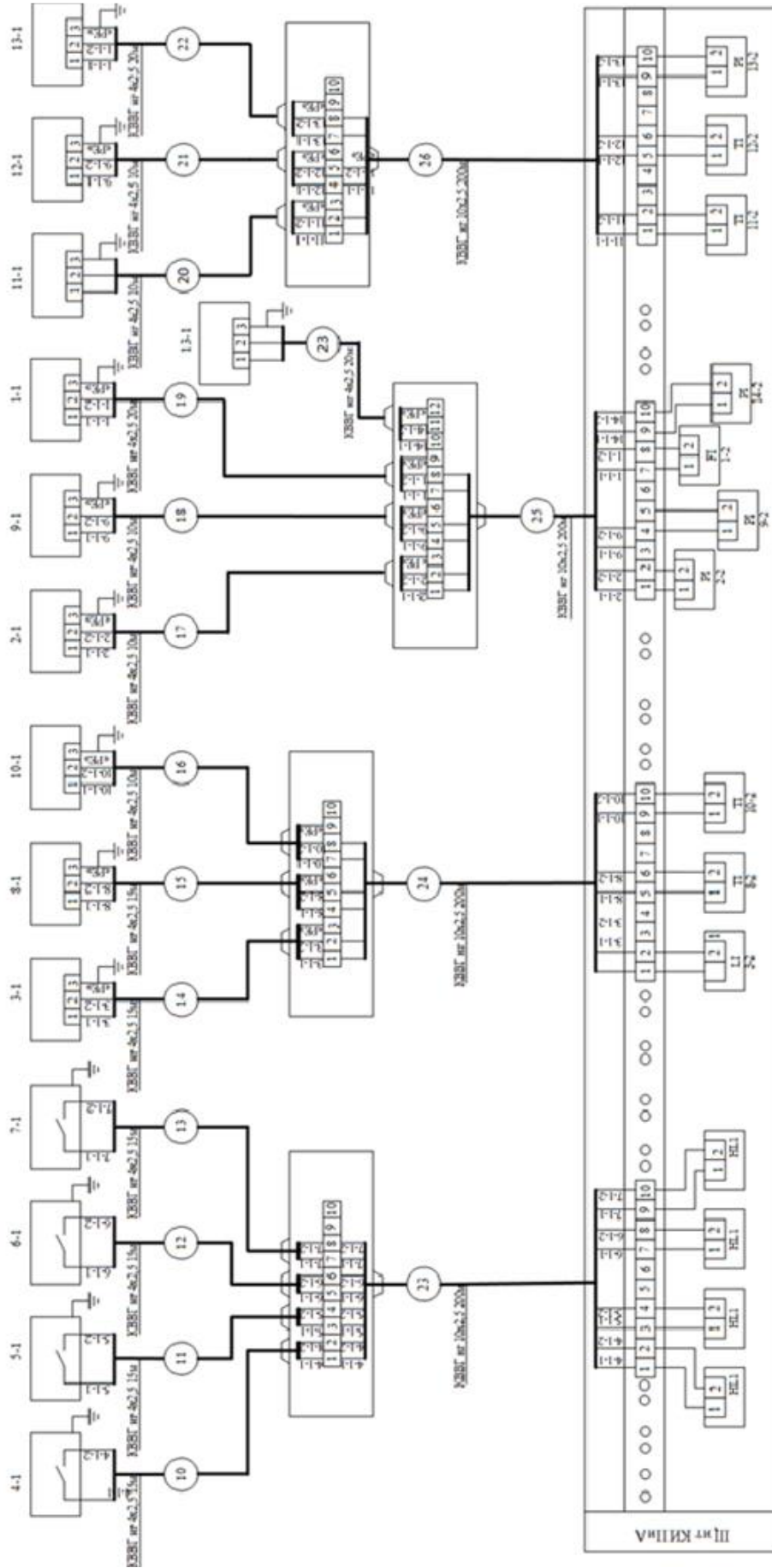


Приложение Д

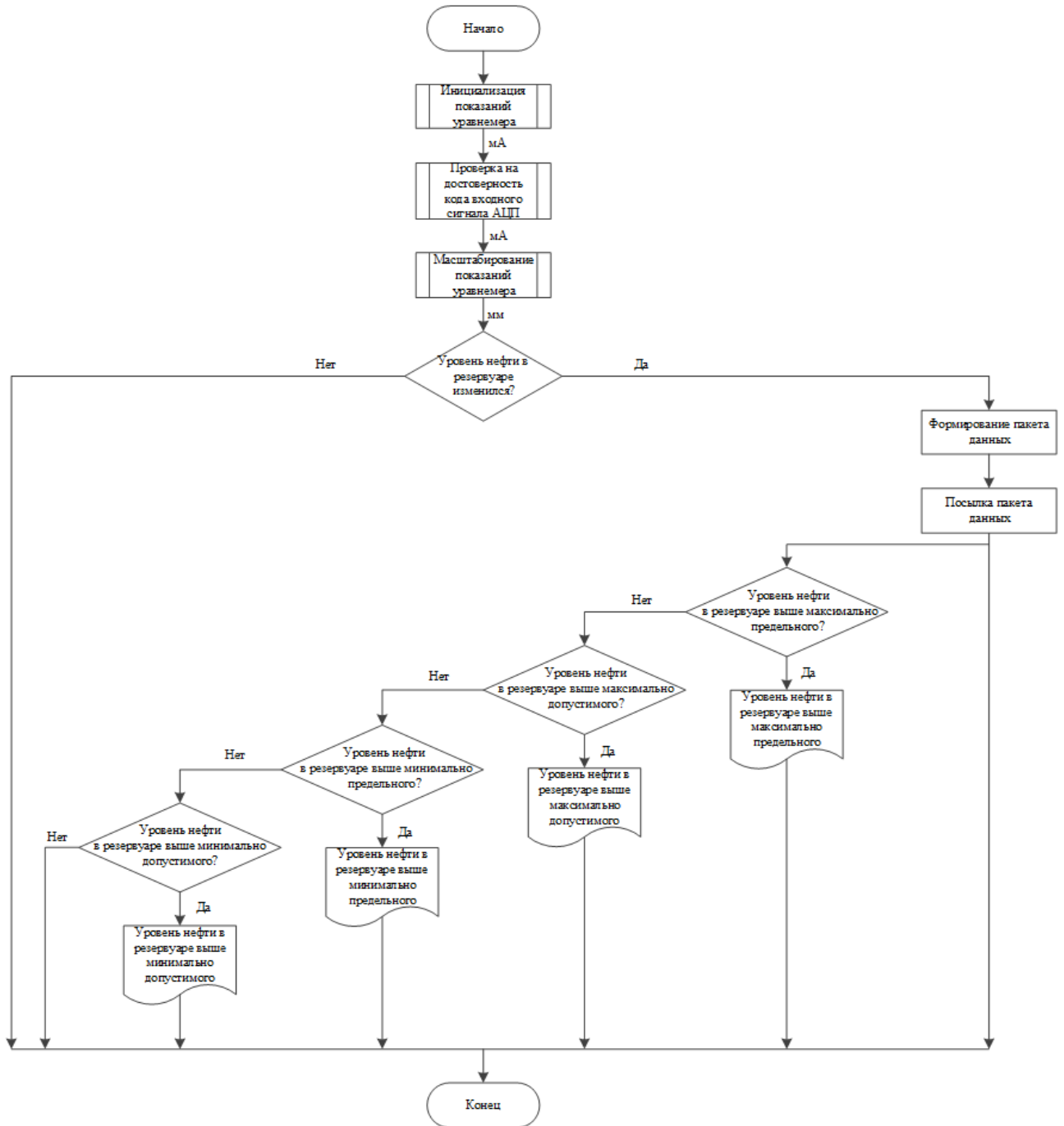


Приложение Е

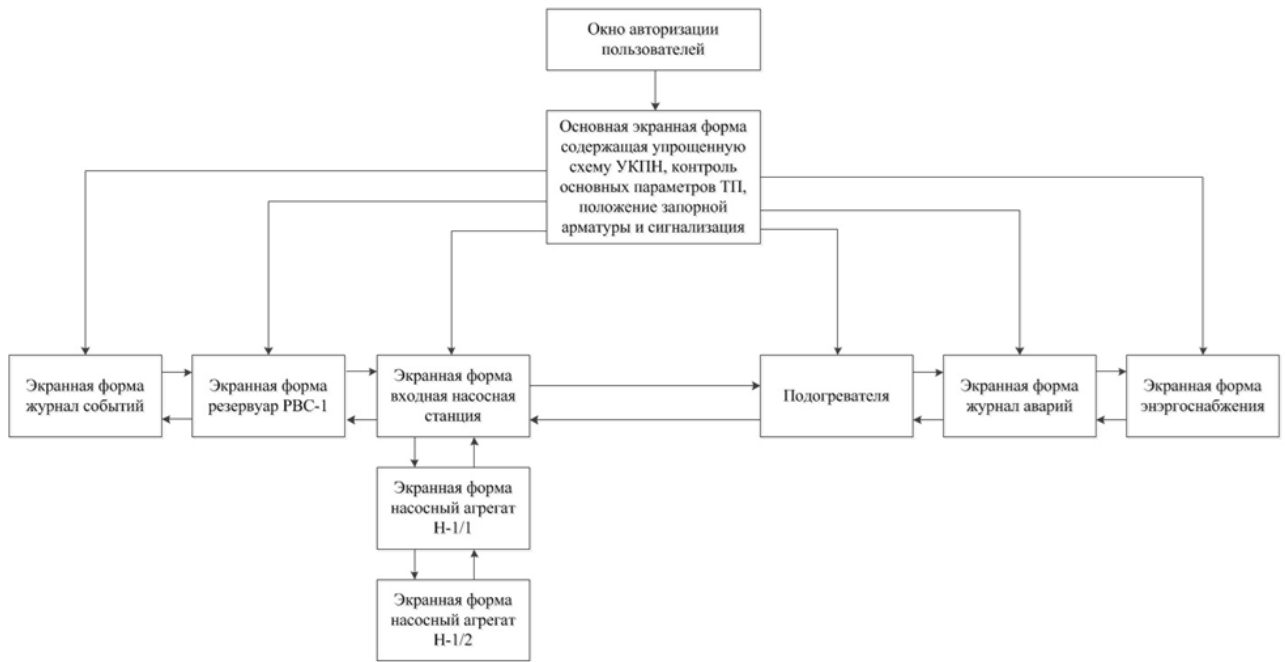
Наименование прибора	Уровень нефти				Температура				Давление				Расход нефти		
	Резервуар	Резервуар	Резервуар	Резервуар	Обочка двигателя	Вход подогревателя	Вход котла	Вход котла	Вход котла	Вход котла	Вход котла	Вход котла		Вход котла	Вход котла
Место отбора пробы	Резервуар	Резервуар	Резервуар	Резервуар	МПУ-01	МПУ-03	МПУ-03	МПУ-03	МПУ-03	МПУ-03	МПУ-03	МПУ-03	МПУ-03	Вход	
Тип датчика	CPS-03	CPS-03	CPS-03	CPS-03	МПУ-01	CPS-03	CPS-03	CPS-03	CPS-03	CPS-03	CPS-03	CPS-03	CPS-03	МПУ-03	Подогреватель
Позиция	4-1	5-1	6-1	7-1	8-1	10-1	11-1	12-1	2-1	9-1	13-1	14-1	1-1	Суринск 7300	Суринск 7300



Приложение Ж



Приложение 3



Приложение К

