

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 установки стабилизации нефти	
УДК 622 276.8.05-52:681.586:004.384	

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т22	Родионов Евгений Евгеньевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры СУМ	Рудницкий В. А.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Данков Артем Георгиевич	к.и.н		01.06.17

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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



Институт электронного обучения

Направление подготовки (специальность) 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Кафедра систем управления и мехатроники

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой СУМ

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3–8Т22	Родионов Евгений Евгеньевич

Тема работы:

Модернизация автоматизированной системы установки стабилизации нефти	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 18.04.2017 №2751/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:

10.06.2017 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Объектом исследования является установка стабилизации нефти, установки комплексной подготовки нефти.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1 Описание технологического процесса 2 Выбор архитектуры АС 3 Разработка структурной схемы АС 4 Функциональная схема автоматизации 5 Разработка схемы информационных потоков АС 6 Выбор средств реализации АС 7 Разработка схемы соединения внешних проводов 8 Выбор (обоснование) алгоритмов управления АС 9 Разработка экранных форм АС
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1 Функциональная схема технологического процесса, выполненная в Visio 2 Перечень входных/выходных сигналов ТП 3 Схема соединения внешних проводов, 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
Доцент кафедры СУМ	Рудницкий В. А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З–8Т22	Родионов Евгений Евгеньевич		

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:	02.06.2017 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
15.05.2017 г.	Социальная ответственность	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры СУМ	Рудницкий В. А.			

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
СУМ	Губин В. Е.	к.т.н.		

Реферат

Пояснительная записка содержит 78 страниц машинописного текста, 16 таблиц, 14 рисунков, 1 список использованных источников из 18 наименований, 8 приложений.

Объект исследования – установка стабилизации нефти.

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

В данном проекте была разработана система контроля и управления технологическим процессом на базе промышленного контроллера Honeywell ML200, с применением SCADA-системы GENESIS32.

Разработанная система может применяться в системах контроля, управления и сбора данных на различных промышленных предприятиях. Данная система позволит снизить технико-экономические затраты на производстве, при этом повысив точность и надежность измерений, а также сократить риски возникновения аварийных ситуаций на производстве.

Ключевые слова: стабилизация нефти, ректификация, автоматизация, SCADA, ПЛК, Honeywell, АСУ ТП, КИПиА.

Содержание

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	9
Введение.....	11
1. Техническое задание	12
1.1 Задачи и цели создания АСУ ТП.....	12
1.2 Назначение и состав УСН	12
1.3 Требования к системе	13
1.4 Требования к техническому обеспечению	14
1.5 Требования к метрологическому обеспечению	14
1.6 Требования к математическому обеспечению	14
1.7 Требования к информационному обеспечению.....	14
2. Основная часть	15
2.1 Описание технологического процесса.....	15
2.2 Разработка структурной схемы АС	18
2.3 Функциональная схема автоматизации	19
2.4 Разработка схемы информационных потоков.....	20
2.5 Выбор средств реализации УСН	22
2.5.1 Выбор контроллерного оборудования	22
2.5.2 Выбор датчиков	24
2.5.2.1 Датчик перепада давления	24
2.5.2.2 Датчик температуры	25
2.5.2.3 Выбор уровнемера.....	26
2.5.2.4 Преобразователь частоты	28
2.5.3 Нормирование погрешности канала измерения.....	29
2.5.4 Выбор исполнительных механизмов	30
2.6 Разработка схемы внешних проводок.....	32
2.7 Разработка алгоритмов управления АС УСН	32
2.7.1 Алгоритм сбора данных измерений	33

2.7.2 Алгоритм автоматического регулирования температуры верха колонны стабилизации.....	33
2.7.2.1 Разработка модели САУ частотным приводом.....	34
2.7.2.2 Моделирование функциональной схемы на ЭВМ.....	35
2.8 Экранные формы АС УКПН.....	36
3. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности	39
3.1 Потенциальные потребители результатов исследования	39
3.2 Анализ конкурентных технических решений	40
3.3 Технология QuaD	42
3.4 SWOT – анализ	43
3.5 Планирование научно-исследовательских работ.....	45
3.5.1 Структура работ в рамках научного исследования	45
3.5.2 Разработка графика проведения научного исследования	47
3.6 Бюджет научно-технического исследования	49
3.6.2 Расчет затрат на специальное оборудование	50
3.6.3 Основная заработная плата исполнителей темы.....	50
3.6.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	51
3.6.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	52
3.6.6 Накладные расходы.....	52
3.6.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	53
4 Производственная безопасность.....	58
4.1 Анализ вредных факторов.....	58
4.1.1 Повышенный уровень шума	58
4.2 Анализ опасных факторов.....	60
4.2.1 Электробезопасность	60
4.3 Экологическая безопасность.....	61
4.4 Безопасность в ЧС	62
4.5 Особенности законодательного регулирования проектных решений.....	64
Заключение	67
Список используемых источников.....	68

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 komponуется 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;

УСН – установки стабилизации нефти.

Введение

Тема данного курсового проекта – модернизация автоматизированной системы установки стабилизации нефти.

Данная работа актуальна, так как комплексная подготовка и переработка нефти является необходимым этапом перед применением нефти как готового продукта. Как правило, на начальном этапе разработки нефтяных месторождений, добыча нефти происходит из фонтанирующих скважин практически без примеси воды. Однако на каждом месторождении наступает такой период, когда из пласта вместе с нефтью поступает вода сначала в малых, а затем все в больших количествах. Примерно две трети всей нефти добывается в обводненном состоянии. Пластовые воды, поступающие из скважин различных месторождений, могут значительно отличаться по химическому и бактериологическому составу. При извлечении смеси нефти с пластовой водой образуется эмульсия, которую следует рассматривать как механическую смесь двух нерастворимых жидкостей, одна из которых распределяется в объеме другой в виде капель различных размеров. Наличие воды в нефти приводит к удорожанию транспорта в связи с возрастающими объемами транспортируемой жидкости и увеличением ее вязкости.

В настоящей курсовой работе решается задача автоматизации технологического процесса блока стабилизации установки комплексной подготовки нефти.

1. Техническое задание

1.1 Задачи и цели создания АСУ ТП

АСУ ТП предназначена для автоматического и автоматизированного управления технологическим оборудованием в масштабе реального времени в соответствии с регламентом безопасного ведения технологического процесса.

Основные цели создания АСУ ТП:

- обеспечение устойчивости функционирования и оперативное управление ТП;
- повышение надежности системы, а также минимизация возможности возникновения тяжелых аварий, снижение влияния человеческого фактора;
- улучшение технико-экономических показателей работы производства;
- улучшение информационной осведомлённости, а также условий труда технологического и эксплуатационного персонала.

1.2 Назначение и состав УСН

Перечень функций для выполнения которых предназначена АСУ ТП УСН:

- контроль параметров ТП;
- управление оборудованием;
- осуществление автоматического регулирования и ПАЗ;
- визуализация хода ТП в реальном времени;
- обмен технологической информацией между АСУ ТП УСН и системой управления удаленным узлом учета нефти.

В системе должна быть предусмотрена возможность вмешательства оператора УСН в ход ТП посредством подачи управляющих команд с АРМ оператора.

В состав технологического оборудования УКПН входят:

- теплообменники (2 шт.);

- горизонтальный отстойник для обезвоживания нефти;
- шаровые отстойники обессоливания;
- буферная емкость;
- насосы для подачи нефти на колонну (3 шт.);
- печь беспламенного горения;
- стабилизационная колонна;
- аппарат воздушного охлаждения;
- сепаратор;
- бензиновые насосы;
- буферная емкость для ШФЛУ;
- горизонтальные емкости, в которых происходит отделение несконденсировавшихся газов и воды.

1.3 Требования к системе

Система должна иметь трёхуровневую иерархическую структуру:

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

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

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

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

1.4 Требования к техническому обеспечению

Допустимый диапазон рабочих температур, для оборудования, устанавливаемого на открытых площадках: от -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$. Предел уровня влажности должен составлять не менее 80 %, при температуре 35°C .

Программно–технический комплекс АС должен иметь модульную структуру, чтобы обеспечивать возможность наращивания и модернизации системы, а также иметь резерв по вход/выходным каналам не менее 20 %.

Датчики, которые будут использоваться в системе, должны иметь взрывозащищённое исполнение.

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

1.5 Требования к метрологическому обеспечению

Основная относительная погрешность измерений датчиков давления, должна быть менее 1%.

Основная относительная погрешность измерений датчиков температуры, должна быть менее 0,2%.

Для узла измерения уровня нефти в резервуаре необходимо использовать радарный уровнемер, основная погрешность измерения которого должна быть менее 0,125%.

1.6 Требования к математическому обеспечению

Математическое обеспечение АС должно быть представлено в виде совокупности алгоритмов и математических методов обработки информации, которые при создании и эксплуатации АС и позволяли бы реализовывать все компоненты АС средствами единого математического аппарата.

1.7 Требования к информационному обеспечению

Средства информационного обеспечения должны включать в себя:

- унифицированную систему электронных документов, которая может быть выражена в виде набора форм статистической отчетности;
- распределенную структурированную базу данных (БД), которая должна осуществлять хранение системы объектов;
- средства ведения и управления базами данных.

2. Основная часть

Автоматизированная система управления технологическими процессами установки стабилизации нефти (УСН) осуществляет следующие функции:

- автоматизированный контроль и управление в реальном времени технологическим процессом УСН, в результате чего обеспечивается устойчивость качества и непрерывность работы с минимальными производственными затратами;
- противоаварийная автоматическая защита (ПАЗ) технологических процессов и оборудования;
- снабжение производственного персонала необходимой информацией о ходе технологического процесса, благодаря которой обеспечивается своевременное планирование, анализ и контроль производственно–хозяйственной деятельности предприятия.

Реализация вышеописанных функций становится возможной благодаря получению оперативной, достоверной и достаточной информации об объекте управления.

Функциональная схема автоматизации приведена в приложении А.

2.1 Описание технологического процесса

На установках стабилизации нефти осуществляются процессы подготовки сырой нефти, а именно её обезвоживание, обессоливание и стабилизация.

Степень стабилизации нефти устанавливается для каждого конкретного месторождения с учётом: количества добываемой нефти, содержания в ней лёгких углеводородов, технологии сбора нефти и газа на промысле, влияния стабилизации нефти на бензиновый фактор нефти, увеличения затрат на перекачку нефти за счёт повышения вязкости при большей степени стабилизации нефти.

В зависимости от степени стабилизации нефти процесс осуществляют сепарацией (извлечением широкой фракции лёгких углеводородов одно- или многократным разгазированием нефти путём снижения её давления, в т.ч. с

предварительным подогревом нефти) или ректификацией (отбором лёгких фракций при одно- или многократном нагреве и конденсации с чётким разделением углеводородов).

Технологическая схема УКПН с ректификацией приведена на рис. 1.

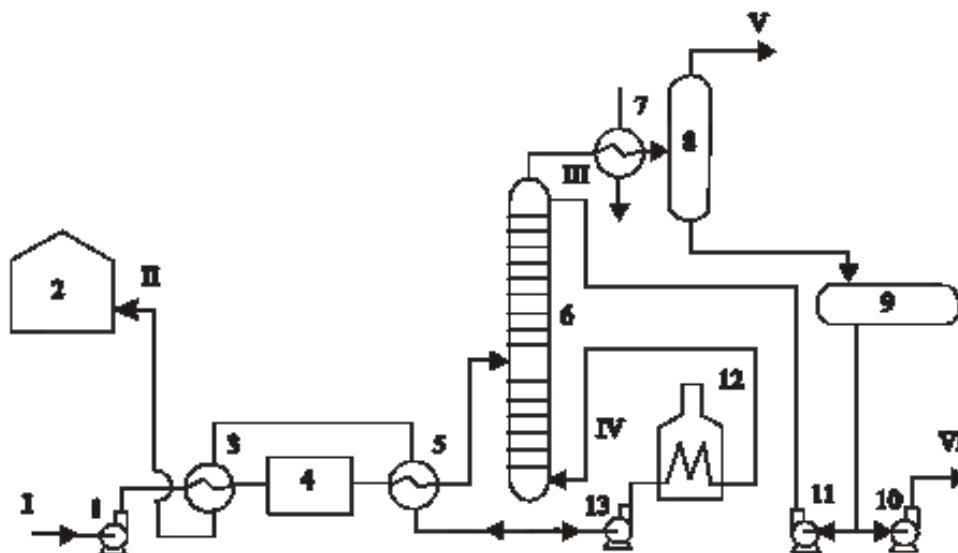


Рис. 1 – Технологическая схема стабилизации нефти с ректификацией

Сырая нефть I насосом 1 прокачивается через теплообменник 3, после чего проходит блок обезвоживания и обессоливания 4 и поступает на стабилизацию. Обезвоженная и обессоленная нефть нагревается в теплообменнике 5 до температуры 150—200 °С за счет тепла отходящего потока стабильной нефти, при этом частично испаряется и в двухфазном парожидком состоянии поступает в питательную секцию ректификационной колонны 6.

Ректификация — это процесс многократного испарения и конденсации углеводородов, происходящий на специальных устройствах — ректификационных тарелках. Для его осуществления необходимо, чтобы в колонне было два встречных потока — жидкий и паровой и чтобы имелась разность температур при переходе от одной тарелки к другой. Жидкий поток стекает сверху вниз ректификационной колонны в результате подачи на верхнюю тарелку так называемого холодного орошения.

В качестве холодного орошения используется часть сконденсированного верхнего продукта, выходящего сверху ректификационной колонны и являющегося равновесным по составу с верхним продуктом. Для этого нефтяные пары, выходящие сверху ректификационной колонны 6, охлаждаются в холодильнике 7, и в сепараторе 8, от них отделяется углеводородный конденсат III, который собирается в сборнике конденсата 9, а затем насосом II подается на верх ректификационной колонны 6. Паровой поток снизу вверх создается так называемым паровым орошением IV, вводимым в низ ректификационной колонны под нижнюю тарелку и являющимся равновесным по составу с нижним продуктом.

В качестве парового орошения используют часть превращенного в парообразное состояние нижнего продукта. Для этого часть стабильной нефти, выходящей снизу ректификационной колонны 6, насосом 13 прокачивают через трубчатую печь 12, в которой нагревают до такой температуры, чтобы произошло превращение нефти в парообразное состояние, и эти пары подаются под нижнюю тарелку.

В результате того, что на верх колонны подается холодное орошение, а вниз — паровое орошение, по высоте ректификационной колонны устанавливается необходимая разность температур: внизу колонны 230—280 °С, а вверху колонны 65—96 оС. На каждой тарелке поднимающиеся снизу пары встречаются со стекающей с верхней тарелки более холодной жидкостью.

Конструкция тарелки обеспечивает необходимый контакт встречающихся потоков пара и жидкости, так что между ними происходит тепло- и массообмен. Пары охлаждаются, при этом часть высокомолекулярных углеводородов из паров конденсируется и переходит в жидкость. Жидкость, наоборот, нагревается, при этом часть низкомолекулярных углеводородов испаряется и переходит в пар. Этот процесс повторяется многократно, так как ректификационная колонна имеет достаточно много тарелок.

В результате поднимающиеся пары при переходе от одной тарелки к другой обогащаются низкомолекулярными углеводородами, а жидкость —

высокомолекулярными углеводородами. Тем самым достигается требуемая четкость разделения с заданной глубиной извлечения того или иного компонента (пропана, бутана или метана). Отделившиеся легкие углеводороды в газообразном V и жидком VI состоянии насосом 10 направляются на химический комбинат.

Стабильная нефть II, с высокой температурой выходящая снизу ректификационной колонны, проходит теплообменники 5 и 3, где отдает свое тепло поступающей нефти, охлаждаясь при этом до температуры 40—45 °С, и направляется в резервуар стабильной нефти 2.

2.2 Разработка структурной схемы АС

Объект управления – стабилизационная колонна.

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

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

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

- датчики давления;
- датчики температуры;
- датчики уровня;
- исполнительные механизмы.

На данном уровне должны выполняться следующие функции АС:

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

Средний (контроллерный) уровень представлен коммуникационными интерфейсами и локальным контроллером (ПЛК).

ПЛК должен выполнять следующие функции:

- сбор, первичная обработка и хранение информации о параметрах технологического процесса;
- автоматическое логическое управление и регулирование, а также обмен информацией с пунктами управления АРМ;

Верхний (информационно–вычислительный) уровень представляет из себя локальную сеть, которая объединяет между собой персональные компьютеры и сервер базы данных. Компьютеры диспетчера и операторов оснащены операционными системами (ОС) Windows 8 и программным обеспечением Genesis32.

На верхнем уровне выполняются следующие задачи:

- сбор и обработка (в том числе масштабирование) данных с локальных контроллеров;
- синхронизация всех подсистем за счёт поддержания единого времени в системе;
- формирование технологической базы данных (БД);
- формирование отчётной документации, протоколов событий;
- предоставление интерфейса непосредственного взаимодействия с оператором АСУ.

Обобщенная структура управления АС приведена в приложении В.

2.3 Функциональная схема автоматизации

Функциональная схема автоматизации представляет собой технический документ, в котором определена функционально–блочная структура отдельных узлов автоматического регулирования технологического процесса. На функциональной схеме в виде условных изображений показаны все системы автоматического контроля, регулирования, дистанционного управления, сигнализации разрабатываемой системы. Также на ней, при помощи линий функциональной связи, отображены каналы взаимодействия между элементами систем управления.

Разработка функциональной схемы автоматизации ТП позволяет решить задачи:

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

Функциональная схема автоматизации выполненная согласно требованиям ГОСТ 21.404–13, приведена в приложении Г. На схеме выделены каналы измерения (1–5,7–10,13) и каналы управления (6,11,12).

2.4 Разработка схемы информационных потоков

Схема информационных потоков приведена в приложении Д. Она имеет трёхуровневую структуру, отражающую весь путь 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 представлены данные устройств ввода/вывода, в состав которых входят данные аналоговых и дискретных сигналов, а также данные о вычислениях и преобразованиях.

Средний уровень представлен как буферная база данных, являющаяся одновременно приемником, запрашивающим данные внешних систем, и их источником. На среднем уровне из данных собранных на нижнем уровне, ПЛК формирует пакетные потоки информации, которые передаются на верхний уровень и АРМ оператора по протоколу Ethernet.

Ниже представлены параметры, которые передаются в локальную вычислительную сеть:

- Температура в верхней части стабилизационной колонны, °С
- Давление в верхней части стабилизационной колонны, МПа

- Температура в нижней части стабилизационной колонны, °C
- Давление в нижней части стабилизационной колонны, МПа
- Давление нефти в стабилизационной колонны, МПа
- Регулирование клапана расхода пресной воды, %
- Уровень РПН в стабилизационной колонны, м
- Температура орошения стабилизационной колонны, °C
- Температура в 1 зоне питания стабилизационной колонны, °C
- Регулирование клапана подачи воды, %
- Регулирование клапана орошения, %
- Температура контрольных тарелок стабилизационной колонны,

°C

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

AAA_BBB_CCCC_DDDDD,

где

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

- DVL – давление;
- TMR – температура;
- URN – уровень;
- PZC – положение клапана;

BBB – код технологического аппарата/объекта, 3 символа:

- SKK – стабилизационная колонна;
- KTR – контрольные тарелки стабилизационной колонны;

CCCC – объект контроля или управления, не более 4 символов:

- OILL – нефть;
- AQVA – вода;
- PRES – пресная вода;
- RAST – растворитель парафинов нефтяной;

- OROS – орошение;
- ZONA – 1 зона питания стабилизационной колонны;
- DDDDD – примечание, не более 5 символов:
- DOWN – низ;
- UP – верх.

Знак подчеркивания _ в данном представлении является разделителем частей идентификатора. Таблица состава (перечня) вход/выходных сигналов (измерительных и управляющих) приведена в приложении Е.

2.5 Выбор средств реализации УСН

В данном пункте курсового проекта, необходимо осуществить подбор программно-технических средств АС УСН, при этом выбранное оборудование по своим техническим характеристикам должно соответствовать предъявляемым требованиям. Также необходимо провести анализ выбранного оборудования на совместимость между собой.

В состав программно-технических средств АС УСН входят:

- контроллерное оборудование, посредством которого осуществляется выполнение вычислительных задач и логических операций;
- измерительное оборудование, осуществляющее сбор информации о технологическом процессе;
- исполнительное оборудование, за счёт которого электрическая энергия преобразуется в механическую или иную физическую величину для осуществления воздействия на ОУ согласно алгоритму управления.

2.5.1 Выбор контроллерного оборудования

Для решения вычислительных задач и выполнения логических операций с данными поступающими с полевого уровня используем ПЛК Honeywell ML200 (Рис. 2). Также при выборе ПЛК были рассмотрены контроллеры следующих производителей: SLC500 Allen Bradley и Schneider Electric Modicon M238.

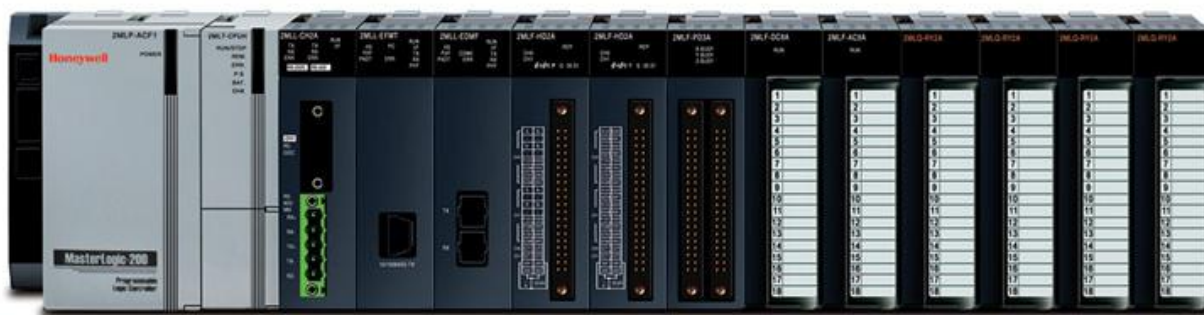


Рис. 2 – Honeywell MasterLogic PLC (ML200)

Honeywell MasterLogic PLC (ML200) представляет собой программируемый логический контроллер, совместимый с IEC 61131. ML200 компактный контроллер, при этом обладающий высокой скоростью процессора – 42нс/шаг. Он подходит для выполнения быстрых, дискретных последовательных задач управления в экономически эффективной разработке.

Honeywell Masterlogic ML200 PLC включает в себя широкий спектр модульных компонентов (ЦПУ, источники питания, модули ввода дискретных и аналоговых сигналов, сетевые модули и стойки), которые доступны в различных модулях.

Основные технические характеристики Honeywell Masterlogic PLC (ML200):

- Компактные модули размером до 27 x 98 x 90 мм,
- Диапазон рабочих температур – от 0 до 55 °C,
- Более 50 типов модулей ввода/вывода – цифровой/аналоговый (изолированные), HSC, RTD, TC, позиционирования/управления движением,
- IEC61131-3 стандарт программирования – LD / SFC / ST / IL язык,
- Мощные и универсальные процессоры с высокой скоростью – 42 нс/шаг,
- Открытые сетевые протоколы с полевыми устройствами – Profibus™ DP, DeviceNet™, MODBUS (Ethernet и Serial),
- 23,808 макс точек ввода/вывода (128,000) с использованием сети,
- 15 миллисекунд сканирования (например, 2500 I/O, 400 кбайт),

- Мощная интеграция – Experion.

2.5.2 Выбор датчиков

На данном этапе работы, произведём подбор устройств полевого уровня (датчики давления, температуры, уровня и расходомеры) в соответствии с технологическим процессом.

2.5.2.1 Датчик перепада давления

В качестве датчика перепада давления выберем преобразователь дифференциального давления Honeywell STD830 (Рис. 3).

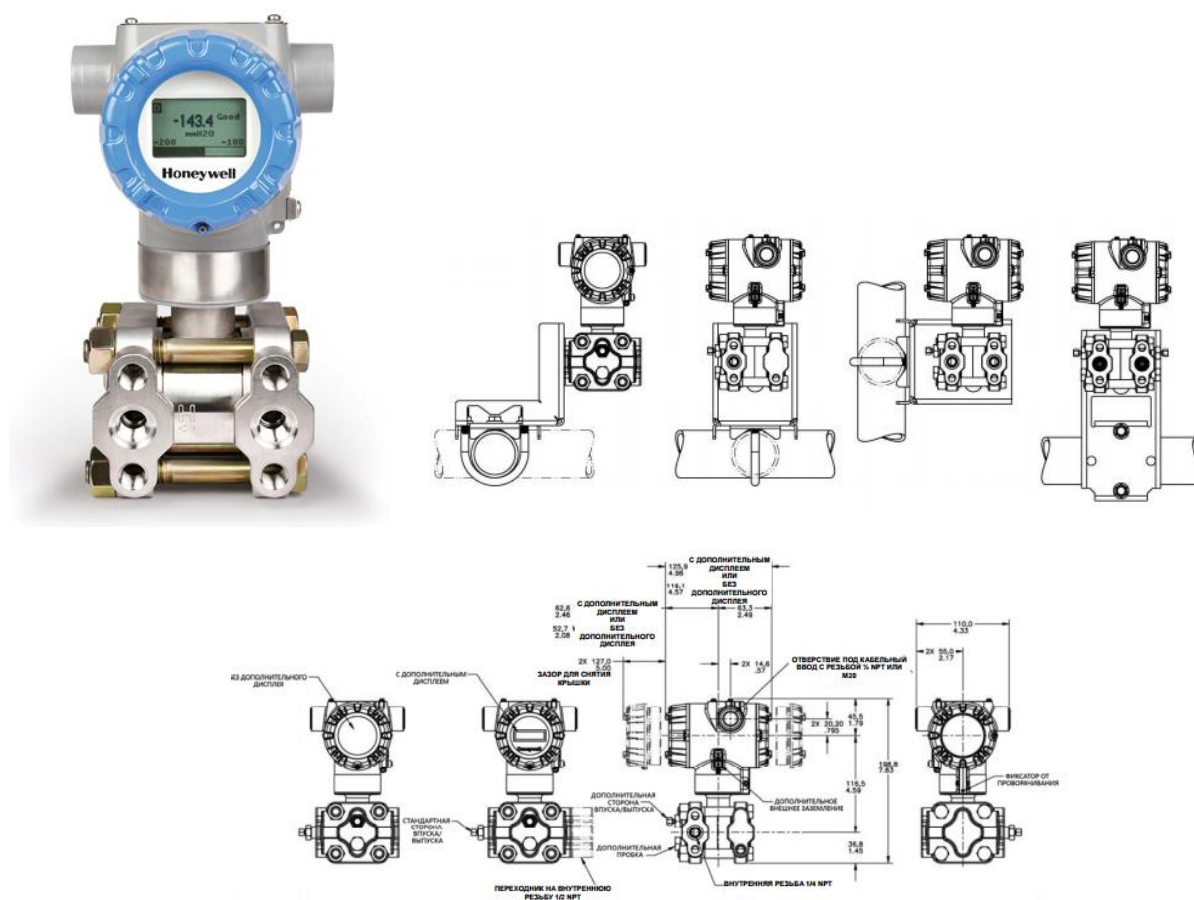


Рис. 3 – Преобразователь дифференциального давления Honeywell STD830

Honeywell STD830 относится к семейству SmartLine® продуктов, то есть STD830 это высокопроизводительный преобразователь дифференциального давления на базе пьезорезистивных датчиков. Объединив измерения дифференциального давления на чипе статического давления и компенсации температуры, STD830 предоставляет высокую точность и стабильность в широком диапазоне применения давлений и температур. Семейство SmartLine

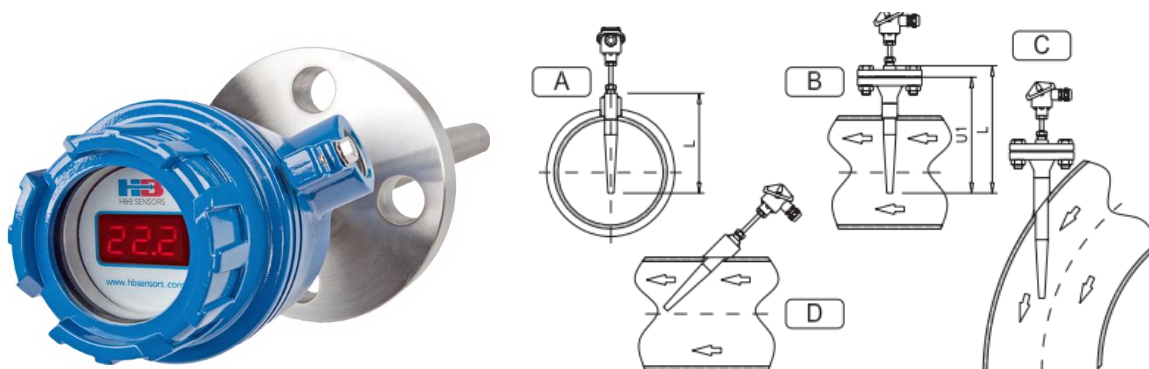
также полностью протестированы и соответствуют стандарту Experion PKS ® обеспечивая самый высокий уровень обеспечения совместимости и интеграции.

Основные характеристики Honeywell STD830:

- Диапазон измерений: 0...2,5 МПа;
- Точность измерений до 0,0375%;
- Выходной сигнал: 4-20 мА постоянного тока, HART ® (Версия 7.0);
- Допускаемое давление рабочей среды 40 МПа;
- Диапазон рабочих температур: -40 to 125;
- Взрывозащищённое исполнение Exd and Exia;
- Автоматическое определение статического давления и компенсация температуры измеряемой среды;
- Время отклика не более 90 мс;
- Несколько вариантов локального дисплея;
- Защита от избыточного давления;
- Полное соответствие требованиям SIL 2/3;
- Доступен с 15-летней гарантией.

2.5.2.2 Датчик температуры

В качестве датчика температуры будем использовать термометр сопротивления RTD от производителя H&B Sensors (Рис. 4).



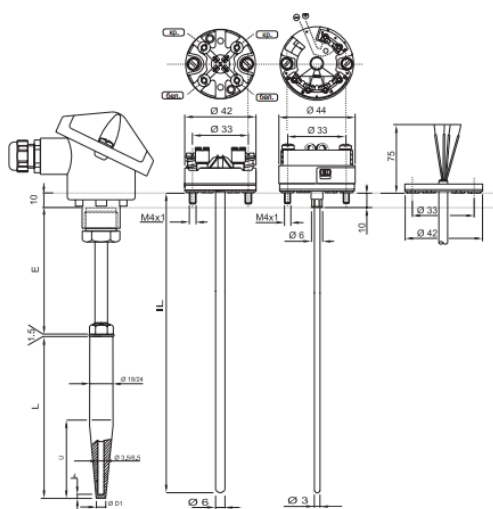


Рис. 4 – H&B Sensors Pt100

В связи с более высокой точностью и распространённостью, датчики температуры RTD как правило заменяют термопары, при температурах ниже 600°C . До сих пор наиболее распространенным RTD является термосопротивление с платиновой погружаемой частью, Pt. Так как материалом является платина её сопротивление равно 100 Ом при температуре 0°C . Платина имеет положительный коэффициент зависимости сопротивления от температуры; с ростом температуры растёт её сопротивление. Изменение сопротивления от температуры имеет линейную зависимость: $0,39\text{ Ом}/1^{\circ}\text{C}$. Основным отличием данного метода измерения температуры, является долговременная стабильность по сравнению с другими методами, а именно: за год погрешность составляет не более, чем $0,2\text{ Ом}/0^{\circ}\text{C}$.

Основные технические характеристики датчика H&B Sensors Pt100:

- Класс точности: B;
- Диапазон рабочих температур: $-196 \dots +600^{\circ}\text{C}$;
- Погрешность измерений: $0^{\circ}\text{C} = \pm 0,3^{\circ}\text{C}$, $100^{\circ}\text{C} = \pm 0,8^{\circ}\text{C}$;
- Выходной сигнал: 4-20mA/HART;
- Взрывозащищённое исполнение: Exia.

2.5.2.3 Выбор уровнемера

В для измерения уровня нефти в ёмкости, будем использовать радарный волноводный уровнемер MT2000 фирмы к-Тек (Рис. 6).

Особенности:

- измерение уровня в сложных условиях (пар, пена, налипания, волны, кипение, резкие скачки уровня и т.д.);
- точность измерений не зависит от плотности, диэлектрической постоянной и давления;
- настройка диапазона измерений не требует имитации уровня и наличия среды;
- отсутствие подвижных механических частей;
- простая замена блока электроники, без снятия давления в емкости;
- невысокая стоимость.

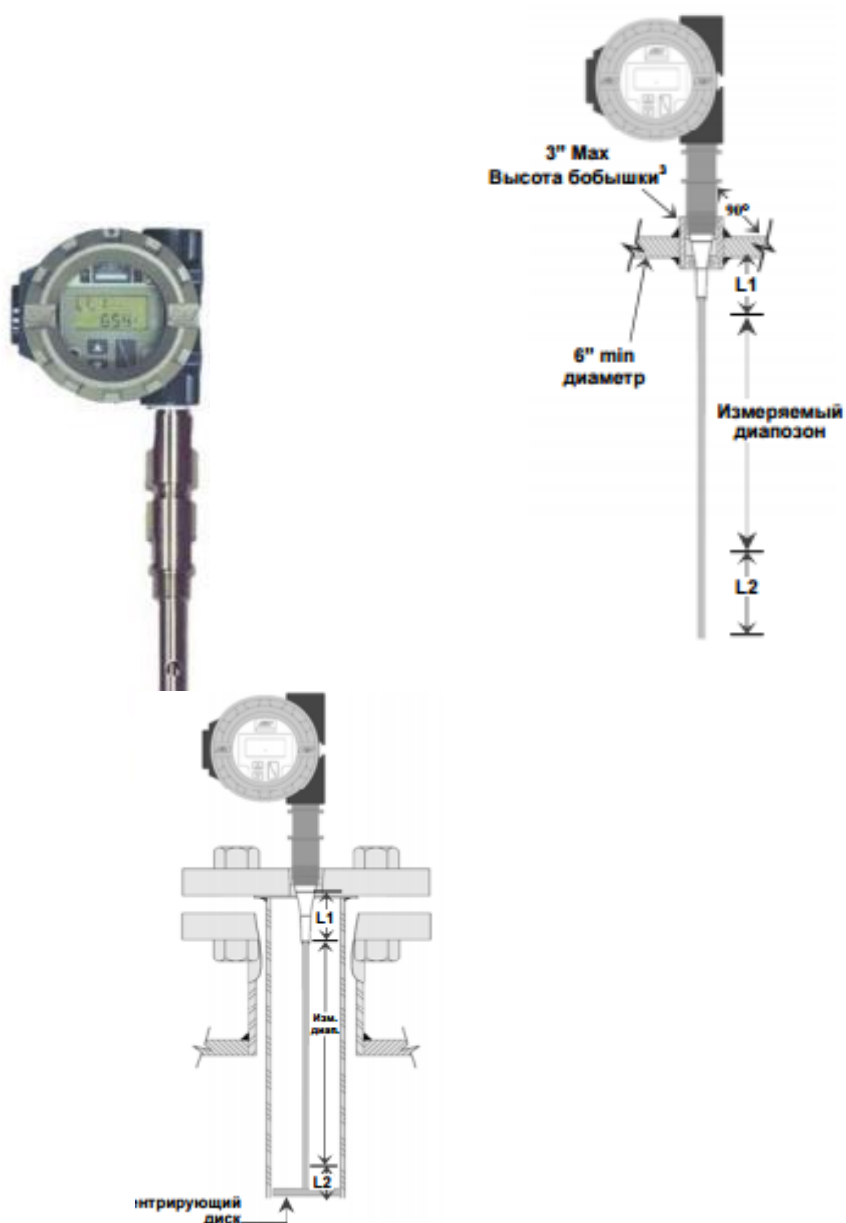


Рис. 5 – Радарный волноводный уровнемер MT2000

Основные технические характеристики уровнемера MT2000:

- Точность: $\pm 5,1$ мм;
- Разрешение: $\pm 1,6$ мм;
- Диапазон измерения: 0,01-30 м;
- Максимальная температура измеряемой среды: 427°C ;
- Максимальное давление: 34,4 МПа;
- Минимальное значение диэлектрической $>1,3$;
- Выходной сигнал: 4-20 мА, HART, Honeywell DE Protokol;
- Материал зонда: 316L SST, C-376, В3, Monel, Титан;
- Взрывозащищённое исполнение: EExd IIC T6, EEx ia IIB T6.

2.5.2.4 Преобразователь частоты

Для управления электроприводами на запорной арматуре будем использовать частотные преобразователи SmartDrive Compact производства Honeywell (Рис. 7).



Рис. 6 – Honeywell SmartDrive Compact

Частотные преобразователи серии SmartDrive Compact для асинхронных электродвигателей, со встроенными RFI фильтрами. EMC и LVD совместимые. SmartDrive Compact micro инвертеры компактного размера с простым запуском в эксплуатацию и управлением. Этот тип инвертеров предоставляет широкие возможности для использования в различных применениях с переменным крутящим моментом (HVAC применения) и с постоянным крутящим моментом (промышленные системы и процессы).

Основные технические характеристики частотного преобразователя Honeywell SmartDrive Compact:

- Мощность: 0,37...5,5 кВт;
- Напряжение питания: 230 / 400 V;
- Встроенный протокол: Modbus RTU;
- Класс защиты: IP 20.

2.5.3 Нормирование погрешности канала измерения

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

Рассмотрим канал измерения расхода. Требование к погрешности канала измерения составляет не более 0,2 %. Разрядность АЦП – 12 разрядов.

Расчет допустимой погрешности измерения расходомера осуществляется согласно следующей формуле:

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

где $\delta=0.2\%$ – 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 по следующей формуле:

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

Погрешность передачи по каналу измерений составит 0,05%.

При расчете также учитываются дополнительные погрешности, которые могут быть вызваны влиянием:

- температуры окружающего воздуха;
- вибрации.

Дополнительная погрешность, вызванная температурой окружающего воздуха:

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

Дополнительная погрешность, вызванная вибрацией:

$$\delta_5 = 0,2 \cdot 0,19 = 0,038 \text{ \%}$$

Получили что, допустимая основная погрешность расходомера не должна превышать, следующего значения:

$$\delta_1 \leq \sqrt{0,2^2 - (0,05^2 + 0,02^2 + 0,068^2 + 0,038^2)}$$

$$\delta_1 \leq 0,17\%$$

В итоге видно, что основная погрешность выбранного расходомера (0,075%) не превышает допустимой расчетной погрешности. Следовательно, прибор пригоден для использования.

2.5.4 Выбор исполнительных механизмов

В качестве запорно–регулирующей арматуры используем кран шаровой регулирующий КШТВ 25-50нж производства «Автоматика – Инвест» (Рис. 8).

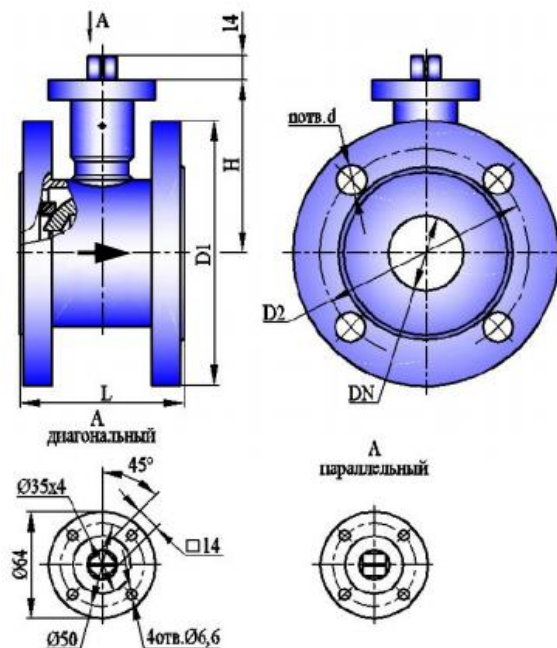


Рис. 7 – КШТВ 25-50нж

Основные технические характеристики КШТВ 25-50нж:

- Давление рабочей среды: 2,5 МПа;
- Герметичность затвора: класс А по ГОСТ 9544;
- Пропускная способность: DN50 м³ /ч;
- Диапазон рабочих температур: то -40 до 200°С.

В качестве электропривода были рассмотрены приводы SIEMENS SIPOS FLASH, AUMA, DANFOSS. Из соотношений цены и качества был выбран неполноворотный асинхронный электропривод AUMA типа SG 0.51.

Неполноворотные электроприводы AUMA типов SG 05.1 представляют собой модульную, состоящую из отдельных функциональных блоков конструкцию. Приводы приводятся в действие электродвигателем и управляются узлом управления AUMATIC (Рис. 9).

Основные технические характеристики привода SG 05.1:

- Максимальный крутящий момент: 150 Нм;
- Напряжение питания: 220 В.
- Режимы работы: Кратковременный режим S2 - 15 мин;

Повторно-кратковременный режим S4 - 25 %

- Трехфазный асинхронный электромотор, исполнение IM B9 согласно IEC 60034



Рис. 8 – КШТВ 25-50нж с приводом AUMA типа SG 05.1

2.6 Разработка схемы внешних проводок

Схема внешней проводки приведена в альбоме схем (ФЮРА.425280.001.ЭП.07).

Первичные и внешитовые приборы включают в себя: датчики давления Honeywell STD830 и датчики температуры RTD H&B Sensors расположенные внизу и вверху колонны стабилизации и на узле орошения, а также радарный волноводный уровнемер MT2000 фирмы к-Тек. Данные датчики имеют унифицированный токовый сигнал 4...20 мА. Сигнал от датчиков на щит КИПиА передаётся по двум проводам КВВГ (ном. переменное напряжение до 660 В частотой до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В при температуре окружающей среды от -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$).

2.7 Разработка алгоритмов управления АС УСН

В АС на разных уровнях управления используются различные алгоритмы:

В ходе данной выпускной квалификационной работы были разработаны следующие алгоритмы АС:

- алгоритм сбора данных измерений;
- алгоритм автоматического регулирования технологического параметра.

2.7.1 Алгоритм сбора данных измерений

В качестве канала измерения выберем канал измерения температуры в стабилизационной колонне. Для этого канала разработаем алгоритм сбора данных, он приведен в приложении Ж.

2.7.2 Алгоритм автоматического регулирования температуры верха колонны стабилизации

Исследуемая система регулирования предназначена для поддержания постоянной температуры в линии подачи орошения в верхнюю часть стабилизационной колонны с коррекцией по температуре верха колонны.

Регулирование данного параметра, необходимо так, как температура верхней части колонны оказывает существенное влияние на процесс ректификации нефти.

Недостатком схемы стабилизации из отдельных САР являются возмущающие воздействия, которые могут значительно повлиять на режим работы колонны из-за сильного запаздывания объекта. Основная задача регулирования – это стабилизация параметров.

На схеме автоматизации процесса стабилизации нефти выделен контур САР температуры верхней части колонны (Рис. 9).



Рис. 9 – Контур САР температуры

Рассматриваемый контур предназначен для регулирования температуры верхней части стабилизационной колонны. В данной системе регулирования

есть две регулируемые величины: основная – температура верха колонны и вспомогательная – расход ШЛФУ на орошение.

2.7.2.1 Разработка модели САУ частотным приводом

В этом разделе рассматривается разработка системы автоматического регулирования температуры паровой фазы легких углеводородов, которая поступает с верха колонны.

Функциональная схема автоматического регулирования температурного режима приведена на рисунке 10.

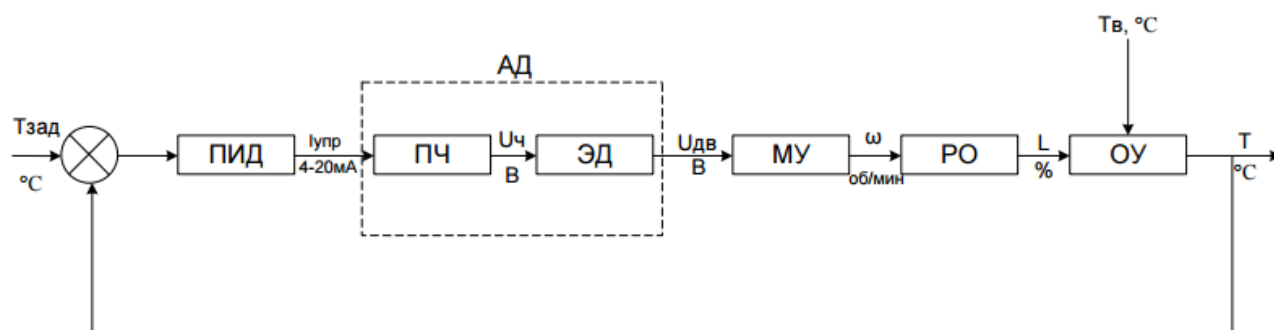


Рис. 10 – Функциональная схема САУ температурного режима

Система состоит из ПИД-регулятора, частотного преобразователя (ПЧ), электрического привода (ЭД), масштабирующего устройства (МУ), задвижки как регулирующего органа (РО) и колонны стабилизации как объекта управления (ОУ).

Входной координатой частотного преобразователя является подаваемое на него напряжение, ограниченное 10В ($U_{\text{вход}}$). Выходной координатой преобразователя является напряжение, подаваемое на двигатель, которое составляет 380В ($U_{\text{упр}}$), выходной координатой двигателя является частота вращения ω , которая равна 428 об/мин. Двигатель в свою очередь механически связан с задвижкой, поэтому входной координатой задвижки является частота вращения ω , а выходной координатой – L процент открытия задвижки. Она в свою очередь осуществляет подачу орошения на верх колонны, что является входным сигналом для блока процесса теплообмена T , выходной координатой

которого является температура. На колонну оказывает возмущающее воздействие в виде температуры окружающей среды.

2.7.2.2 Моделирование функциональной схемы на ЭВМ

Асинхронный двигатель, задвижка и стабилизационная колонна, описываются следующими уравнениями, соответственно:

$$T_1 \frac{d\omega}{dt} + \omega = K_1 I$$

$$\frac{dx}{dt} = \omega$$

$$L = kx$$

$$T_2 \frac{dT}{dt} + T = K \cdot L$$

Составив функциональную схему объекта и получим передаточные функции системы (Рис. 11).

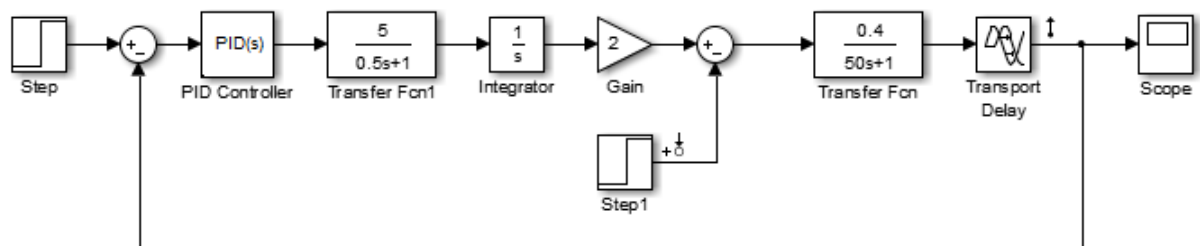


Рис. 11 – Структурная схема системы регулирования температурного режима системы охлаждения

Объектом автоматизации является динамическая система, характеристики которой изменяются под влиянием управляющих воздействий. Компьютерное моделирование проводим с помощью математического пакета программ Matlab, Simulink.

После моделирования исходной системы в Simulink получен следующий график переходного процесса (Рис. 12).

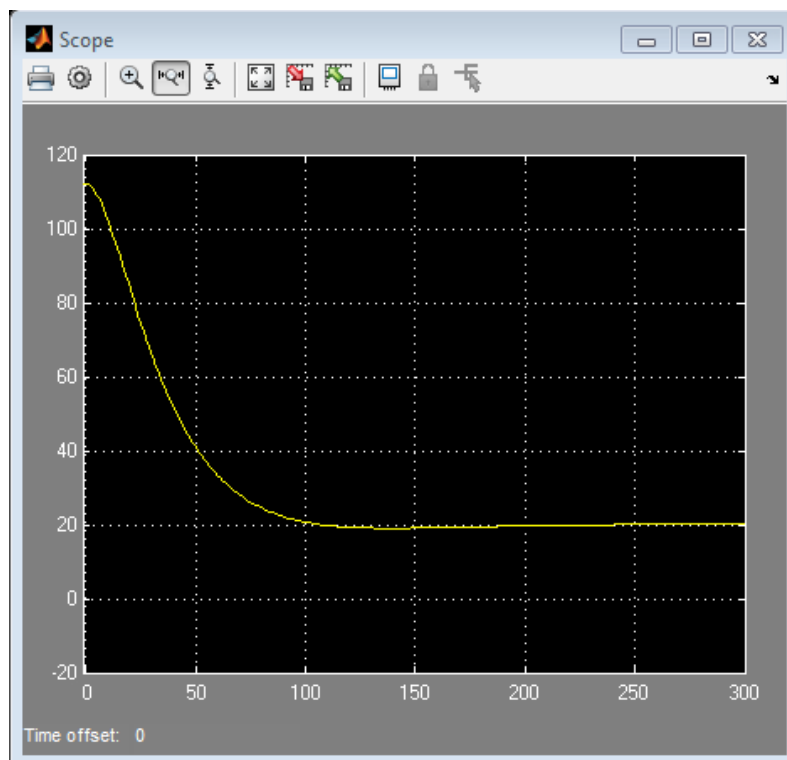


Рис. 12 – График переходного процесса

Время переходного процесса 100 секунд, величина установившегося значения 20, перерегулирование (σ) найдём по следующей формуле:

$$\sigma = \frac{|18 - 20|}{20} \times 100\% = 10\%$$

Перерегулирование входит в допустимый диапазон, так как температура ШФЛУ на выходе должна находиться в пределах от 15 до 25 °С.

Благодаря полученной модели САУ можно, что применение частотного привода даёт возможность управлять процессом охлаждения с высокой скоростью, при этом поддерживая процесс на заданном уровне с достаточной точностью регулирования.

2.8 Экранные формы АС УКПН

На рабочей станции операторов–технологов устанавливается SCADA–пакет GENESIS32. SCADA-система GENESIS32 реализована на платформе MS Windows, MS Windows.NET. Именно такие системы предлагают наиболее полные и легконаращиваемые человеко-машинные интерфейсные средства. Одна из основных особенностей современных систем автоматизации - высокая степень интеграции этих систем. В любой из них могут быть задействованы

объекты управления, исполнительные механизмы, аппаратура, регистрирующая и обрабатывающая информацию, рабочие места операторов, серверы баз данных и т.д. Для эффективного функционирования в этой разнородной среде SCADA-система должна обеспечивать высокий уровень сетевого сервиса. Такой уровень обеспечивает технология GenBroker, созданная для построения устойчивых сетевых соединений и, благодаря использованию протоколов TCP/IP и SOAP/XML, обеспечивающая возможность взаимодействия через Internet/Intranet.

Функциональные возможности:

- автоматизированная разработка, дающая возможность создания программного обеспечения (ПО) системы автоматизации без реального программирования;
- средства сбора первичной информации от устройств нижнего уровня;
- средства управления и регистрации сигналов об аварийных ситуациях;
- средства хранения информации с возможностью ее пост-обработки (реализуется через интерфейсы к наиболее популярным базам данных);
- средства обработки первичной информации;
- средства визуализации представления информации в виде графиков, гистограмм и т.п.;

возможность работы прикладной системы с наборами параметров, рассматриваемых как единое целое.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т22	Родионов Евгений Евгеньевич

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

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа: оценка потенциальных потребителей, SWOT-анализ, определение возможных альтернатив проведения НИ.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение структуры и трудоёмкости работ в рамках НИ, разработка графика проведения НИ, планирование бюджета НИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчёт интегрального показателя финансовой эффективности, интегрального финансового показателя, интегрального показателя ресурсоэффективности для всех видов исполнения НИ.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т22	Родионов Евгений Евгеньевич		

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

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

Необходимо понимать, что коммерческая привлекательность научного исследования определяется не только превышением технических параметров над предыдущими разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сумеет найти ответы на такие вопросы – будет ли продукт востребован рынком, какова будет его цена, каков бюджет научного проекта, какой срок потребуется для выхода на рынок и т.д.

Таким образом, целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

3.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследования являются коммерческие организации в нефтегазовой отрасли, в частности нефтеперерабатывающие заводы, предприятия. Научное исследование рассчитано на крупные предприятия. Для данных предприятий разрабатывается автоматизированная система управления установки стабилизации нефти (УСН). Автоматизированная система управления УСН позволяет осуществлять

процессы перекачки нефти без непосредственного участия обслуживающего персонала.

В таблице 1 приведены основные сегменты рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика, направление деятельности. Буквами обозначены компании: «А» – ООО «Томская нефть», «Б» – ОАО «Газпромнефть – Восток», «В» – Непубличное АО «Микран»

Таблица 1 – Карта сегментирования рынка

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

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);

- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. В таблице 2 приведена оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок).

Таблица 2 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Проект АСУ ТП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией	Проект АСУ ТП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение производительности	0,04	5	1	4	0,2	0,04	0,16
Удобство в эксплуатации	0,05	3	2	4	0,15	0,1	0,2
Помехоустойчивость	0,06	2	3	2	0,12	0,18	0,12
Энергоэкономичность	0,08	3	4	2	0,24	0,32	0,16
Надежность	0,12	5	2	5	0,6	0,24	0,6
Уровень шума	0,04	2	2	2	0,08	0,08	0,08
Безопасность	0,12	5	3	5	0,6	0,36	0,6
Потребность в ресурсах памяти	0,04	2	5	3	0,08	0,2	0,12
Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,02	2	2	1	0,04	0,04	0,02
Простота эксплуатации	0,06	5	3	4	0,3	0,18	0,24
Качество интеллектуального интерфейса	0,06	4	0	4	0,24	0	0,24
Возможность подключения в	0,03	5	0	5	0,15	0	0,15

сеть ЭВМ							
Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность продукта	0,02	2	1	3	0,04	0,02	0,06
Уровень проникновения на рынок	0,02	1	5	3	0,02	0,1	0,06
Цена	0,05	3	5	1	0,15	0,25	0,05
Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	4	3	5	0,2	0,15	0,25
Послепродажное обслуживание	0,06	5	3	3	0,3	0,18	0,18
Финансирование научной разработки	0,02	2	1	1	0,04	0,02	0,02
Срок выхода на рынок	0,03	2	4	5	0,06	0,12	0,15
Наличие сертификации разработки	0,03	1	3	5	0,03	0,09	0,15
Итого:	1	63	52	67	3,64	2,67	3,61

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

3.3 Технология QuaD

Для упрощения процедуры проведения QuaD проведем в табличной форме (таблица 3).

Таблица 3 – Оценочная карта QuaD

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
Повышение производительности	0,04	75	100	0,75	3
Удобство в эксплуатации	0,05	85	100	0,85	4,25
Помехоустойчивость	0,06	45	100	0,45	2,7
Энергоэкономичность	0,08	35	100	0,35	2,8
Надежность	0,12	95	100	0,95	11,4
Уровень шума	0,04	50	100	0,5	2
Безопасность	0,12	95	100	0,95	11,4

Потребность в ресурсах памяти	0,04	60	100	0,6	2,4
Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,02	35	100	0,35	0,7
Простота эксплуатации	0,06	80	100	0,8	4,8
Качество интеллектуального интерфейса	0,06	80	100	0,8	4,8
Ремонтопригодность	0,03	75	100	0,75	2,25
Экономические критерии оценки эффективности					
Конкурентоспособность продукта	0,02	65	100	0,65	1,3
Уровень проникновения на рынок	0,02	25	100	0,25	0,5
Цена	0,05	80	100	0,8	4
Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	75	100	0,75	3,75
Послепродажное обслуживание	0,06	75	100	0,75	4,5
Финансирование научной разработки	0,02	60	100	0,6	1,2
Срок выхода на рынок	0,03	40	100	0,4	1,2
Наличие сертификации разработки	0,03	15	100	0,15	0,45
Итого:	1				69,4

Средневзвешенное значение позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Средневзвешенное значение получилось равным 69,4, что говорит о том, что перспективность разработки выше среднего.

3.4 SWOT – анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Таблица 4 – SWOT анализ

		Сильные стороны					Слабые стороны				
		С1. Простота настройки и эксплуатации системы	С2. Экологичность технологии	С3. Не требует уникального оборудования	С4. Наличие бюджетного финансирования	С5. Высококвалифицированный научный труд	Сл1. Отсутствие прототипа проекта	Сл2. Применение только для нефтяной промышленности	Сл3. Мало инжиниринговых компаний, способной построить производство под ключ	Сл4. Отсутствие необходимого оборудования	Сл5. Большой срок поставок используемого оборудования
Возможности	В1. Использование инфраструктуры ТПУ для распространения	0	+	+	+	+	-	-	-	-	-
	В2. Использование существующего программного обеспечения	+	0	-	0	+	-	-	-	-	-
	В3. Появление дополнительного спроса на новый продукт	+	+	-	0	+	-	-	-	-	-
	В4. Снижение таможенных пошлин на сырье и материалы, используемые при научных исследований	0	-	+	+	-	-	-	-	-	-
	В5. Получение финансирования для дальнейшего более глубокого исследования.	+	-	+	+	0	-	-	-	-	-
Угрозы	У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства	-	-	-	-	-	+	-	-	-	+
	У2. Развитая конкуренция технологий производства	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-
	У3. Ограничения на экспорт технологии	-	-	-	-	-	-	-	+	0	0
	У4. Захват внутреннего рынка иностранными компаниями.	-	-	-	-	-	-	-	0	+	+
	У5. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства	-	-	-	-	-	+	-	-	0	+

3.5 Планирование научно-исследовательских работ

3.5.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- 1) определение структуры работ в рамках научного исследования;
- 2) определение участников каждой работы;
- 3) установление продолжительности работ;
- 4) построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Постановка целей и задач, получение исходных данных	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Научный руководитель, инженер
	3	Проведение патентных исследований	Научный руководитель, инженер
	4	Разработка календарного плана	Научный руководитель , инженер
Проектирование автоматизированной системы	5	Описание технологического процесса	Научный руководитель, инженер
	6	Разработка функциональной схемы автоматизации	Инженер
	7	Выбор архитектуры АС	Научный руководитель, инженер
	8	Разработка структурной схемы АС	Научный руководитель, инженер
	9	Разработка схемы информационных потоков АС	Инженер
	10	Выбор средств реализации АС	Инженер
	11	Разработка схемы соединения внешних проводок	Инженер
	12	Выбор алгоритма управления АС	Научный руководитель, инженер
	13	Разработка экранных форм АС	Научный руководитель, инженер
<i>Проведение ОКР</i>			
Оформление отчета, по НИР (комплекта документации по ОКР)	14	Оформление расчетно-пояснительной записки	Инженер

3.5.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

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

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}},$$

где $T_{\text{КАЛ}}$ – календарные дни ($T_{\text{КАЛ}} = 365$);

$T_{\text{ВЫД}}$ – выходные дни ($T_{\text{ВЫД}} = 52$);

$T_{\text{ПР}}$ – праздничные дни ($T_{\text{ПР}} = 12$).

$$T_{\text{К}} = \frac{365}{365 - 52 - 12} = 1,213$$

В таблице 6 приведены расчеты длительности отдельных видов работ.

Таблица 6 – Временные показатели проведения работ

Этап	Исполнители	Продолжительность работ, дни			Длительность работ, чел/дн			
					T_{Pi}		T_K	
		t_{min}	t_{max}	$t_{ож}$	НР	И	НР	И
Составление и утверждение технического задания	НР	3	5	3,8	3,8	—	4,61	—
Подбор и изучение материалов по теме	НР, И	10	13	11,2	5,6	5,6	6,79	6,79
Проведение патентных исследований	НР, И	4	6	4,8	2,4	2,4	2,91	2,91
Разработка календарного плана	НР, И	2	4	2,8	1,4	1,4	1,7	1,7
Описание технологического процесса	НР, И	15	18	16,2	8,1	8,1	9,83	9,83
Разработка функциональной схема автоматизации	И	20	24	21,6	—	21,6	—	26,2
Выбор архитектуры АС	НР, И	5	7	5,8	2,9	2,9	3,52	3,52
Разработка структурной схемы АС	НР, И	3	5	3,8	1,9	1,9	2,3	2,3
Разработка схемы информационных потоков АС	И	4	6	4,8	—	4,8	—	5,82
Выбор средств реализации АС	И	2	3	2,4	—	2,4	—	2,91
Разработка схемы соединения внешних проводов	И	1	3	1,8	—	1,8	—	2,18
Выбор алгоритма управления АС	НР, И	4	6	4,8	2,4	2,4	2,91	2,91
Разработка экранных форм АС	НР, И	2	4	2,8	1,4	1,4	1,7	1,7
Оформление расчетно-пояснительной записки	И	3	6	4,2	—	4,2	—	5,09

На основе таблицы 6 построим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках

научно-исследовательского проекта. На рисунке 13 приведен календарный план-график за период времени дипломирования.



Рисунок 13 – Календарный план график проведения НИОКР

3.6 Бюджет научно-технического исследования

3.6.1 Расчет материальных затрат

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта. В таблице 7 приведены материальные затраты. В расчете материальных затрат учитывается транспортные расходы и расходы на установку оборудования в пределах 15-25% от стоимости материалов.

Таблица 7 – материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб	Затраты на материалы
Контроллер Honeywell MasterLogic ML200	шт.	1	145 000	181250
Датчики перепада давления Honeywell STD830	шт.	4	67 000	308200
Датчики температуры H&B Sensors Pt100	шт.	4	42 500	195500
Датчики уровня MT2000	шт.	2	64 100	147430
Преобразователь частоты Honeywell SmartDrive Compact	шт.	1	154 000	177100
Запорно-регулирующая арматура КШТВ 25-50нж	шт.	3	147 000	507150
Неполноповоротный электропривод AUMA SG05	шт.	3	132 000	475200
Итого:				1991830

3.6.2 Расчет затрат на специальное оборудование

В данной статье расхода включаются затраты на приобретение специализированного программного обеспечения для программирования ПЛК фирмы GE Fanuc Series 90-30. В таблице 8 приведен расчет бюджета затрат на приобретение программного обеспечения для проведения научных работ:

Таблица 8 – Расчет бюджета затрат на приобретения ПО

Наименование	Количество единиц	Цена единицы оборудования	Общая стоимость
Genesis32	1	22 500	22500
итого:			22500

3.6.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада. Расчет основной заработной платы сводится в таблицу.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Дневная з/плата = Месячный оклад/25 дней.

Расчеты затрат на основную заработную плату приведены в таблице 9. При расчете учитывалось, что в году 302 рабочих дня и, следовательно, в месяце 25,17 рабочих дня. Также был принят во внимание коэффициент, учитывающий коэффициент по премиям $K_{\text{пр}} = 0,3$ и районный коэффициент $K_{\text{рк}} = 0,3$ ($K = 1,3 \cdot 1,3 = 1,69$).

Таблица 9 – Основная заработная плата

Исполнители	Тарифная заработная плата	Премия коэффициент	Коэффициент доплат	Районный коэффициент	Месячный должностной оклад работника	Среднедневная заработная плата	Продолжительность работ	Заработная плата основная
Руководитель	23264,82	0,3	0,2	1,3	45366,399	2278,49	4	9113,97
Инженер	7800	0,3	0,5	1,3	18252	916,69	39	35751,00
Итого:								44864,97

3.6.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате 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:

$$З_{\text{допР}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 9113,97 = 1367,09$$

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

3.6.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}),$$

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

На 2017 г. установлен размер страховых взносов равный 30%. Отчисления во вне бюджетные фонды приведены в таблице 10.

Таблица 10 – 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

3.6.6 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:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{нр}$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

$$\begin{aligned} З_{накл} &= (1991830 + 22500 + 44864,99 + 6729,74 + 15478,42) \cdot 0,15 \\ &= 312210,472 \text{ руб} \end{aligned}$$

где 0,15 - коэффициент, учитывающий накладные расходы.

3.6.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 11:

Таблица 11 – расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты	1991830
2. Затраты на специальное оборудование	22500
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	312210,05
7. Бюджет затрат НТИ	2393613,2

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т22	Родионов Евгений Евгеньевич

Институт	ИнЭО	Кафедра	СУМ
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	АТПП

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, 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)	Рабочей зоной является диспетчерская, включающая персональный компьютер. Технологический процесс представляет собой автоматическое управление и контроль основных параметров УКПН. Здание, в котором находится диспетчерская, расположено на территории УКПН. На производительность труда инженера-исследователя, находящегося на рабочем месте, могут влиять следующие вредные производственные факторы: отклонение показателей микроклимата от нормы, недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенный уровень шумов. Кроме того, работник может подвергаться действию опасных факторов: поражение электрическим током, возникновение пожаров в результате короткого замыкания. Негативное воздействие на окружающую среду в процессе работы практически отсутствует. Наиболее вероятно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного характера в результате производственных аварий и пожаров.
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	1. СанПиН 2.2.4.548 – 96 2. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278 3. СП 52.13330.2011 4. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96 5. СанПиН 2.2.2/2.4.1340 6. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197 7. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ

	8. СНиП 2.11.03–93 9. СНиП 2.04.05 – 91
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – 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)	. 1. Повышенный уровень шумов
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	1. Электробезопасность. 2. Пожаровзрывобезопасность
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 литосферу, гидросферу не происходит. Воздействие на атмосферу происходит в результате выбросов углеводородов, связанных с технологическим процессом
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: производственные аварии, пожары и возгорания, разлив нефти, взрыв.
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 12.2.032-78.
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
З-8Т22	Родионов Евгений Евгеньевич		

Социальная ответственность

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.

С развитием научно-технического прогресса возрастает частота применения средств вычислительной техники и периферийного оборудования работниками умственного труда. При работе с ЭВМ человек подвергается различным воздействиям вредных производственных факторов, таких как электростатическое поле, электромагнитное излучение, шум и вибрации, также идет большая нагрузка на зрение и на костно-мышечную систему.

В ВКР рассматривается установка стабилизации нефти (УСН) на площадке установки комплексной подготовки нефти (УКПН). Ролью обслуживающего персонала становится наблюдение за работой оборудования, настройкой и наладкой аппаратуры.

В данном разделе выпускной квалификационной работы дается характеристика рабочему месту и рабочей зоны. Проанализированы опасные и вредные факторы труда, а также разработан комплекс мероприятий, снижающий негативное воздействие проектируемой деятельности на работников, общество и окружающую среду.

4 Производственная безопасность

4.1 Анализ вредных факторов

4.1.1 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 возбуждательные 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 [1. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96].

Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется в соответствии с СП 51.13330.2011 [2].

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, 8000 Гц. Допустимым уровнем звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте следует принимать данные из таблицы 5 (Допустимые уровни звукового давления).

Таблица 5– Допустимые уровни звукового давления

Назначение помещений или территорий	Уровни звукового давления (эквивалентные уровни звукового давления), дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровень звука L_A , (эквивалентный уровень звука $L_{A_{экв}}$), дБА	Максимальный уровень звука, $L_{A_{макс}}$, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
Рабочие помещения административно-управленческого персонала производственных предприятий, лабораторий, помещения для измерительных и аналитических работ	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65	75

До модернизации на рабочем месте установки стабилизации нефти уровень шума достигал не более 55 дБ. Основными источниками шума являлись электроклапана и задвижки с электроприводом. После модернизации установки стабилизации нефти уровень шума снизился до 50 дБ, это связано с более современным оборудованием, в которых задвижки и клапана с электроприводами имеют пониженный уровень шума.

Для защиты от шума на рабочем месте в цехе установки стабилизации нефти не требуются специальных защитных средств.

4.2 Анализ опасных факторов

4.2.1 Электробезопасность

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 [3. Гост Р 12.1.019 – 2009].

После модернизации установки стабилизации нефти добавился, также заменился 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. Данное оборудование является 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 в близи 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 [3. Гост Р 12.1.019 – 2009].

4.3 Экологическая безопасность

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

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

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

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

По охране окружающей среды проведены мероприятия:

- Максимальная герметизация производственного процесса;
- Сокращено прямоточное водоснабжение за счет использования аппаратов воздушного охлаждения для продуктов стабилизации нефти;
- Направление не сконденсировавшихся газов стабилизации в систему газосбора или в дренажные емкости;
- Осадки, после зачистки резервуаров и грунт с нефтепродуктами вывозятся в места, согласованные с санитарной инспекцией, для нейтрализации и дальнейшего закапывания;
- Замазученная ветошь, тряпки собираются и сжигаются за территорией установки, в местах, согласованных с пожарным надзором

4.4 Безопасность в ЧС

Пожар – это неконтролируемое горение вне специального очага [5. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность]. Пожары на предприятиях и в быту приносят значительный материальный ущерб, поэтому пожарной безопасности уделяют особое внимание.

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 установки комплексной подготовки нефти (УКПН) в соответствии с требованиями [4. СНиП 2.11.03–93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы».] должна обеспечиваться за счет:

- предотвращения разлива и растекания нефти;
- предотвращения образования на территории УКПН 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 УКПН, к предупреждению, локализации и ликвидации аварий, аварийных утечек, а также пожаров и загораний.

Как известно, горение нефти и нефтепродуктов происходит на поверхности самой жидкости. Основными огнетушащими веществами являются пенные составы, имеющие меньшую с нефтепродуктами плотность, покрывающие поверхность горящей жидкости и блокирующие поступление кислорода в среду горения.

Все производственные помещения УКПН относятся к категории А, степень огнестойкости здания I. Стены изготовлены из железобетона, кирпича, предел огнестойкости зданий и несущих конструкций 2 часа.

На случай возникновения пожара предусмотрено по два эвакуационных выхода из каждого здания, шириной не менее 1 метра и высотой не менее 2 метров. Для тушения пожара применяются первичные средства тушения пожара: ящики с песком, кошма, пенные огнетушители ОХП – 10, ОХП – 15, ОВГ – 100 и ОУ – 2, ОУ – 8, которые находятся на каждой установке и в зданиях у выхода.

УКПН оборудован лафетными стояками, системами пожарного водопровода. При пожаре включаются противопожарные насосные станции. Наружная установка по периметру оснащена пеногенераторными стояками, системами паротушения.

Мероприятия по предупреждению пожара:

- электрооборудование взрывозащищенного исполнения;
- напряжение для переносного электроинструмента и освещение не более 42В;
- систематическая проверка исправности заземления;
- герметизация технологического оборудования.

После модернизации установки стабилизации нефти 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.

4.5 Особенности законодательного регулирования проектных решений

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

Согласно в условиях непрерывного производства нет возможности использовать режим рабочего времени по пяти– или шестидневной рабочей неделе. По этой причине применяются графики сменности, обеспечивающие непрерывное обслуживание производственного процесса, работу персонала

сменами постоянной продолжительности, регулярные выходные дни для каждой бригады, постоянный состав бригад и переход из одной смены в другую после дня отдыха по графику. На объекте применяется четырех-бригадный график сменности. При этом ежесуточно работают три бригады, каждая в своей смене, а одна бригада отдыхает. При составлении графиков сменности учитывается положение ст. 110 ТК [6] о предоставлении работникам еженедельного непрерывного отдыха продолжительностью не менее 42 часов.

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

К таким органам относятся:

- Федеральная инспекция труда;
- Государственная экспертиза условий труда Федеральная служба по труду и занятости населения (Минтруда России Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Госгортехнадзор, Госэнергонадзор, Госатомнадзор России)).
- Федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека (Госсанэпиднадзор России) и др.

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

Список нормативных документов:

1. 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.

2. 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.

3. 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.

4. 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.

5. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. Настоящий стандарт устанавливает общие требования пожарной безопасности к объектам защиты различного назначения на всех стадиях их жизненного цикла.

6. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197–ФЗ. Регулирует все отношения, возникающие в процессе трудовой деятельности между ее участниками.

Заключение

В результате выполненной работы была модернизирована автоматизированная система «установки стабилизации нефти» (УСН).

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были изучены особенности технологического процесса работы УКПН. Были разработаны структурная и функциональная схемы автоматизации установки стабилизации нефти, позволяющие определить состав необходимого оборудования и количество каналов передачи данных и сигналов. Был произведён выбор комплекса аппаратно-технических средств реализации АС, а именно были подобраны ПЛК (MasterLogic (ML200)), датчики давления (Honeywell STD830), датчик температуры (H&B Sensors Pt100), уровнемер (MT2000), преобразователь частоты (Honeywell SmartDrive Compact).

В рамках данного проекта была разработана автоматизированная система установки стабилизации нефти. Был изучен технологический процесс стабилизации нефти, разработали структурную схему и функциональную схему автоматизации стабилизационной колонны, определили состав необходимого для реализации АС оборудования. Был исследован рынок промышленных датчиков. На базе ПЛК от Американского производителя Honeywell спроектирована система автоматизации блока сепарации. Так же была разработана схема внешних проводок, были разработаны дерево экранных форм, мнемосхемы.

Также была разработана схема внешних проводок, благодаря которой в случае отказа системы существует возможность оперативно найти неисправности и легко их устранить. Для управления технологическим оборудованием и сбором данных были разработаны алгоритмы пуска/остановка технологического оборудования и управления сбором данных.

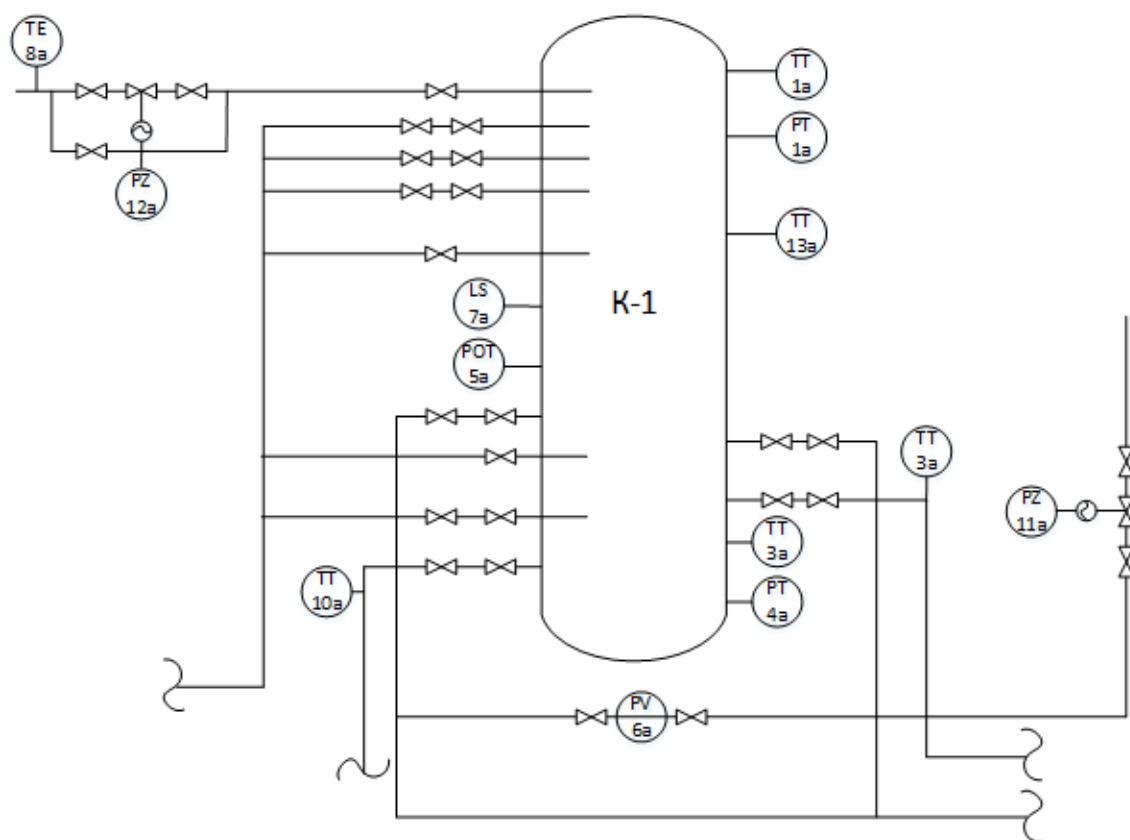
Таким образом, модернизированная САУ установки стабилизации нефти не только удовлетворяет текущим требованиям к системе автоматизации, но и имеет высокую гибкость, позволяющую улучшать данную САУ в соответствии с возрастающими в течение всего срока эксплуатации требованиями.

Список используемых источников

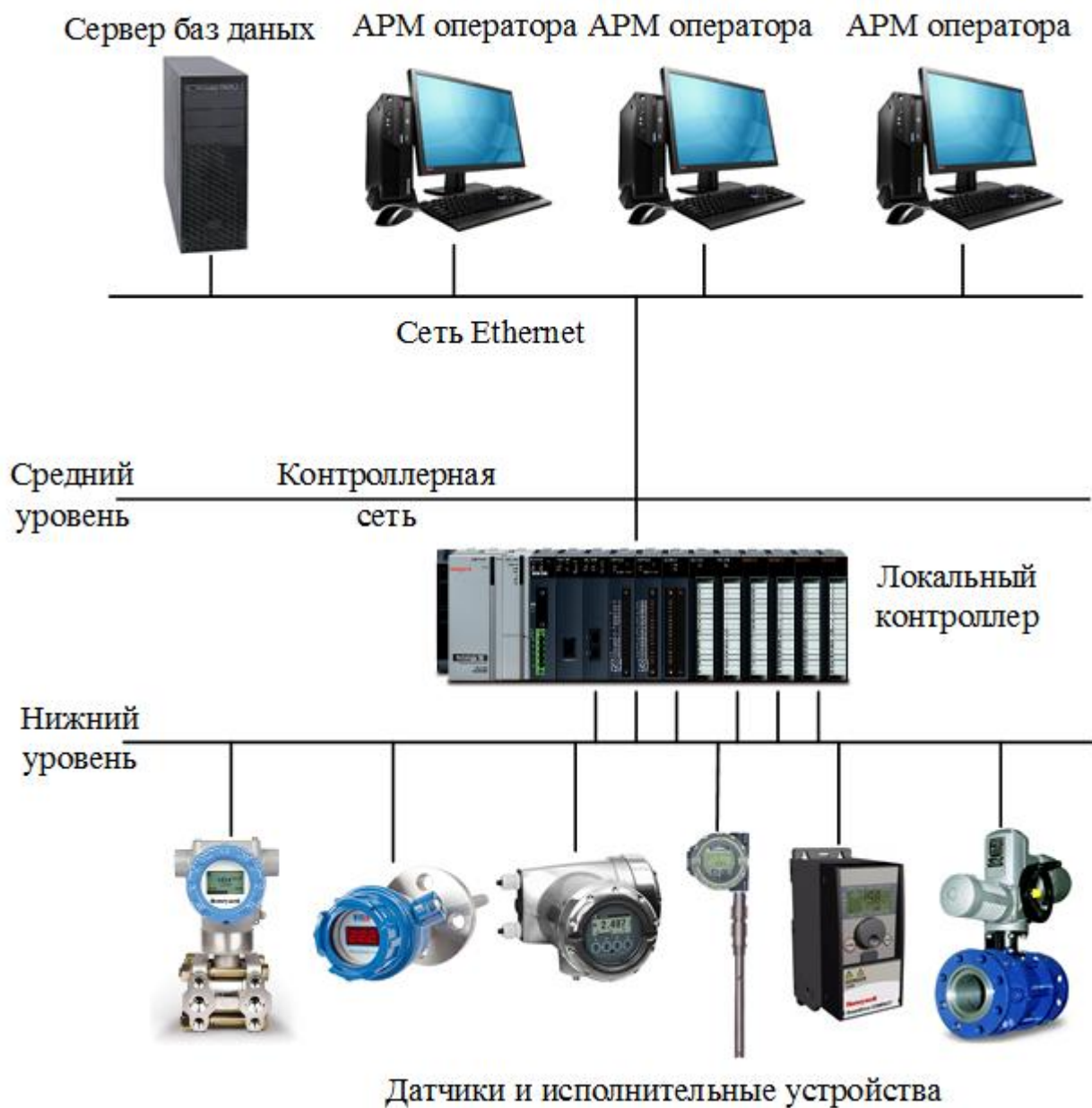
1. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.
2. Ключев А. С., Глазов Б. В., Дубровский А. Х., Ключев А. А.; под ред. А.С. Ключева. Проектирование систем автоматизации технологических 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. Санитарно–эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно–вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.
13. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197–ФЗ.
14. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды: учебник для вузов. – М.: Изд–во Юрайт, 2013. – 671с.
15. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
16. СНиП 2.11.03–93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы».
17. СП 60.13330.2012 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».
18. СП 51.13330.2011. Защита от шума.

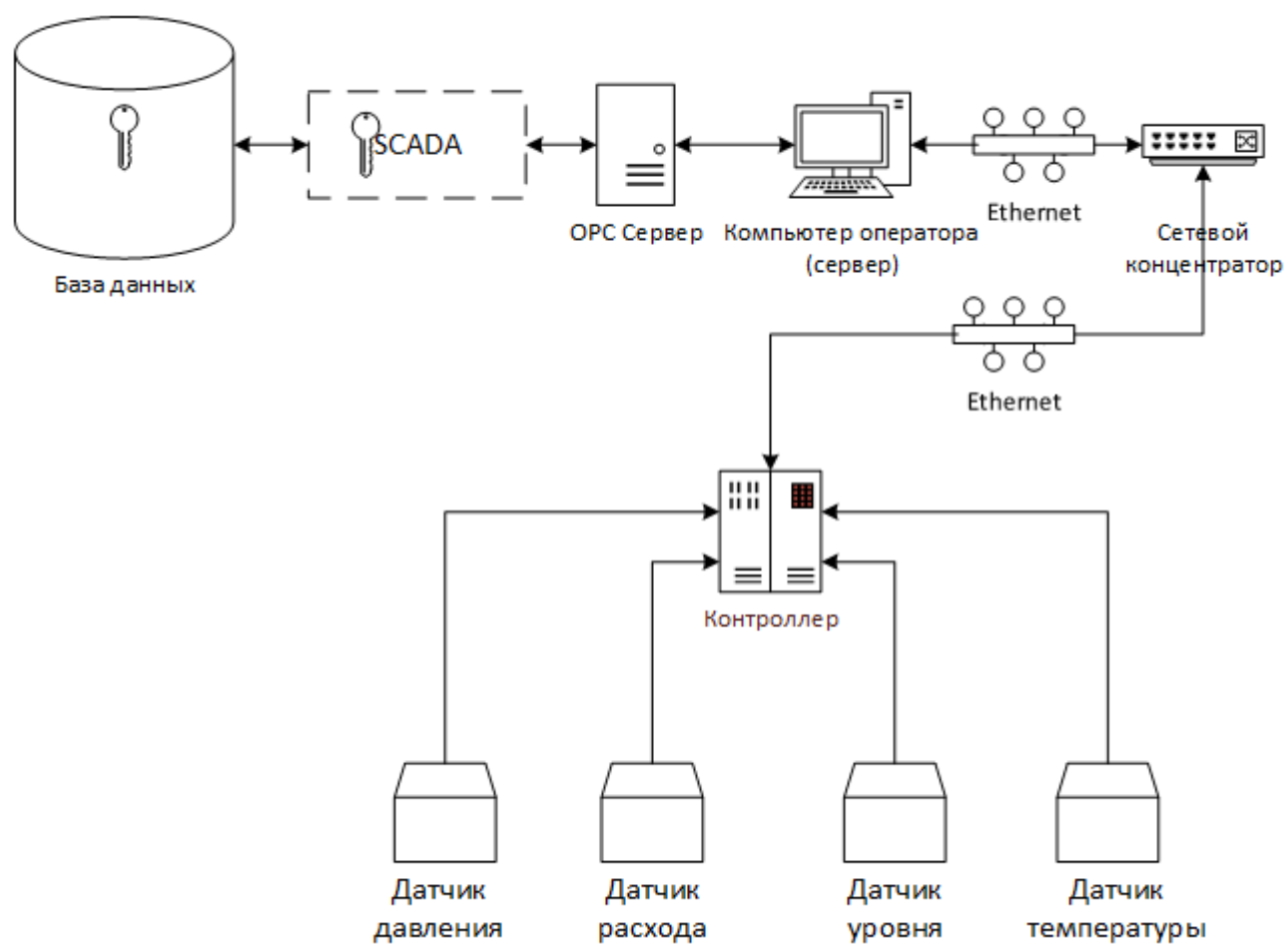
Приложение А



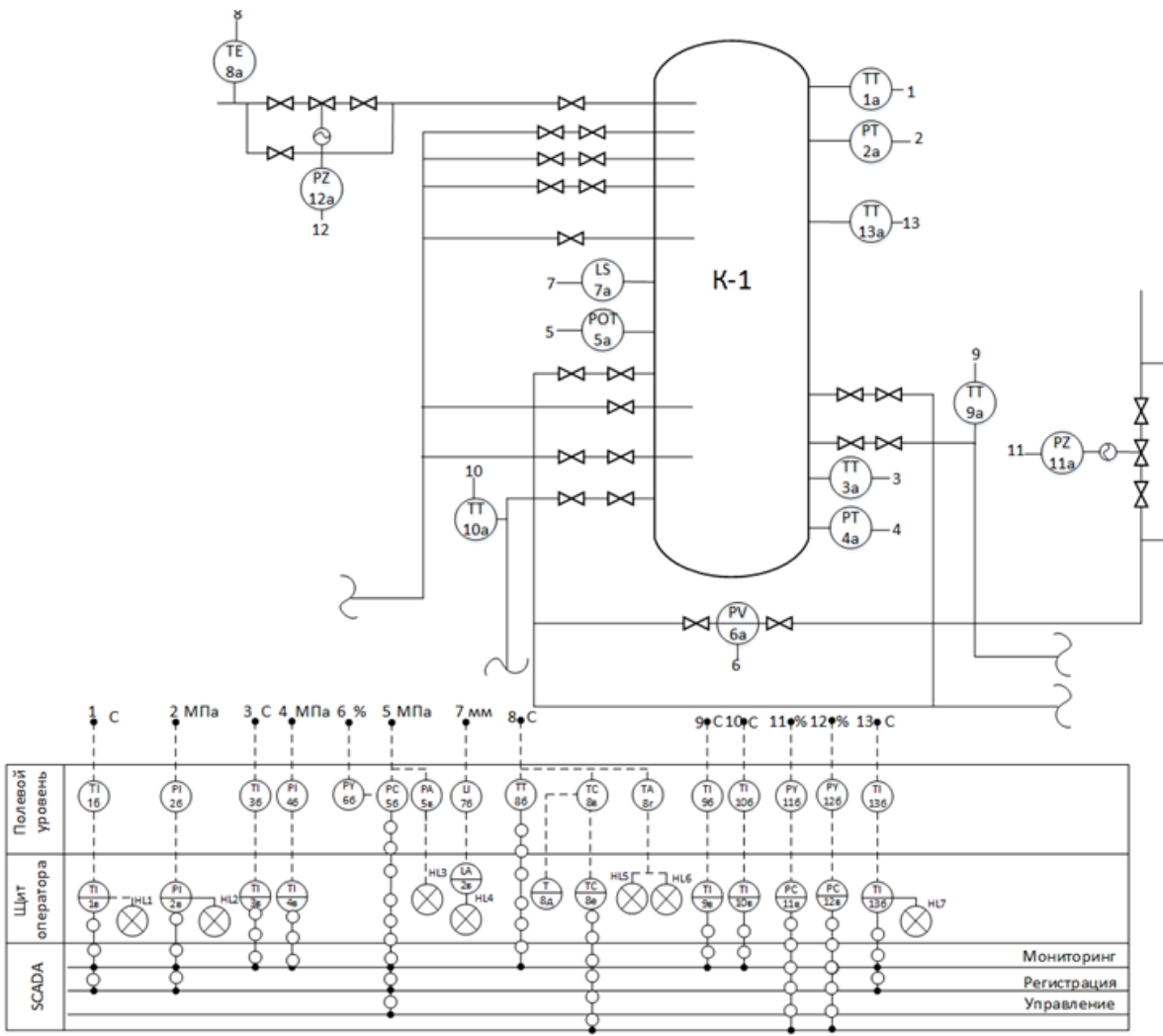
Приложение Б



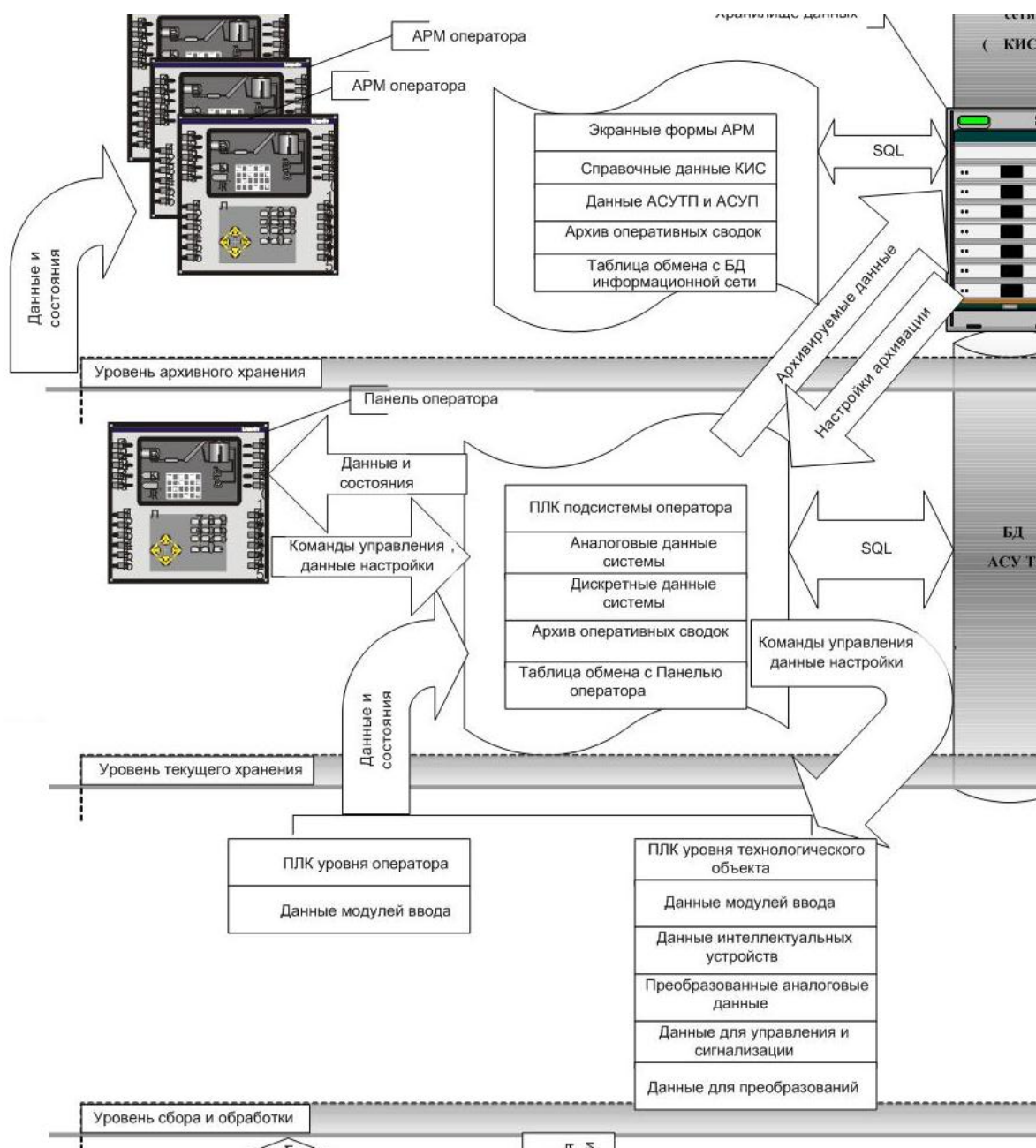
Приложение В



Приложение Г



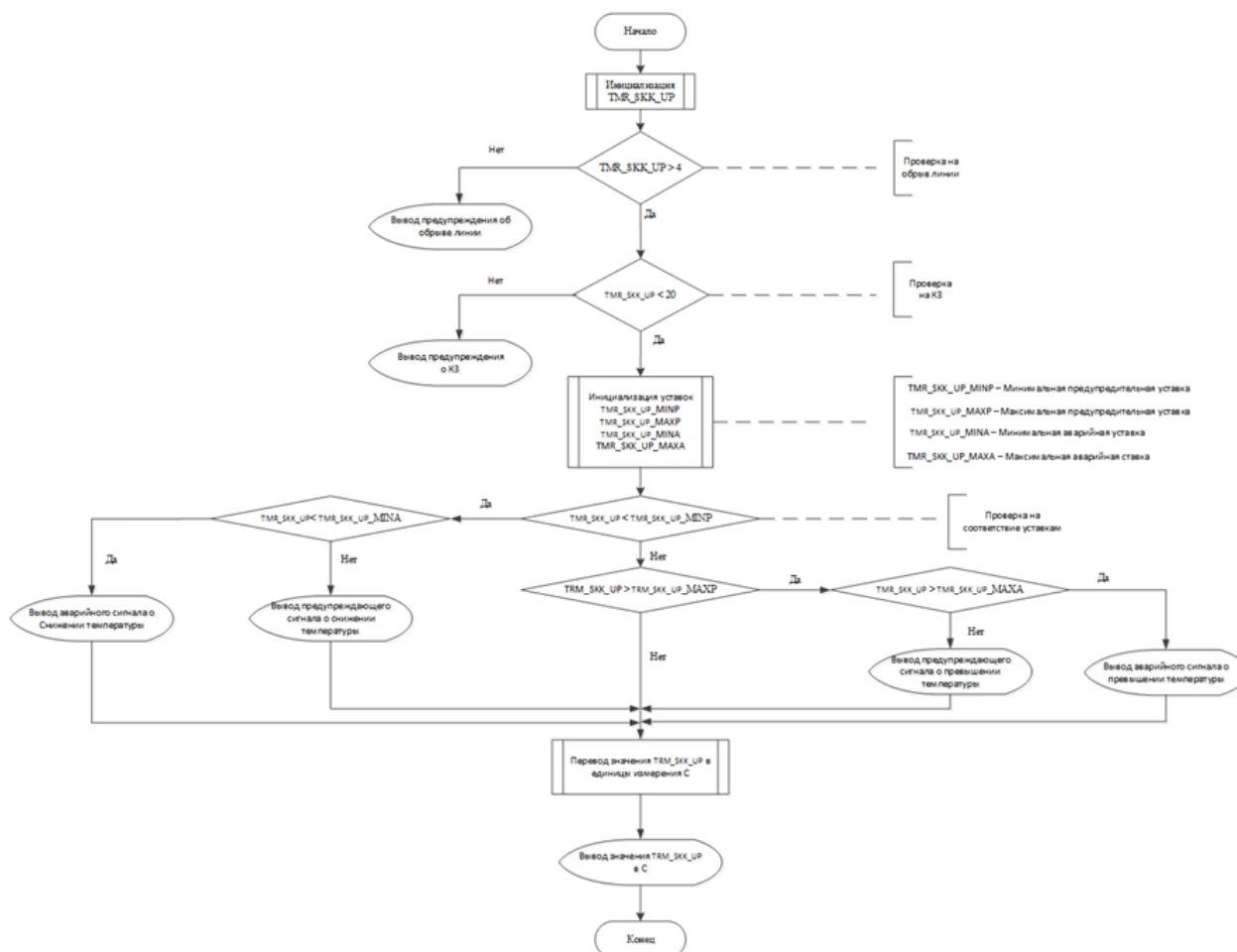
Приложение Д



Приложение Е

Наименование сигнала	Идентификатор сигнала	Диапазон измерения	Единица измерения	Тип сигнала	Технологические уставки			
					Предупредительные		Аварийные	
					min	max	min	max
Температура в верхней части стабилизационной колонны, точка 1	TMR_SKK_UP	0...200	°C	4-20 мА	-	-	+	+
Давление в верхней части стабилизационной колонны, точка 2	DVL_SKK_UP	0...2,5	МПа	4-20 мА	-	-	+	+
Температура в нижней части стабилизационной колонны, точка 3	TMR_SKK_DOWN	0...200	°C	4-20 мА	-	-	-	-
Давление в нижней части стабилизационной колонны, точка 4	DVL_SKK_DOWN	0...2,5	МПа	4-20 мА	-	-	-	-
Давление нефти в стабилизационной колонны, точка 5	DVL_SKK_OILL	0...2,5	МПа	4-20 мА	-	-	+	+
Регулирование клапана расхода пресной воды, точка 6	PZC_PRES	0...100	%	4-20 мА	-	-	-	-
Уровень РПН в стабилизационной колонны, точка 7	URN_SKK_RAST	0,44...4	м	4-20 мА	-	-	-	-
Температура орошения стабилизационной колонны, точка 8	TMR_SKK_OROS	0...200	°C	4-20 мА	-	-	+	+
Температура в 1 зоне питания стабилизационной колонны, точка 9, 10	TMR_SKK_ZONA	0...200	°C	4-20 мА	+	+	+	+
Регулирование клапана подачи воды, точка 11	PZC_AQVA	0...100	%	4-20 мА	-	-	-	-
Регулирование клапана орошения, точка 12	PZC_OROS	0...100	%	4-20 мА	-	-	-	-
Температура контрольных тарелок стабилизационной колонны, точка 13	TMR_KTR	0...200	°C	4-20 мА	-	-	+	+

Приложение Ж



Приложение 3

