

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



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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Модернизация автоматизированной системы управления центрального пункта сбора и подготовки нефти

УДК 622.276.8.05:65.011.56

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т21	Раткин Алексей Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры СУМ	Журавлев Д. В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Демонстрировать базовые естественнонаучные и математические знания для решения научных и инженерных задач в области анализа, синтеза, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств. Уметь сочетать теорию, практику и методы для решения инженерных задач, и понимать область их применения
P2	Иметь осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в области теории, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств.
P3	Применять полученные знания для определения, формулирования и решения инженерных задач при разработке, производстве и эксплуатации современных систем автоматизации технологических процессов и производств с использованием передовых научно–технических знаний и достижений мирового уровня, современных инструментальных и программных средств.
P4	Уметь выбирать и применять соответствующие аналитические методы и методы проектирования систем автоматизации технологических процессов и обосновывать экономическую целесообразность решений.
P5	Уметь находить необходимую литературу, базы данных и другие источники информации для автоматизации технологических процессов и производств.
P6	Уметь планировать и проводить эксперимент, интерпретировать данные и их использовать для ведения инновационной инженерной деятельности в области автоматизации технологических процессов и производств.
P7	Уметь выбирать и использовать подходящее программно–техническое оборудование, оснащение и инструменты для решения задач автоматизации технологических процессов и производств.
<i>Универсальные компетенции</i>	
P8	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде с пониманием культурных, языковых и социально – экономических различий.
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы с ответственностью за 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
З-8Т21	Раткин Алексей Владимирович

Тема работы:

Модернизация автоматизированной системы управления центрального пункта сбора и
 подготовки нефти

Утверждена приказом директора (дата, номер)

от 16.03.2017 1641/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:

16.06.2017 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 центральный пункт сбора и подготовки нефти.

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

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры СУМ	Журавлев Д. В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З–8Т21	Раткин Алексей Владимирович		

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:	16.06.2017 г.
--	---------------

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

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры СУМ	Журавлев Д. В.			

СОГЛАСОВАНО:

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

Реферат

Пояснительная записка содержит 77 страниц машинописного текста, 22 таблицы, 13 рисунков, 1 список использованных источников из 17 наименований, 9 приложений.

Объектом исследования является ЦПС.

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

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

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

Ключевые слова: центральный пункт сбора, сепараторы и газосепараторы, клапан с электроприводом, автоматизированная система управления, пид-регулятор, локальный программируемый логический контроллер, коммутационный программируемый логический контроллер, протокол, scada-система.

Содержание

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	9
Введение	11
1 Техническое задание	12
1.1 Основные цели и задачи создания АСУ ТП	12
1 Техническое задание	12
1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП	12
1.2 Назначение и состав ЦПС.....	13
1.3 Требования к автоматике ЦПС.....	14
1.4 Требования к техническому обеспечению.....	15
1.5 Требования к метрологическому обеспечению.....	16
1.6 Требования к программному обеспечению	16
1.7 Требования к математическому обеспечению.....	17
1.8 Требования к информационному обеспечению	17
2 Основная часть	19
2.1 Описание технологического процесса	19
2.2 Описание технологического процесса	20
2.3 Выбор архитектуры АС	21
2.4 Разработка структурной схемы АС.....	22
2.5 Функциональная схема автоматизации.....	23
2.6 Разработка схемы информационных потоков ЦПС	24
2.7 Выбор средств реализации ЦПС	26
2.7.1 Выбор контроллерного оборудования ЦПС	27
2.7.2 Выбор датчиков.....	31
2.7.3 Выбор исполнительных механизмов	38
2.8 Разработка схемы внешних проводок.....	42
2.9 Выбор алгоритмов управления АС ЦПС	43
2.9.1 Алгоритм сбора данных измерений	44
2.9.2 Алгоритм автоматического регулирования	44
2.10 Экранные формы АС ЦПС	46
2.10.1 Разработка экранных форм АС ЦПС	47
2.10.2 Область видеокadra.....	48

3. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности	51
3.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	51
3.2 Анализ конкурентных технических решений.....	51
3.3 SWOT – анализ	53
3.4 Планирование научно-исследовательских работ	55
3.4.1 Структура работ в рамках научного исследования	55
3.4.2 Разработка графика проведения научного исследования	56
3.5 Бюджет научно-технического исследования	58
3.5.1 Расчет материальных затрат	58
3.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование	59
3.5.3 Основная заработная плата исполнителей темы	59
3.5.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы	60
3.5.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	60
3.5.6 Накладные расходы.....	61
3.4.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	61
4. Социальная ответственность	65
Введение	65
4.1. Профессиональная социальная безопасность.....	66
4.1.1. Анализ вредных и опасных факторов.....	66
4.1.2. Анализ вредных факторов.....	66
4.1.2.1. Повышенный уровень шума	66
4.1.3. Анализ опасных факторов.....	69
4.2. Экологическая безопасность.....	71
4.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	72
4.3.1. Пожарная безопасность.....	72
4.4. Особенности законодательного регулирования проектных решений .	74
Заключение.....	76
Список используемых источников.....	77

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Определения

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Обозначения и сокращения

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

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

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

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

IP (International Protection) – Степень защиты;

АЦП – аналого-цифровой преобразователь;

ЦАП – цифро-аналоговый преобразователь;

КИПиА– контрольно-измерительные приборы и автоматика;

Введение

В настоящее время обустройство нефтяных месторождений осуществляется с применением напорных герметизированных систем сбора и подготовки скважин, основными элементами которых являются добывающие скважины, автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ), дожимные насосные станции (ДНС) или сепарационные установки с насосной откачкой, а также центральный пункт сбора и подготовки нефти (ЦППН). Элементы системы связаны между собой с помощью трубопроводов: от добывающих скважин к АГЗУ газожидкостная смесь подается по выкидным линиям диаметром 73-114 мм, дальнейшая транспортировка продукции осуществляется по коллекторам большого диаметра.

Первая ступень сепарации осуществляется на ДНС, в результате газ отводится по отдельному коллектору. Кроме того, может проводиться предварительный сброс воды с закачкой ее в нагнетательные или поглощающие скважины, а вторая - на ЦППН.

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

В данной выпускной квалификационной работе осуществляется описание модернизации автоматизированной системы центрального пункта сбора и подготовки нефти.

1 Техническое задание

1.1 Основные цели и задачи создания АСУ ТП

1 Техническое задание

1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП

Система АСУ ТП ЦПС создается с целью:

- комплексной автоматизации технологических объектов, входящих в состав ЦПС;
- создания на базе АСУ ТП малолюдной и безлюдной технологий и получение плановых объемов товарной продукции при минимальных эксплуатационных затратах;
- создания автоматизированной системы контроля, регулирования, противоаварийной защиты, сбора, передачи и обработки информации, построенной по многоуровневому распределенному принципу с использованием программируемых контроллеров, персональных компьютеров, а также средств связи и передачи информации;
- повышения надежности и безопасности (в том числе экологической) работы всех технологических комплексов и предотвращения аварийных ситуаций;
- осуществления контроля и учета материальных и энергетических ресурсов;
- формирования оперативных сводок и отчетных документов о ходе технологического процесса ЦПС.

АСУ ТП реализуют следующие задачи:

- автоматическое управление, контроль, диагностика и защита технологического оборудования площадки ЦПС;
- автоматическое регулирование технологических параметров;
- учёт расхода нефти, попутного газа, воды;
- предупредительная и аварийная сигнализация отклонений технологических параметров и работы технологического оборудования;

- обеспечение заданных качественных показателей нефти, газа и воды.

1.2 Назначение и состав ЦПС

Автоматизированная система управления технологическими процессами ЦПС предназначена для выполнения следующих функций:

- контроль параметров технологического процесса подготовки нефти;
- управление основным технологическим оборудованием, входящим в состав ЦПС;
- решение задач автоматического регулирования, аварийной защиты;
- визуализация хода технологического процесса станции с отображением текущих значений;
- выдача предупреждающих и аварийных сообщений посредством персонального компьютера;
- обмен по каналам передачи предприятия технологической информацией между АСУ ТП ЦПС и системой управления удаленным узлом учета нефти.

Системой предусматривается возможность вмешательства оператора ЦПС в ход технологического процесса (открытие/закрытие электрозадвижек, переопределение уставок для регуляторов) путем подачи команд с автоматизированного рабочего места оператора-технолога, организованного на базе персонального компьютера.

В состав технологического оборудования ЦПС входят:

а) Установка первой ступени сепарации:

- сепаратор первой ступени
- сепаратор резервный;
- два газосепаратора сетчатых.

б) Установка подготовки нефти:

- площадка электродегидраторов и концевых сепараторов;
- три отстойника нефти;
- три дегазатора ;
- три электродегидратора;
- три концевые сепарационные установки;
- дренажные емкости;
- насосная станция внутренней перекачки;
- насосная станция внешней перекачки.

в) Установка подготовки пластовой воды:

- два отстойника воды флотационных;
- два резервуара для очищенной воды;
- дренажная емкость;
- насосы для перекачки воды.

г) Резервуарный парк:

- резервуары товарной нефти;
- резервуары сырой нефти;
- резервный резервуар;
- дренажная емкость.

1.3 Требования к автоматике ЦПС

Система автоматике ЦПС должна обеспечивать следующее:

– Измерение:

- 1) давления газа на сепараторе;
- 2) уровня нефти и раздел фаз в сепараторе;
- 3) давления пластовой воды на выходе ЦПС;
- 4) давления нефти на выходе ЦПС;
- 5) давления газа на выходе из газосепараторов;
- 6) вибрации корпуса двигателя каждого насосного агрегата ЦПС;

– контроль дискретных параметров:

- 1) низкого уровня нефти в резервуаре;

- 2) верхнего уровня нефти в резервуаре;
- 3) низкого и высокого значения температуры нефти в резервуаре;
- 4) низкого уровня давления нефти на входе в ЦПС;
- 5) низкого и высокого уровня давления нефти на выходе ЦПС;
- 6) высокого значения температуры обмоток двигателя каждого насосного агрегата ЦПС;
- 7) высокого значения вибрации корпуса двигателя каждого насосного агрегата ЦПС.

– Управление:

- 1) клапаном с электроприводом на выходе ЦПС;
- 2) клапаном с электромагнитным приводом для сброса подтоварной воды в дренажные емкости.

– Индикацию:

- 1) измеряемых параметров на щите РСУ;
- 2) измеряемых и расчётных параметров на дисплее АРМ оператора по запросу оператора;
- 3) аварийных ситуаций на мнемосхеме с выдачей звукового сигнала аварии и пожара на ЦПС.

– Сигнализацию:

- 1) предупредительную верхнего и нижнего уровня нефти в резервуаре;
- 2) аварийную верхнего уровня нефти в резервуаре;

В диспетчерскую должна обеспечиваться выдача всей информации о работе ЦПС.

1.4 Требования к техническому обеспечению

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

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

Датчики, используемые в системе, должны отвечать требованиям взрывобезопасности. При выборе датчиков следует использовать аппаратуру с искробезопасными цепями.

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

- 1) время наработки на отказ не менее 50 тыс. час;
- 2) срок службы не менее 10 лет.

Контроль уровня в емкостях с нефтью должен производиться не менее, чем тремя независимыми датчиками с сигнализацией верхнего предельного уровня не менее, чем от двух измерителей.

1.5 Требования к метрологическому обеспечению

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

Основная относительная погрешность датчиков температуры, вибрации, сигнализаторов должна составлять не более 0,5%.

Для узла измерения уровня нефти в резервуаре использовать радарный уровнемер. Основная погрешность измерения уровня должна составлять не более 0,1%.

1.6 Требования к программному обеспечению

Программное обеспечение (ПО) АС включает в себя:

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

Набор функций конфигурирования в общем случае должен включать в себя:

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

Средства создания специального прикладного ПО должны включать в себя технологические и универсальные языки программирования и соответствующие средства разработки (компиляторы, отладчики).

1.7 Требования к математическому обеспечению

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

1.8 Требования к информационному обеспечению

По результатам проектирования должны быть представлены:

- состав, структура и способы организации данных в АС;
- порядок информационного обмена между компонентами и составными частями АС;
- структура процесса сбора, обработки, передачи информации в АС;
- информация по визуальному представлению данных и результатам мониторинга.

В состав информационного обеспечения должны входить:

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

2 Основная часть

2.1 Описание технологического процесса

Функциональная схема входных сепараторов ЦПС приведена в приложении А.

Технологический процесс на ЦПС разделяется на 8 стадий:

- холодная сепарация первой ступени с выделением попутного нефтяного газа (до 70%);
- подогрев сырой нефти;
- сброс пластовой воды (первичное обезвоживание);
- горячая сепарация (дегазация) нефти;
- глубокое обезвоживание нефти в электродегидраторе;
- глубокая дегазация нефти в КСУ;
- подготовка пластовой воды во флотационном отстойнике;
- подготовка (осушка) газа на адсорбционной установке.

Первая ступень сепарации.

От УДР вся продукция из нефтяных скважин направляется на первичную сепарацию через фильтры и задвижки, где обрабатывается сырьё, а именно:

- отделение от жидкости песка и грязи в фильтрах;
- отделение газа от жидкости в УПОГ и газовой секции сепараторов;
- отделение от жидкости свободной воды в трехфазных сепараторах.

УПОГ осуществляет процесс отбора газа.

Трёхфазный сепаратор разделяет сырьё на сырой газ, подтоварную воду (при температуре сырья до 45 °С) и нефтяную эмульсию с содержанием воды ниже 30 %. Но перед тем, как направить нефть на сепарацию вводится деэмульгатор.

Сырой газ через КУ (циклонный газосепаратор) направляется в вертикальный сетчатый ГС, где от газа отделяется капельная жидкость и газовый конденсат.

Сепараторы должны быть оборудованы предохранительными клапанами, сигнализаторами верхнего и нижнего уровней, датчиками давления, датчиками текущего и межфазного уровня «нефть-вода» с исполнительными механизмами, датчиками температуры, обеспечивающими как визуальный контроль параметров по месту, так и дистанционный контроль, управление и регулирование.

2.2 Описание технологического процесса

Газожидкостная смесь со скважин поступает на АГЗУ, где проводится учёт поступившей нефти, механических примесей, пластовой воды, газа.

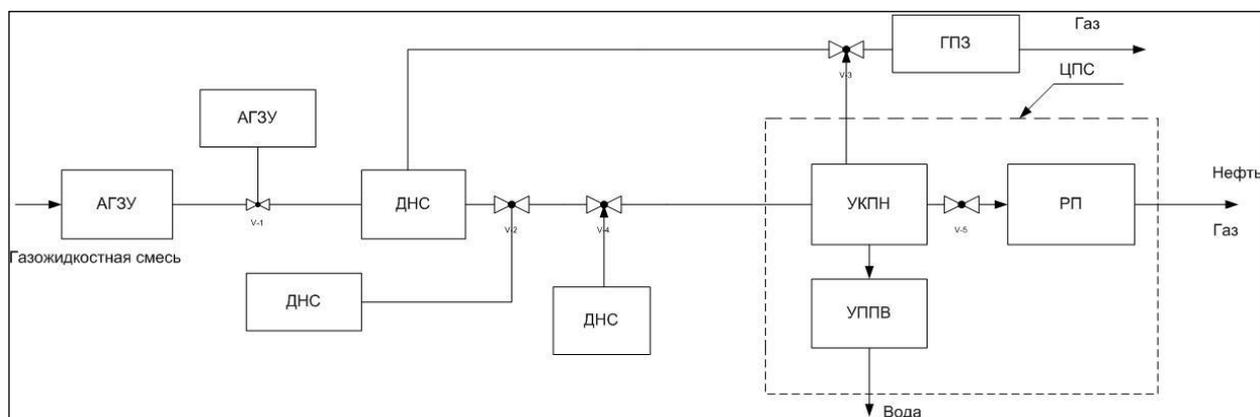


Рисунок 1 – Технологическая схема ЦПС

На рисунке 1 представлена технологическая схема ЦПС. Далее опишем технологический процесс данной схемы.

Нефть с частичным обезвоживанием и дегазацией поступает по сборному коллектору на ЦПС. На ЦПС присутствуют УКПН и УППВ. После отделения всех веществ от нефти процессами: обезвоживания, обессоливания и дегазирования нефть поступает в резервуары товарной нефти и далее отправляется на головную насосную станцию магистрального нефтепровода.

Нефть и вода образуют эмульсию «вода в нефти», чем затруднено обезвоживание и обессоливание, поэтому для отделения используют

следующие технологические процессы: горячий отстой нефти (выдержка в резервуарах 48ч и более), термохимические методы (ввод деэмульгатора), гравитационный отстой нефти, электрообессоливание и электрообезвоживание нефти (пропускание через аппараты-электродегидраторы).

Воду, которую отделили от нефти с УКПН, отправляют на УППВ, расположенную также на ЦПС.

Для последней ступени очистки воды используют чистый песок или мелкий уголь, которые находятся в фильтре в качестве фильтрующих материалов.

В таблицах 1 и 2 указаны параметры работы на входе и выходе ЦПС.

Таблица 1 – Параметры работы на входе ЦПС

Показатели	Значения
Рабочее давление сырья, МПа;	до 0,8
Максимально возможное давление сырья, МПа;	1,00
Температура сырья, 0С;	10 – 45
Вязкость нефти, мПа/с;	50 – 95,6

Таблица 2-Параметры работы на выходе ЦПС

Показатели	Значения
рабочее давление товарной нефти, МПа;	0,5 - 1,7
температура нефти, 0С ;	5 – 45
возможные отклонения параметров по нефти, % ;	80

2.3 Выбор архитектуры АС

В основе разработки архитектуры пользовательского интерфейса проекта АС лежит понятие ее профиля. Под профилем понимается набор стандартов, ориентированных на выполнение конкретной задачи. Основными целями применения профилей являются:

- повышение качества оборудования АС;

- снижение трудоемкости проектов АС;
- обеспечение расширяемости АС по набору прикладных функций;
- обеспечение возможности функциональной интеграции задач информационных систем.

В качестве профиля прикладного программного обеспечения будет использоваться открытая и готовая к использованию SCADA-система RSView32.

Верхний уровень архитектуры включает в себя SCADA-системы, СУБД и HMI. Взаимодействие ПЛК со SCADA осуществляется посредством OPC-сервера.

Датчики и исполнительные устройства связаны со SCADA посредством унифицированного токового сигнала 4...20 мА, передача данных используется по линиям связи RS-485, RS-422, RS-232, а также сети TCP/IP.

Профиль защиты информации должен обеспечивать реализацию политики информационной безопасности. Функциональная область защиты информации включает в себя функции защиты, реализуемые разными компонентами АС [1]:

- функции защиты, реализуемые операционной системой;
- функции защиты от несанкционированного доступа, реализуемые на уровне программного обеспечения промежуточного слоя;
- функции управления данными, реализуемые СУБД;
- функции защиты программных средств, включая средства защиты от вирусов;
- функции защиты информации при обмене данными в распределенных системах.

2.4 Разработка структурной схемы АС

Объектом управления является ЦПС. Необходимо проводить измерения: давления, температуры, уровня, так же проводить переключение запорной арматуры, а именно клапанов с электроприводом.

Специфика каждой конкретной системы управления определяется используемой на каждом уровне программно-аппаратной платформой.

Трехуровневая структура АС приведена в приложении Б.

Нижний уровень системы с распределенными устройствами сопряжения промышленных контроллеров с объектами должен включать в себя технические и программные средства, осуществляющие:

- сбор сигналов аварийной сигнализации,
- сбор сигналов состояния и положения запорной арматуры, насосных агрегатов,
- измерение температуры, давления жидкости в трубопроводах и технологических объектах ЦПС,
- измерение уровней взлива жидкости и раздела фаз в технологических емкостях и резервуарах,
- выдачу команд управления электрифицированными задвижками и регулирующими клапанами.

Средний (контроллерный) уровень состоит из локального контроллера.

На верхнем (информационно-вычислительном) уровне находится автоматизированное рабочее место оператора.

Информация с датчиков полевого уровня поступает на средний уровень управления локальному контроллеру (ПЛК).

Информация с локального контроллера направляется в АРМ диспетчера/оператора. Компьютерные экраны диспетчера предназначены для отображения хода технологического процесса и оперативного управления.

Обобщенная структура управления АС представлена в приложении В.

2.5 Функциональная схема автоматизации

Функциональная схема автоматизации является техническим документом, определяющим функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля, управления и регулирования технологического процесса и оснащения объекта управления приборами и средствами автоматизации [1]. На функциональной схеме изображаются

системы автоматического контроля, регулирования, дистанционного управления, сигнализации.

При разработке функциональной схемы автоматизации технологического процесса решены следующие задачи [1]:

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

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

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

Схема автоматизации по ГОСТ 21.208-13 приведена в приложении Г. На схеме выделены каналы измерения (1-4, 11,13,14,16,17) и каналы управления (5-10,12,15, 18).

2.6 Разработка схемы информационных потоков ЦПС

Схема информационных потоков, включает в себя три уровня сбора и хранения информации [1]:

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

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

Средний уровень представляет собой буферную базу данных, которая является как приемником, запрашивающим данные от внешних систем, так и их

источником. Другими словами, она выполняет роль маршрутизатора информационных потоков от систем автоматики и телемеханики к графическим экранам формам АРМ-приложений. На этом уровне из полученных данных ПЛК формирует пакетные потоки информации.

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

- давление нефти на входе в сепаратор, МПа,
- температура нефти в сепараторе, °С,
- давление нефти в сепараторе, МПа,
- уровень нефти в сепараторе, мм,
- положение выходного клапана, %,
- положение регулирующего клапана, %,
- давление нефти на выходе из сепаратора, МПа,
- уровень конденсата в газосепараторе, мм,
- давление газа в газосепараторе, МПа,
- уровень конденсата на выходе из газосепаратора, мм,
- давление газа на выходе из газосепаратора, МПа.

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:

- DAV – давление;
- TEM – температура;
- URV – уровень;
- UPR – позиция клапана;

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

- SEP – сепаратор;
- GS – газосепаратор;
- KU – каплеуловитель;

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

- NEFT – нефть;
- GAZ – газ;
- KOND – конденсат;

DDDDD – примечание, не более 5 символов:

- VNOD-вход;
- VINOD-вход;

Таблица состава (перечня) вход/выходных сигналов (измерительных и управляющих) приведена в Приложение А.

Информация для специалистов структурируется наборами экранных форм АРМ. На мониторе АРМ оператора отображаются различные информационные и управляющие элементы. На АРМ диспетчера автоматически формируются различные виды отчетов, все отчеты формируются в формате XML.

Сохранение данных в базе данных происходит при помощи модуля истории INFINITY HISTORY. Данные, хранящиеся более трех месяцев, прореживаются для обеспечения необходимой дискретности.

2.7 Выбор средств реализации ЦПС

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

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

Измерительные устройства осуществляют сбор информации о технологическом процессе. Исполнительные устройства преобразуют электрическую энергию в механическую или иную физическую величину для осуществления воздействия на объект управления в соответствии с выбранным

алгоритмом управления. Контроллерное оборудование осуществляет выполнение задач вычисления и логических операций.

2.7.1 Выбор контроллерного оборудования ЦПС

В результате подбора программируемого контроллера рассмотрены 3 различных контроллера, а именно: Siemens SIMATIC S7-300, Allen-bradley Micro 850 и Schneider Electric Modicon 258.

В результате подбора выбран Siemens SIMATIC S7-300 – это модульный программируемый контроллер, предназначенный для построения систем автоматизации низкой и средней степени сложности. Эффективному применению контроллеров Siemens SIMATIC S7-300 способствует: возможность использования нескольких типов центральных процессоров различной производительности, наличие широкой гаммы модулей ввода-вывода дискретных и аналоговых сигналов, функциональных модулей и коммуникационных процессоров [10].



Рисунок 2 – Контроллер Siemens SIMATIC S7-300

На рисунке 2 представлен контроллер Siemens SIMATIC S7-300 для системы автоматизированного управления ЦПС.

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

- Периферийные устройства (дисплей, принтер): не используются.
- УСО ввода/вывода: 8 каналов ввода аналоговых сигналов и 1 канал вывода аналоговых сигналов (модуль ввода/вывода SM 334), 4 канала ввода

дискретных сигналов (модуль ввода/вывода SM 323) (все унифицированные токовые сигналы).

- Алгоритмы управления включают в себя числовые и битовые операции.
- Общий объем манипуляций для одного ПЛК: не менее 100 команд.
- Управление ПЛК: по прерываниям, по готовности или по командам человека. Необходимо управлять как минимум одним устройством.
- Контроль и управление следующих типов I/O-устройств: сенсоры (температура, давление, уровень, вибрация).
- Питания контроллера: напряжение 230В от сети переменного тока.
- Отказоустойчивость источника напряжения: высокая.
- Возможность ПЛК работы при напряжении сети питания технологической площадки: есть.
- Удерживание напряжения в узком фиксированном диапазоне изменений: есть.
- Рабочий ток: 140 мА.
- Возможность работы контроллера от сети: есть.
- Возможность работы контроллера от батарей: есть.
- Время работы батареи без перезарядки: не менее 24 часов в рабочем режиме и не менее 12 месяцев при работе в режиме ожидания.

Требования к условиям окружающей среды:

- температура: -40 °С до +70 °С;
- атмосферное давление: от 1080 гПа до 660 гПа (соответствует высоте от -1000 м до 3500 м);
- относительная влажность: от 10% до 95%, без конденсации.

Пользовательское программное обеспечение базируется на: флеш-памяти (Flash EPROM). АС работает в режиме реального времени и для этого необходимо приобрести ядро программ реального времени.

Степень защиты – IP-65 по ГОСТ 14254-96 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)».

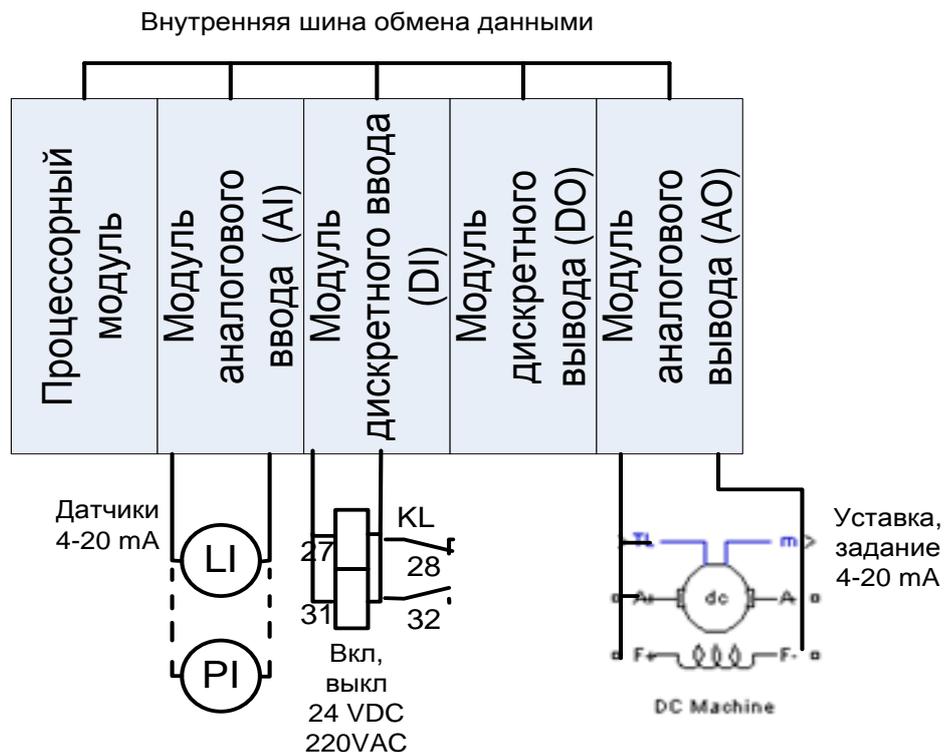


Рисунок 3 – Блок-схема УСО ПЛК

На рисунке 3 представлена блок-схема УСО ПЛК Siemens SIMATIC S7-300.

Технические характеристики процессорного модуля CPU315-2 PN/DP приведены в таблице 3 [11].

Таблица 3- Технические характеристики процессорного модуля CPU315-2 PN/DP

Технические параметры		Значение
Рабочая память встроенная, RAM		256 КБайт
Загружаемая память (микро-карта памяти Flash-EPROM)		до 8 МБайт
Минимальное время выполнения	логических операций/ операций со словами	0,1/0,2 мкс
	арифметических операций с фиксированной/ плавающей точкой	2/3 мкс
S7-счетчики		256
S7-таймеры		256
Кол-во модулей в системе локального Ю		32
Макс. кол-во интеллектуальных модулей	FM	8
	PtP	8
	ASi, Profibus, Industrial Ethernet	10
Типы интерфейсов		RS 485, PROFINET, Ethernet
Напряжение питания	номинальное	=24В
	допустимое	20,4...28,8 В
Потребляемый ток	холостой ход	100 мА
	номинальный	0,8 А
	пусковой	2,5 А
Потребляемая мощность		3,5 Вт
Габариты ШxВxГ (мм)		80x125x130
Масса (кг)		0,46
Диапазон рабочих температур		-40...+70 °С

2.7.2 Выбор датчиков

2.7.2.1 Выбор Датчика давления

Среди датчиков давления рассмотрены Метран-150, Yokogawa-300, Овен ДИ-100. Выбор на основании технико-экономического подхода, пал на Метран-150. В процессе работы ЦПС основным контролируемым параметром является давление газожидкостной смеси. А именно датчик давления контролирует:

- Нефть на входе в сепаратор;
- Нефть на выходе из сепаратора;
- Газ на входе в ГС;
- Газ и конденсат на выходе из ГС.

Выбор датчиков давления происходил из следующих вариантов: Сапфир 22 М, Rosemount 3051, Метран-150 TG.

В качестве измерителя давления будем использовать датчик избыточного давления Метран-150 TG, так же датчик обладает поворотным электронным блоком.



Рисунок 4 – Датчик избыточного давления Метран-150

На рисунке 4 представлен датчик избыточного давления Метран-150. Датчик данной серии предназначен для непрерывного преобразования в унифицированный токовый выходной сигнал и/или цифровой сигнал в стандарте протокола HART входных измеряемых величин:

- избыточного давления;

- абсолютного давления;
- разности давлений;
- давления-разрежения;
- гидростатического давления (уровня).

Управление параметрами датчика:

- с помощью HART-коммуникатора;
- HART-модема и компьютера или программных средств АСУТП;
- Локального интерфейса оператора
- удаленно с помощью AMS.

Датчик Метран-150 состоит из преобразователя давления и электронного преобразователя.

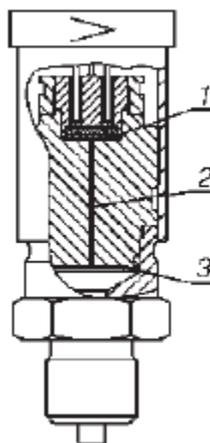


Рисунок 5 – штуцерное исполнение Метран-150

В датчике Метран-150 штуцерного исполнения как показано на рисунке 5 используется тензорезистивный тензомодуль на кремниевой подложке. Чувствительным элементом тензомодуля является пластина 1 из кремния с пленочными тензорезисторами (структура КНК - кремний на кремнии). Давление через разделительную мембрану 3 и разделительную жидкость 2 передается на чувствительный элемент тензомодуля. Воздействие давления вызывает изменение положения чувствительного элемента, при этом изменяется электрическое сопротивление его тензорезисторов, что приводит к разбалансу мостовой схемы. Электрический сигнал, образующийся при разбалансе мостовой схемы, измеряется АЦП и подается в электронный

преобразователь, который преобразует это изменение в выходной сигнал. В таблице 4 указаны основные характеристики датчика.

Таблица 4 – Основные характеристики датчика

Измеряемые среды	жидкости, в т.ч. нефтепродукты; пар, газ, газовые смеси
Диапазоны измеряемых давлений	– минимальный 0-0,025 кПа; – максимальный 0-68 МПа.
Выходные сигналы:	– 4-20 мА с HART-протоколом

Закладные датчика приведены в приложении Д.

Общая информация	
Предприятие *: ТПУ	Дата заполнения:
Контактное лицо *:	Тел. / факс *:
Адрес *:	E-mail:
Опросный лист №	Позиция по проекту (тэг):
	Количество *:
Параметры процесса	
Измеряемый параметр *	<input checked="" type="checkbox"/> Избыточное давление <input type="checkbox"/> Разрежение <input type="checkbox"/> Абсолютное давление <input type="checkbox"/> Гидростатическое давление <input type="checkbox"/> Перепад давления
Измеряемая среда	нефть, вода
Диапазон измерения (шкала прибора) *	от 0,1 до 20
Требуемая основная приведенная погрешность измерения	0,025
Температура окружающей среды	от -50 до +40 °C
Температура измеряемой среды	от +30 до +70 °C
Рабочее избыточное давление (для датчиков перепада и гидростатического давления) *	5 МПа
Требования к датчику	
Выходной сигнал *	<input checked="" type="checkbox"/> 4-20 мА + HART <input type="checkbox"/> обратный <input type="checkbox"/> 0-5 мА <input type="checkbox"/> квадратный корень (только для датчиков разности давлений)
Соединение с технологическим процессом *	Резьбовое подключение <input checked="" type="checkbox"/> M20x1,5 <input type="checkbox"/> ниппель с накидной гайкой материал ниппеля: <input type="checkbox"/> K 1/2" <input type="checkbox"/> 1/2"-14 NPT <input type="checkbox"/> наружная резьба <input type="checkbox"/> K 1/4" <input checked="" type="checkbox"/> 1/4"-18 NPT <input type="checkbox"/> внутренняя резьба Фланцевое соединение, ГОСТ 12815-80 исполнение 2 <input type="checkbox"/> DN 50 <input type="checkbox"/> PN 6 (только для DN 50) <input checked="" type="checkbox"/> DN 80 <input type="checkbox"/> PN 40
	<input type="checkbox"/> другое (сборка с разделительной мембраной 1199) Описание соединения _____ <input type="checkbox"/> электрический разъем (вилка 2РМГ14, розетка 2РМ14) <input type="checkbox"/> электрический разъем (вилка 2РМГ22, розетка 2РМ22) <input type="checkbox"/> штепсельный разъем DIN Кабельный ввод <input checked="" type="checkbox"/> никелированная латунь <input type="checkbox"/> небронированный кабель <input type="checkbox"/> нержавеющая сталь <input type="checkbox"/> бронированный кабель <input type="checkbox"/> полиамид
Электрическое подключение	
Требования к исполнению датчика	
Исполнение по взрывозащите	<input checked="" type="checkbox"/> взрывонепр. оболочка (Ex d) <input type="checkbox"/> комбинированное (Ex ia и Ex d) <input checked="" type="checkbox"/> искробезопасная цепь (Ex ia) <input type="checkbox"/> общепромышленное
Дополнительные опции	
<input checked="" type="checkbox"/> встроенный ЖК-индикатор <input type="checkbox"/> кнопки для конфигурирования <input checked="" type="checkbox"/> кронштейн для крепления датчика на трубе ø 50 мм <input type="checkbox"/> клапанный блок <input type="checkbox"/> кронштейн для установки датчика на плоской поверхности <input checked="" type="checkbox"/> гарантия 5 лет <input type="checkbox"/> дополнительная маркировочная табличка на проволоке	<input type="checkbox"/> в сборе с клапанным блоком серия _____ количество вентилей _____ <input type="checkbox"/> кронштейн для крепления клапанного блока на трубе ø 50 мм
Примечания:	

2.7.2.2 Выбор датчика уровня

Для измерения уровня нефти в сепараторе необходим уровнемер. Среди уровнемеров были рассмотрены Rosemount 5300, САПФИР 22, Kobold NH300. По обслуживанию и метрологическим характеристикам (по техническому заданию погрешность не более 0,1%) нас удовлетворяет Rosemount 5300. Уровнемеры серии Rosemount 5300 представляют собой подключаемый по

двухпроводной схеме датчик уровня типа “wave radar”, используемый для измерения уровня жидкости в резервуарах различных конструкций со средней точностью.

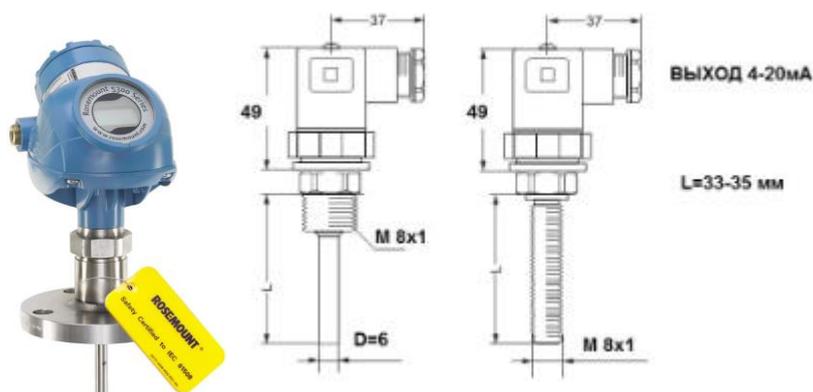


Рисунок 6 – Rosemount 5300 – волноводный радарный уровнемер

На рисунке 6 представлен волноводный радарный уровнемер Rosemount 5300.

Уровнемер серии Rosemount 5300 имеет две модификации:

- Rosemount 5301 для измерения уровня продукта;
- Rosemount 5302 для измерения уровня продукта и уровня подтоварной воды.

Уровнемеры серии 5300 являются хорошим выбором для измерения уровня нефти в горизонтальных резервуарах и подземных резервуарах из-за ограниченного места под монтаж оборудования. В таблице 5 указаны основные характеристики датчика уровня.

Таблица 5 – Основные характеристики датчика уровня

Основные характеристики	
Диапазон измерения	0,1 до 50 м
Погрешность измерений	± 3 мм или $\pm 0,03\%$ диапазона измерений, в зависимости от того что больше
Выходной сигнал	4-20 мА с наложенным цифровым сигналом по протоколу HART
Температура процесса	до 400°C.
Минимальная температура	от -196°C
Давление процесса	до 4 МПа
Выходные переменные	Уровень, расстояние до поверхности,

	уровень границы раздела сред, расстояние до поверхности раздела сред, объем, температура электроники, аналоговый выходной ток и процент диапазона
Материал корпуса	Корпус с двумя отсеками из алюминиевого сплава с полиуретановым покрытием или нержавеющей стали.

Требуемое измерение *		Требования к уровнемеру	
<input checked="" type="checkbox"/> Уровень		Погрешность: <input type="text"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Встроенный дисплей
<input type="checkbox"/> Раздел фаз		Тип взрывозащиты *: Искробезопасное	
<input type="checkbox"/> Объем		Информация : 4-20мА + HART	
Питание *: ТПУ (другое)		Материал корпуса: Нерж. сталь Длина: <input type="text"/>	
Адрес: <input type="text"/>		Кабельный ввод: 1/2-14 NPT e-mail: <input type="text"/>	
Предпочтительный тип уровнемера			
Контактное лицо: <input type="text"/> Должность: <input type="text"/>			
<input type="checkbox"/> Бесконтактный радарный	<input checked="" type="checkbox"/> Волноводный радарный	<input type="checkbox"/> Ультразвуковой	Количество: <input type="text"/>
Позиция (Тэг) : <input type="text"/>			
Информация о процессе			
Наименование процесса *: Наполнение уровня резервуара			
Измеряемая среда *: нефть		Агрессивность среды: Агрессивная	
Диэлектрическая проницаемость:	<input type="checkbox"/> 1,6 - 2	<input checked="" type="checkbox"/> 2 - 3	<input type="checkbox"/> 3 - 10 <input type="checkbox"/> >10
Температура процесса *: Мин. 20 Норм. 50 Макс. 70 °C			
Температура окружающей среды: Мин. -40 Норм. 15 Макс. 35 °C			
Давление процесса *: Мин. 50 Норм. 100 Макс. 200 атм			
Плотность среды: <input type="text"/> кг/м³	Вязкость: <input type="text"/>	<input type="checkbox"/> сР <input type="checkbox"/> сСт <input type="checkbox"/> _____ при температуре: <input type="text"/> °C	
Турбулентность: <input type="text"/>		Причина турбулентности: <input type="text"/>	
Примерное колебание уровня из-за турбулентности: <input type="text"/> мм			
Скорость изменения уровня при наливе: <input type="text"/> мм/с		Скорость изменения уровня при сливе: <input type="text"/> мм/с	
Какие из следующих характеристик имеет измеряемая среда? (отметить все, что имеет место)			
<input checked="" type="checkbox"/> Насыщена пузырьками газа (азрирована)	<input type="checkbox"/> Может обволакивать смачиваемые детали		
<input type="checkbox"/> Многофазная жидкость (заполнить таблицу ниже)	<input checked="" type="checkbox"/> Пары могут обволакивать не смачиваемые поверхности		
<input type="checkbox"/> Возможна кристаллизация / <input type="checkbox"/> налипание	<input type="checkbox"/> Имеется твердый осадок		
Объем над жидкостью имеет (отметьте все, что имеет место):			
<input type="checkbox"/> Пары продукта <input type="checkbox"/> легкие / <input checked="" type="checkbox"/> тяжелые	<input type="checkbox"/> Подушку инертного газа		
<input type="checkbox"/> Пыль	<input type="checkbox"/> Конденсацию на поверхностях		
Пена: <input type="text"/>		Примерная толщина слоя: <input type="text"/> мм	

Какие категории точнее всего описывают пену в данном случае?

Легкая пена, большие пузыри, обилие воздуха (пример: пена от пробуксовывания воздуха через средю).

Смесь плотной и легкой пены. Четкий раздел фаз с жидкостью (пример: пена в стакане пива).

Плотная пена, маленькие пузырьки. Четкий раздел фаз с жидкостью (пример: крем для бритья).

Тип установки/монтажа

на резервуар * на камере Только * боковые применения * открытое пространство *

Важный элемент * размеры успокоительной трубы указывать Вращение * примечание*

Диэлектрическая проницаемость верхнего продукта: Диэлектрическая проницаемость нижнего продукта:

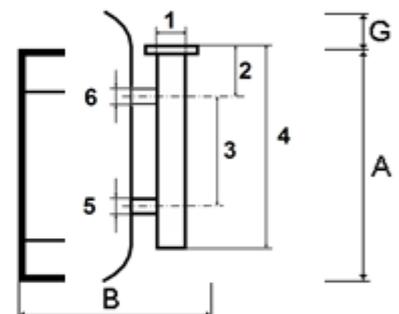
Возможные ограничения для монтажа устройства? (точное значение!)

Нет ограничений Монтаж только сверху (точное значение!) Монтаж только сбоку

Толщина слоя верхнего продукта: от мм / до мм

* - Поля для обязательного заполнения

Геометрические размеры выносной камеры		
A. Диаметр резервуара / байпаса:	<input type="text"/>	Г ММ
B. Расстояние резервуара до оси отвода:	<input type="text"/>	М ММ
B. Минимальный уровень (диапазон измерений)	<input type="text"/>	М ММ
B. Высота камеры уровень:	<input type="text"/>	М ММ
B. Диаметр верхнего отбора:	<input type="text"/>	М ММ
B. Диаметр патрубков от стенки:	<input type="text"/>	М ММ
Материал резервуара: *	<input type="text" value="сталь"/>	
Материал камеры: *	<input type="text"/>	



Технологическое соединение с процессом, верхний патрубок (G)	
<input type="checkbox"/> Фланцевое присоединение	<input type="checkbox"/> Резьбовое присоединение

2.7.2.3 Выбор датчика температуры

В качестве датчиков температуры были рассмотрены Kobold TM-73, Метран-286, Овен ДТПИ100. В качестве датчика температуры нам подходит Метран-286, т. к. соотношение цена качество из данного выбора лучшее.

Интеллектуальный преобразователь температуры Метран-286 предназначен для точных измерений температуры в составе автоматических систем управления технологическими процессами (АСУ ТП).

Связь преобразователя температуры Метран-286 с АСУ ТП осуществляется: по аналоговому каналу передачей информации об измеряемой

температуре в виде постоянного тока 4-20 мА; по цифровому каналу в соответствии с HART протоколом.

В качестве первичного термопреобразователя в Метран-286 присутствуют платиновые резистивные чувствительные элементы.

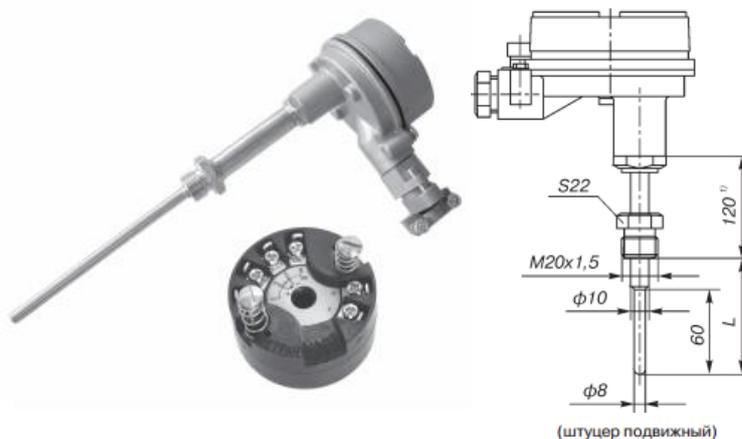


Рисунок 7 – Метран-286 датчик температуры

На рисунке 7 представлен датчик температуры Метран-286.

Интеллектуальный преобразователь температуры преобразует сигнал первичного преобразователя температуры в унифицированный выходной сигнал постоянного тока 4-20 мА с наложенным на него цифровым сигналом HART.

Основные технические характеристики Метран-286:

- диапазон измеряемых температур $-50...500\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- максимальная температура применения $800\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- степень воздействия защиты от пыли и воды по IP65;
- питание от 18 до 42 В;
- надежность до 6 лет.

2.7.3 Выбор исполнительных механизмов

На ЦПС необходимо регулировать давление нефти на выходе сепаратора, чтобы предотвратить выход ТП на недопустимые параметры. А именно необходимы регуляторы давления типа «после себя» с электроприводом.

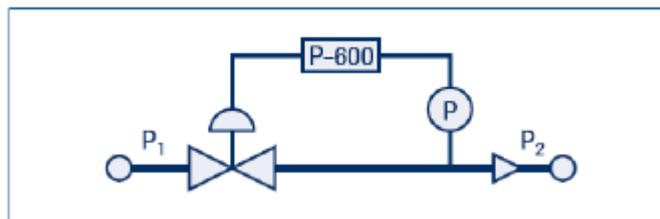


Рисунок 8 – Регулятор давления после себя

На рисунке 8 графическое представление регулятора давления «после себя». Принцип действия клапана таков: в случае увеличения давления на входе, запорный элемент клапана закрывается, сужая или, другими словами, редуцируя проходное сечение в клапане, тем самым избегая повышения давления за клапаном. В случае снижения давления клапан, наоборот, открывается, поддерживая прежнее значение давления.

Выбрана равнопроцентная пропускная характеристика (P), у которой приращение относительной пропускной способности по ходу пропорционально текущему значению относительной пропускной способности[12].

Подобран регулирующий клапан V16G DN200–200 PN70. В таблице 6 указаны основные характеристики регулирующего клапана.

Таблица 6 – Основные характеристики регулирующего клапана V16G DN200-200 PN70

Основные характеристики	
Рабочая среда	Агрессивные жидкости
Регулирующая характеристика	EQP – равнопроцентная
Тип плунжера	Запорный клапан профильный
Пропускная способность, Kvs м ³ /ч	63,4
Ход штока, мм	80
Типоразмер DN	200
Исполнения	V16G2 – односедельный, сбалансированный по давлению.
Типоразмеры	DN15 – DN200

Выбран привод EL80.2, который предназначен для установки на регулирующие и запорный клапана в любых технологических и инженерных системах[12]. Наличие путевых выключателей и ограничения по усилию

обеспечивают высокую степень защиты электродвигателя всего привода в целом.

Основные свойства:

- защита клапана от чрезмерного усилия на штоке;
- функциональный ручной дублер, обеспечивающий закрытие/открытие клапана при сбое электропитания;
- монтаж на клапан посредством штанг и фланца по DIN3358. Конструкция, облегчающая монтаж привода на клапан. Стандартное исполнение предназначено для регулирующих клапанов Adcatrol;
- создание определенного усилия в конечных положениях обеспечивает надежное закрытие клапана;
- надежный металлический корпус, предохраняющий от воздействия окружающей среды и несанкционированного доступа;
- стандартное исполнение привода соответствует степени защиты IP 65 (EL12 IP43);
- наличие визуальной индикации положения штока;
- возможность управления посредством трехпозиционного или аналогового сигнала (0...10 V, 4...20 mA), а также по различным открытым протоколам;
- модульная конструкция привода позволяет легко монтировать и подключать дополнительные опции и оборудование.



Рисунок 9 – Регулирующий клапан V16G DN200–200 PN70 и привод EL80.2

На рисунке 9 представлен выбранный регулирующий клапан V16G DN200-200 PN70. А далее в таблице 7 указаны его технические характеристики.

Таблица 7 – Основные технические характеристики регулирующего клапана

Основные характеристики	
Управление	управление посредством трехпозиционного или аналогового сигнала (0...10 V, 4...20 mA), а также по различным открытым протоколам.
Скорость перемещения мм/мин (мм/сек)	50(0.8)
Тип электронного двигателя	Асинхронный
Ход штока , мм	80
Степень защиты	IP65

Привод регулируется частотным преобразователем Danfoss VLT Micro Drive FC-051. Частотный преобразователь Danfoss VLT Micro Drive FC-051 - универсальный компактный общепромышленный привод, имеет векторную и скалярную системы управления двигателем. Преобразователь превосходно подходит даже для комплексной автоматизации, повышает энергоэффективность и производительность систем.



Рисунок 10 – Преобразователь частоты Danfoss VLT Micro Drive FC-051

Привод обладает высокой функциональностью, надежностью, удобством для пользователя.

Для оптимизации энергоэффективности и функционирования можно настроить около 100 параметров.

Основные функциональные возможности частотного преобразователя Danfoss VLT Micro Drive:

- повышенная прочность и устойчивость к внешним воздействиям;
- многоцелевой привод;
- встроенный ПИД-регулятор;
- встроенный интерфейс RS-485 FC-Protocol, Modbus RTU;
- векторное управление, управление по вольт-частотной характеристике U/F;
- автоматическая оптимизация энергопотребления (АЕО);
- автоматическая адаптация к двигателю;
- встроенный программируемый логический контроллер;
- 150% перегрузка в течении 1 минуты;
- электронное тепловое реле;
- встроенный фильтр ВЧ помех;
- возможность снятия и установки панели управления во время работы, функция копирования.

2.8 Разработка схемы внешних проводок

Схема внешней проводки приведена в приложении Е. Первичные и внешние приборы включают датчики давления Метран-150 TG, расположенные на входе и выходе сепаратора и газосепаратора для ЦПС, преобразователи температуры интеллектуальные Метран-286, расположенные на входе и выходе сепараторов для ЦПС, а также на узле подогрева газа, датчики уровня Rosemount 5300, установленные на емкости хранения конденсата и буферной емкости одоранта. Все эти датчики имеют

унифицированный токовый сигнал 4...20 мА. Для передачи сигналов от датчиков на щит КИПиА используются по два провода. В качестве кабеля выбран КВВГ. Это – кабель с медными токопроводящими жилами с пластмассовой изоляцией в пластмассовой оболочке, с защитным покровом и предназначен для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам и распределительным устройствам номинальным переменным напряжением до 660 В частотой до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В при температуре окружающей среды от -50°С до +50°С. Медные токопроводящие жилы кабелей КВВГ выполнены однопроволочными. Изолированные жилы скручены.

2.9 Выбор алгоритмов управления АС ЦПС

В автоматизированной системе на разных уровнях управления используются различные алгоритмы [1]:

- алгоритмы пуска (запуска)/ останова технологического оборудования (релейные пусковые схемы) (реализуются на ПЛК и SCADA-форме),
- релейные или ПИД-алгоритмы автоматического регулирования технологическими параметрами технологического оборудования (управление положением рабочего органа, регулирование расхода, уровня и т. п.) (реализуются на ПЛК),
- алгоритмы управления сбором измерительных сигналов (алгоритмы в виде универсальных логически завершенных программных блоков, помещаемых в ППЗУ контроллеров) (реализуются на ПЛК),
- алгоритмы автоматической защиты (АЗ) (реализуются на ПЛК),
- алгоритмы централизованного управления АС (реализуются на ПЛК и SCADA-форме) и др.

В данной выпускной квалификационной работе разработаны следующие алгоритмы АС:

- алгоритм сбора данных измерений,

– алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром.

2.9.1 Алгоритм сбора данных измерений

В качестве канала измерения выберем канал измерения уровня нефти в сепараторе. Для этого канала разработаем алгоритм сбора данных. Алгоритм сбора данных с канала измерения уровня нефти в сепараторе представлен в приложении Ж.

2.9.2 Алгоритм автоматического регулирования

В процессе перекачки нефти на ЦПС необходимо поддерживать давление нефти в трубопроводе на выходе из сепаратора, чтобы оно не превышало заданного уровня, и если оно опустится ниже заданного уровня произвести стабилизацию. Поэтому в качестве регулируемого параметра технологического процесса выбираем давление нефти в трубопроводе на выходе из сепаратора. В качестве алгоритма регулирования будем использовать алгоритм ПИД регулирования, который позволяет обеспечить хорошее качество регулирования, достаточно малое время выхода на режим и невысокую чувствительность к внешним возмущениям.

Частотный преобразователь:

$$T_1 \frac{df}{dt} + f = k_1 \cdot I$$

Электропривод

$$T_2 \frac{d\omega}{dt} + \omega = k_2 \cdot f.$$

Задвижка

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

Преобразование в жидкость

$$k \cdot Q = x$$

Трубопровод:

$$T_3 \frac{dP}{dt} + P = k_3 \cdot Q.$$

Так как при ПИД-регулировании используется ток до 20 мА, а частотный преобразователь изменяет частоту от 0 Гц до 10 кГц, то передаточный коэффициент равен 50000. Постоянная времени была определена из документации частотного преобразователя и равная 0.1 сек [8]. Коэффициент передачи электропривода равен 0,002, т.к. максимальная скорость 1000 об/мин при максимальной частоте 10 кГц. Постоянная времени электропривода подобрана из технической документации [9], которая равна 0,01 сек.

Объектом управления является трубопровод:

$$f = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{\pi \cdot 0,2^2}{4} = 0,0314 \text{ м}^2,$$

$$c = \frac{Q}{f} \sqrt{\frac{\rho}{2\Delta p}} = \frac{480}{0,0314} \sqrt{\frac{838}{2 \cdot 0,098 \cdot 0,5 \cdot 10^6}} = 0,3827 \text{ с},$$

$$T = \frac{2Lfc^2}{Q} = \frac{2 \cdot 10 \cdot 0,0314 \cdot 0,3827^2}{\frac{480}{3600}} = 0,708 \text{ с},$$

$$\tau_0 = \frac{Lf}{Q} = \frac{10 \cdot 0,0314}{\frac{480}{3600}} = 2,4 \text{ с},$$

$$W(p) = \frac{50}{Tp+1} e^{-\tau_0 p} = \frac{50}{0,7p+1} e^{-2,4p}.$$

Структурная схема автоматического регулирования давления представлена на рисунке 11.

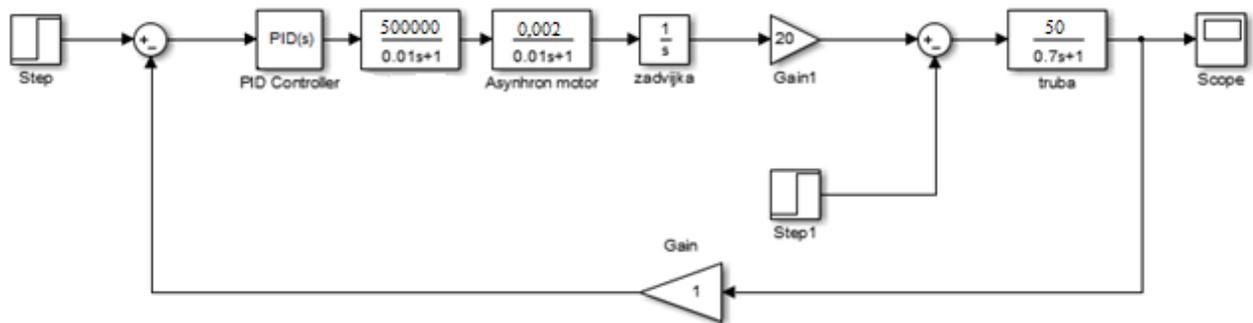


Рисунок 11 – Система автоматического регулирования давления

На рисунке 11 представлена схема автоматического регулирования давления. На схеме представлено: PID регулятор, частотный преобразователь, асинхронный электропривод, задвижка, труба, возмущающее воздействие.

Данная система регулирует давление в трубопроводе, воздействием на изменение давления является гидроудар.

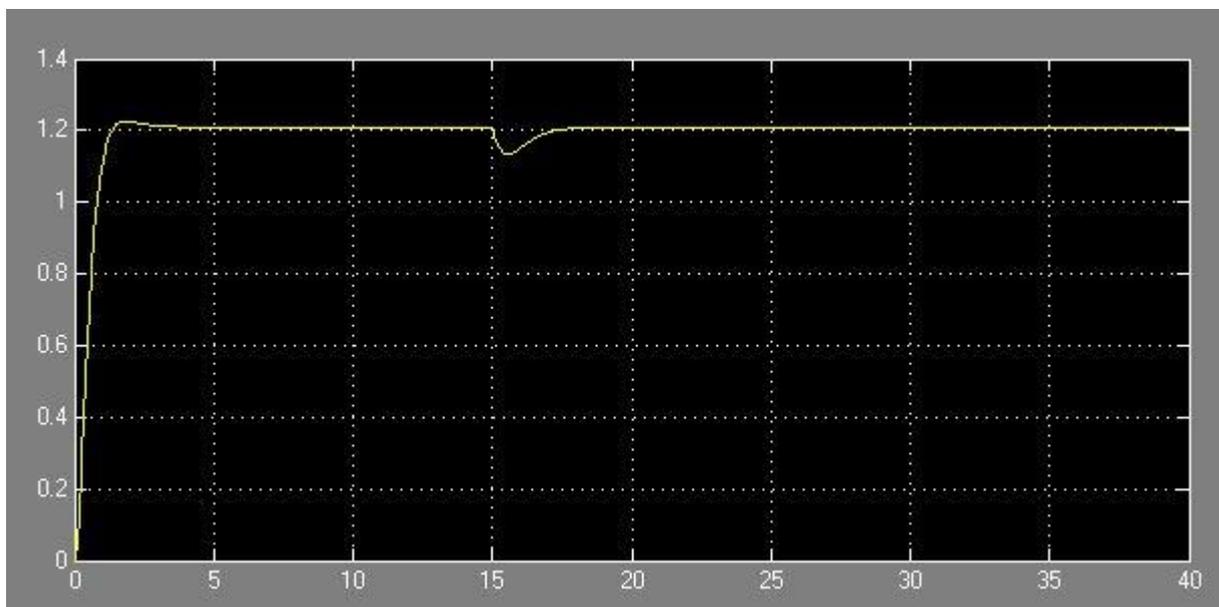


Рисунок 12 – Переходная характеристика с ПИД-регулятором

На рисунке 12 представлено графическое представление переходной характеристики со стабилизацией возмущающего воздействия.

В результате мы получаем систему, которая выходит на установившееся значение 1,2 МПа менее чем за 2с, далее стабилизирует гидроудар за 2 с, о чём свидетельствует переходная характеристика. Давление 1,2 МПа выбрано в качестве проверки отработки нужного качества переходного процесса. Можно выбрать и другое, нам важно в этом случае было лишь посмотреть характер процесса.

2.10 Экранные формы АС ЦПС

Управление в АС ЦПС реализовано с использованием SCADA-системы RSview32 компании RockWell Automation. Система RSView32 – это интегрированное программное обеспечение человеко-машинного интерфейса

(HMI) для сбора данных, оперативного контроля и управления автоматизированными устройствами и технологическими процессами.

Производитель RSVIEW32 – компания Rockwell Automation, признанный мировой лидер в области производства комплексных средств для автоматизации. RSVIEW32 – это программный продукт, являющийся одним из компонентов комплекса средств для визуализации технологических процессов ViewAnyWare компании Rockwell Automation. ViewAnyWare – это набор операторских интерфейсов, PC-совместимых рабочих станций и ПО, имеющий следующие общие черты:

- использование только открытых коммуникационных стандартов;
- высокая надёжность оборудования и ПО;
- интуитивно понятный интерфейс пользователя.

Разработка графического представления процесса: система разработки RSVIEW32 использует современные технологии Windows и предоставляет пользователю интуитивно-понятный интерфейс для создания «экранов» – графических представлений участков технологического процесса. Каждый проект RSVIEW может содержать любое количество экранов, каждый из которых отображает ту или иную детализацию управляемого объекта. Экраны RSVIEW32 могут содержать как простые графические объекты (эллипсы, прямоугольники и др.), так и более сложные объекты, такие как тренды или отчеты по сигналам тревоги.

2.10.1 Разработка экранных форм АС ЦПС

Интерфейс оператора содержит рабочее окно, состоящее из следующих областей [5]:

- Входные сепараторы НГВР и газосепараторы;



Рисунок 13 – Рабочее окно интерфейса оператора

Рабочее окно интерфейса АРМ оператора показано на рисунке 13.

2.10.2 Область видеокadra

Видеокadры предназначены для контроля состояния технологического оборудования и управления этим оборудованием. В состав видеокadров входят [5]:

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

В области видеокadра АРМ оператора доступны следующие мнемосхемы: экран «Входные сепараторы (НГВР) и газосепараторы» (Приложение К);

На мнемосхеме «Входные сепараторы (НГВР) и газосепараторы» отображается работа следующих объектов и параметров:

- состояние и режим работы сепаратора без резерва;

- состояние и режим работы каплеуловителя без резерва;
- состояние и режим работы задвижек без резерва;
- состояние и режим работы газосепаратора с резервом;

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

Студенту:

Группа 3-8Т21	ФИО Раткин Алексей Владимирович
------------------	------------------------------------

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

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т21	Раткин Алексей Владимирович		

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

3.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследования являются коммерческие организации, специализирующиеся в нефтегазовой отрасли, в частности – нефтедобывающие компании. Для данных предприятий разрабатывается модернизация АС центрального пункта сбора и подготовки нефти.

В таблице 8 приведены основные сегменты рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика и направление деятельности.

Таблица 8 – Карта сегментирования рынка

		Направление деятельности			
		Проектирование строительства	Выполнение проектов строительства	Разработка АСУ ТП	Внедрение SCADA систем
Размер компании	Мелкая	+	+	+	-
	Средняя	+	+	+	+
	Крупная	+	+	+	+

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

3.2 Анализ конкурентных технических решений

Данный анализ проводится с помощью оценочной карты для сравнения конкурентных технических решений, приведенной в таблице 9.

Таблица 9 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Проект АСУ ТП РП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией	Проект АСУ ТП РП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение производительности	0,2	5	2	4	1	0,4	0,8
Удобство в эксплуатации	0,1	4	3	3	0,4	0,3	0,3
Помехоустойчивость	0,05	2	3	2	0,1	0,15	0,1
Энергоэкономичность	0,05	5	4	2	0,25	0,2	0,1
Надежность	0,1	4	5	5	0,4	0,5	0,5
Безопасность	0,1	4	5	5	0,4	0,5	0,5
Потребность в ресурсах памяти	0,04	2	5	3	0,08	0,2	0,12
Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,05	5	3	5	0,25	0,15	0,25
Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность продукта	0,03	2	1	3	0,06	0,03	0,09
Уровень проникновения на рынок	0,03	2	3	3	0,06	0,09	0,09
Цена	0,05	3	5	1	0,15	0,25	0,05
Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	4	3	5	0,4	0,3	0,5
Послепродажное обслуживание	0,1	5	3	3	0,5	0,3	0,3
Итого:	1	47	45	44	4,05	3,37	3,7

Опираясь на полученные результаты, можно сделать вывод, что разрабатываемая модернизация АС центрального пункта сбора и подготовки нефти является наиболее эффективной. Уязвимость конкурентов объясняется наличием таких причин, как меньшее увеличение производительности, более низкая устойчивость и надежность, высокая цена и низкий срок эксплуатации.

3.3 SWOT – анализ

SWOT-анализ — метод стратегического планирования, заключающийся в выявлении факторов внутренней и внешней среды организации и разделении их на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 10.

Таблица 10 – SWOT-анализ.

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Экономичность и энергоэффективность проекта.</p> <p>С2. Наличие опытного руководителя.</p> <p>С3. Более низкая стоимость.</p> <p>С4. Актуальность разработки.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Отсутствие работающего прототипа.</p> <p>Сл2. Большой срок поставок оборудования.</p> <p>Сл3. Медленный процесс вывод на рынок новой системы.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Большой потенциал применения данной системы.</p> <p>В2. Использование существующего ПО.</p> <p>В3. Повышение стоимости конкурентных разработок</p>	<p>Большой потенциал применения обуславливается введением системы управления, мало распространенной на территории РФ и находящейся на уровне лучших зарубежных аналогов.</p> <p>Использование существующего программного обеспечения позволяет не тратить время и деньги на создание уникального ПО.</p>	<p>Санкции, наложенные на РФ, и высокий курс евро/доллара будут ограничивать появление новых иностранных технологий на российском рынке.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии.</p> <p>У2. Развитая конкуренция.</p> <p>У3. Сложность перехода на новую систему.</p>	<p>Новая система управления и актуальность разработки не сказываются на спросе</p> <p>Противодействие со стороны конкурентов не повлияет на наличие опытного руководителя.</p>	<p>Медленный ввод данной системы в эксплуатацию позволит переждать возможных скачков на рынке спроса.</p>

Выявим соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Данные соответствия или

несоответствия помогут выявить потребность в проведении стратегических изменений. Для этого построим интерактивные матрицы проекта.

Таблица 11 – Интерактивная матрица для сильных сторон и возможностей.

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4
	В1	+	-	+	+
	В2	-	-	+	+
	В3	+	-	+	+

Таблица 12 – Интерактивная матрица для слабых сторон и возможностей.

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	В1	-	-	-
	В2	-	-	-
	В3	-	-	-

Таблица 13 – Интерактивная матрица для сильных сторон и угроз.

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	-	-	-	-
	У2	-	-	-	-
	У3	-	-	-	-

Таблица 14 – Интерактивная матрица для слабых сторон и угроз.

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	+	+
	У2	+	-	+
	У3	+	-	+

3.4 Планирование научно-исследовательских работ

3.4.1 Структура работ в рамках научного исследования

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

Для реализации проекта необходимы два исполнителя – руководитель (Р), студент-дипломник (СД). Разделим выполнение дипломной работы на этапе, представленные в таблице 15.

Таблица 15 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

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

3.4.2 Разработка графика проведения научного исследования

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

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

В таблице 16 приведены расчеты длительности отдельных видов работ.

Таблица 16 – Временные показатели проведения работ

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

Разработка алгоритмов автоматического регулирования	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Разработка структурной схемы автоматического регулирования	2	4	2,8	1	2,8	4
Проектирование SCADA-системы	2	5	3,2	1	3,2	5
Составление пояснительной записки	1	3	1,8	1	1,8	3

На основе таблицы 16 построим график работ. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Таблица 17 – План-график

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

Таблица 18 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб	Затраты на материалы
Контроллер "SIMATIC S7-300"	шт.	1	325 000	406250
Датчики давления "Метран-150 TG"	шт.	4	137 500	632500
Уровнемер "Rosemount 5300"	шт.	1	63 000	72450
Датчик температуры "Метран-286"	шт.	3	75 000	258750
Датчик расхода "FLOWSIC600 Quatro"	шт.	2	134 400	309120
клапан регулирующий V16G DN200-200 PN70	шт.	2	165 300	396720
Электропривод "EL80.2"	шт.	2	115 200	288000
Итого:				1998165

3.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование

В данной статье расхода включаются затраты на приобретение специализированного программного обеспечения для программирования ПЛК Siemens SIMATIC S7-300. В таблице 19 приведен расчет бюджета затрат на приобретение программного обеспечения для проведения научных работ:

Таблица 19 – Расчет бюджета затрат на приобретения ПО

Наименование	Количество единиц	Цена единицы оборудования	Общая стоимость
RSView32	1	29 500	29500
итого:			29500

3.5.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Основная заработная плата

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

3.5.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной 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:

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

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

3.5.5 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 определяется по формуле:

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

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

На 2017 г. взнос в социальные фонды установлен в размере 30% от заработной платы.

Все расчеты сведены в таблицу 21

Таблица 21 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата
Руководитель проекта	9113,98	1367,09
Инженер	35751	5362,65
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды, %	30	30

Итого:	13459,49	2018,92
--------	----------	---------

3.5.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают все затраты, не вошедшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование, оплата электроэнергии, оплата пользования услугами и пр.

Расчет накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 15%.

$$Z_{\text{накл}} = (2363790 + 29500 + 44864,99 + 6729,74 + 15478,42) \cdot 0,15 = 369054,47 \text{ руб}$$

Где 0,15 - коэффициент, учитывающий накладные расходы.

3.4.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты	2363790
2. Затраты на специальное оборудование	29500
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	369054,47
7. Бюджет затрат НТИ	2829417,62

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т21	Раткин Алексей Владимирович

Институт	ИнЭО	Кафедра	СУМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	АТПП

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (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) 	<p>Рабочей зоной является центральный пункт сбора и подготовки нефти. Задача проектируемой системы контроль и поддержка технологических параметров ЦПСП нефти. Вредными факторами производственной среды, которые могут возникнуть на рабочем месте, являются: повышенный уровень шума и вибрации, повышенный уровень электромагнитных излучений.</p> <p>Опасными проявлениями факторов производственной среды, которые могут возникнуть на рабочем месте, являются: электрический ток.</p> <p>Чрезвычайной ситуацией, которая может возникнуть на рабочем месте, является возникновение пожара.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГОСТ 12.0.003-74 2. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. 3. СП 51.13330.2011. 4. ГОСТ 31192.2-2005 5. СанПиН 2.2.4.1191-03 6. Гост Р 12.1.019 – 2009

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

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

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т21	Раткин Алексей Владимирович		

4. Социальная ответственность

Введение

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

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

В ВКР рассматривается автоматизация системы управления центральным пунктом сбора и подготовки нефти. При полной автоматизации роль обслуживающего персонала ограничивается общим наблюдением за работой оборудования, настройкой и наладкой аппаратуры. Задачей оператора АСУ является контроль над параметрами технологического процесса, управление и принятие решений в случае возникновения нештатных ситуаций. При работе с компьютером человек подвергается воздействию ряда опасных и вредных производственных факторов: повышенный уровень шума на рабочем месте, повышенная или пониженная влажность воздуха, отсутствие или недостаток естественного света, недостаточная освещенность рабочей зоны. Работа с компьютером характеризуется электромагнитными излучениями. В данном разделе выпускной квалификационной работы дается характеристика рабочему месту и рабочей зоны. Проанализированы опасные и вредные факторы труда.

4.1. Профессиональная социальная безопасность

4.1.1. Анализ вредных и опасных факторов

Для выбора факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы. Классификация» [11]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлен в таблице 23.

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

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

4.1.2. Анализ вредных факторов

4.1.2.1. Повышенный уровень шума

Повышенный уровень шума на рабочих местах отнесен к группе физических опасных и вредных производственных факторов. Шум неблагоприятно действуют на организм человека, вызывают головную боль, под его влиянием развивается раздражительность, снижается внимание, замедляются сенсомоторные реакции, повышаются, а при чрезвычайно интенсивном действии понижаются 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 [12].

Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется в соответствии с СП 51.13330.2011 [13].

Характеристикой постоянного шума на рабочих местах являются уровни звукового давления в Дб в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31.5, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 Гц. Допустимым уровнем звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте следует принимать данные из таблицы 26.

Таблица 24 – Допустимые уровни звукового давления

Помещения и рабочие места	Уровень звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц					Уровень звука, дБА
	63	12	26	10	4000	
Помещения управления, рабочие комнаты	79	70	68	55	50	60

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

4.1.2.2. Виброакустические факторы

Гигиеническое нормирование вибраций регламентирует параметры производственной вибрации и правила работы с виброопасными механизмами и оборудованием, ГОСТ 31192.2-2005. Вибрация. измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека [14].

Вибрация определяется следующими основными параметрами:

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

Таблица 25 – Гигиенические нормы вибрации

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

Основными источниками вибрации в центральном пункте сбора нефти являются работающие задвижки, электроприводы, насосные агрегаты.

Методы защиты от вибрации:

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

4.1.2.3. Электромагнитное излучение

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

На производстве имеется множество источников электромагнитных полей (высоко- и низковольтные кабели, шины, трансформаторы тока и

напряжения, распределительные шкафы, шкафы у правления, а также насосные агрегаты, работающие от сети переменного тока).

Согласно СанПиН 2.2.4.1191-03 – Электромагнитные поля в производственных условиях допустимые уровни магнитного поля и длительность пребывания работающих без средств защиты в электрическом поле приведены в таблице 26 [15].

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

После внедрения автоматизированного комплекса, уровень магнитного поля не превышает 400 А/м, а время пребывания обслуживающего персонала не более 2 часов в смену. Трансформаторы (активная часть) – помещены в металлических маслonaполненный бак, вся коммутационная аппаратура устанавливается в металлических шкафах.

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

4.1.3. Анализ опасных факторов

4.1.3.1. Электробезопасность

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

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

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

- рода и величины напряжения и тока;
- частоты электрического тока;
- пути тока через тело человека;
- продолжительности воздействия электрического тока и электромагнитного поля на организм человека;
- условий внешней среды [16].

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

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

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

Контроллерное оборудование, исполнительные нагревательные элементы работают от сети переменного напряжения 220 В и частотой 50 Гц. Данное оборудование подключено через распределительный шкаф. Эти виды оборудования являются потенциальными источниками опасности поражения человека электрическим током. При осмотре, работе, наладке этого оборудования возможен удар током при соприкосновении с токоведущими частями оборудования.

Для обеспечения безопасности в данном случае необходимо установить защитные барьеры или ограждения 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 [16].

4.2. Экологическая безопасность

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

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

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

Воздействия на атмосферу незначительное, т. к. системы автоматики позволяют быстро реагировать на любые утечки, аварии и другие опасные

ситуации. При этом все технологические аппараты оснащены защитными фильтрами.

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

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

4.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

4.3.1. Пожарная безопасность

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

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

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

К основным причинам пожаров на нефтебазах можно отнести следующие:

- переполнение при наливке резервуара, что приводит к предельной концентрации взрывоопасной смеси под верхней крышей резервуара;

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

Пожарная безопасность резервуаров и резервуарных парков в соответствии с требованиями [17] должна обеспечиваться за счет:

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

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

Расчётное время тушения пожара пенным раствором принято в соответствии с ВНПБ 01-01-01 и составляет 15 минут. Продолжительность водотушения (охлаждение горящих резервуаров) составляет 4 часа по СНиП 2.11.03-93 [17].

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

4.4. Особенности законодательного регулирования проектных решений

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

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

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

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

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

эксплуатации отечественных и импортных технических средств, являющихся источниками ЭМП.

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

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

Заключение

В результате выполненной работы была разработана система автоматизированного управления центрального пункта сбора нефти, газа и воды. В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был изучен технологический процесс перекачки нефти на ЦПС. Была разработана структурная и функциональная схема автоматизации ЦПС, позволяющие определить состав необходимого оборудования и количество каналов передачи данных и сигналов.

Системы автоматизации ЦПС, диспетчерского контроля и управления были спроектированы на базе полевых устройств фирмы Rosemount, промышленных контроллеров Siemens SIMATIC S7-300 и программного SCADA-пакета RSview32. В данной выпускной квалификационной работе была разработана схема внешних проводок, позволяющая понять систему передачи сигналов от полевых устройств на щит КИПиА и АРМ оператора и, в случае возникновения неисправностей, устранения ошибок. Для управления технологическим оборудованием и сбором данных были разработаны алгоритмы пуска/останова технологического оборудования и управления сбором данных. Для поддержания давления нефти в трубопроводе на выходе сепаратора был выбран способ регулирования давления (дресселирование) и разработан алгоритм автоматического регулирования давления (разработан ПИД-регулятор). В заключительной части выпускной квалификационной работы были разработаны дерево экранных форм, мнемосхемы входных сепараторов для объекта ЦПС.

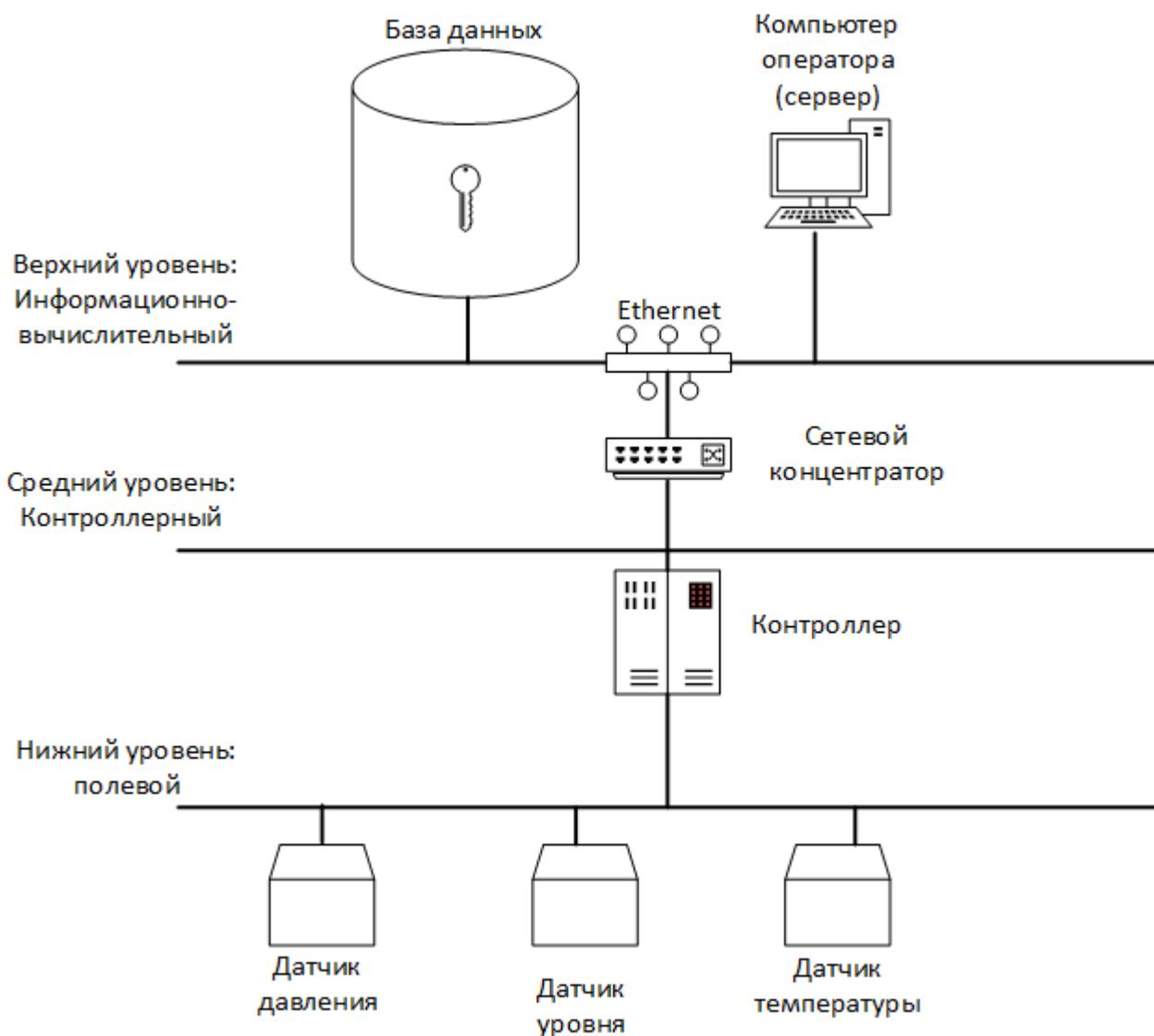
Таким образом, спроектированная САУ ЦПС не только удовлетворяет текущим требованиям к системе автоматизации, но и имеет высокую гибкость, позволяющую изменять и модернизировать разработанную САУ в соответствии с возрастающими в течение всего срока эксплуатации требованиями. Кроме того, SCADA-пакет, который используется на всех уровнях автоматизации ЦПС, позволяет заказчику сократить затраты на обучение персонала и эксплуатацию систем.

Список используемых источников

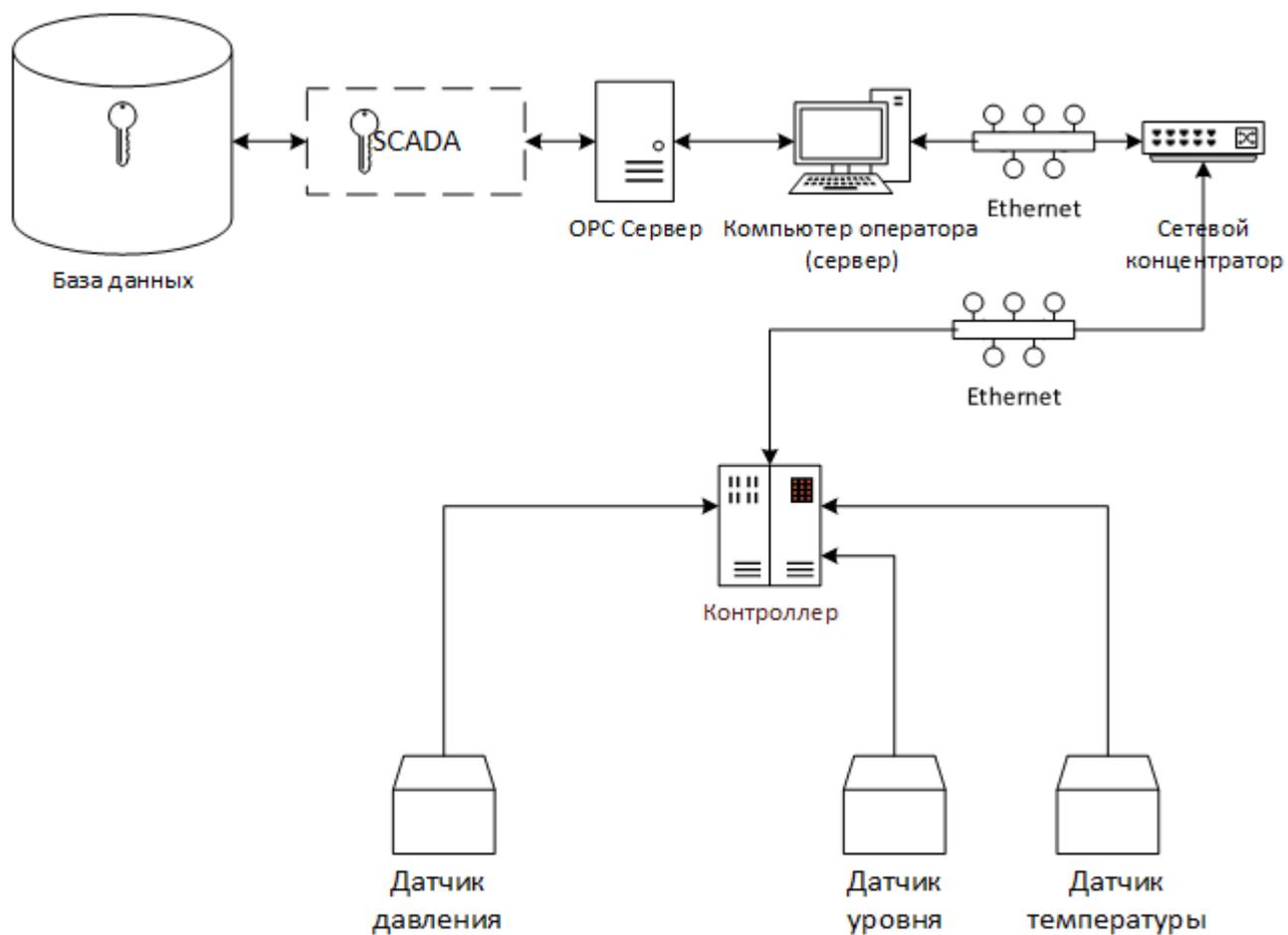
1. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.
2. Ключев А. С., Глазов Б. В., Дубровский А. Х., Ключев А. А.; под ред. А.С. Ключева. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1990. — 464 с.
3. Комиссарчик В.Ф. Автоматическое регулирование технологических процессов: учебное пособие. Тверь 2001. — 247 с.
4. ГОСТ 21.408-93 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов М.: Издательство стандартов, 1995.— 44с.
5. Разработка графических решений проектов СДКУ с учетом требований промышленной эргономики. Альбом типовых экранных форм СДКУ. ОАО «АК Транснефть». — 197 с.
6. Комягин А. Ф., Автоматизация производственных процессов и АСУ ТП газонефтепроводов. Ленинград, 1983. — 376 с.
7. Попович Н. Г., Ковальчук А. В., Красовский Е. П., Автоматизация производственных процессов и установок. — К.: Вицашк. Головное изд-во, 1986. — 311с.
8. Руководство по эксплуатации. — «Частотные преобразователи Danfoss», 2014г. — 187 с
9. <http://klapan.ru>
10. Технологический регламент Центрального пункта сбора и подготовки нефти, газа и воды Западно-Малобалыкского нефтяного месторождения, 2003, - 75 с.
11. ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы. Классификация».

12. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
13. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
14. ГОСТ 31192.2-2005. Вибрация. измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека.
15. СанПиН 2.2.4.1191-03 – Электромагнитные поля в производственных условиях.
16. Гост Р 12.1.019 – 2009. Электробезопасность.
17. СНиП 2.11.03–93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы».

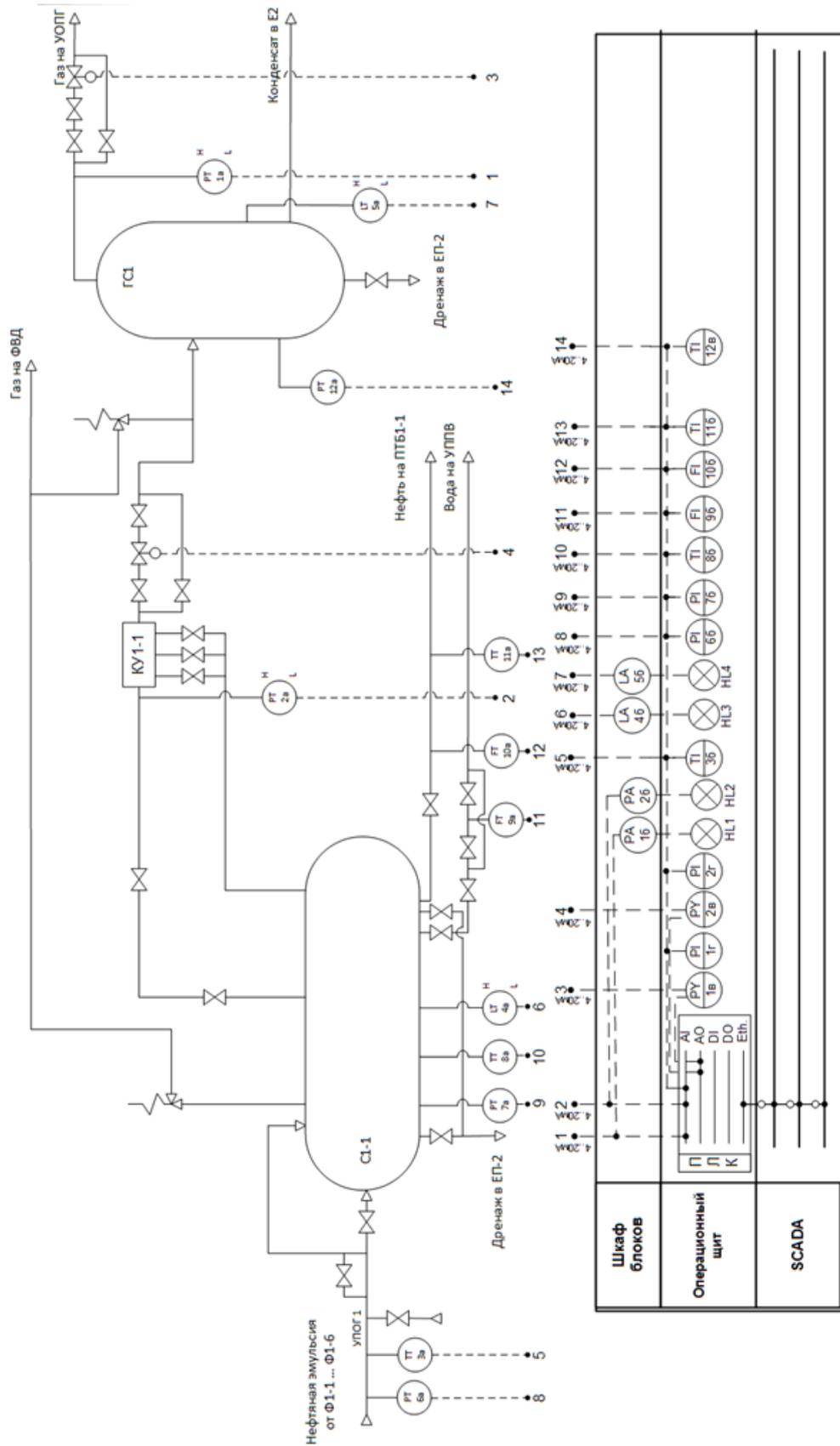
Приложение Б



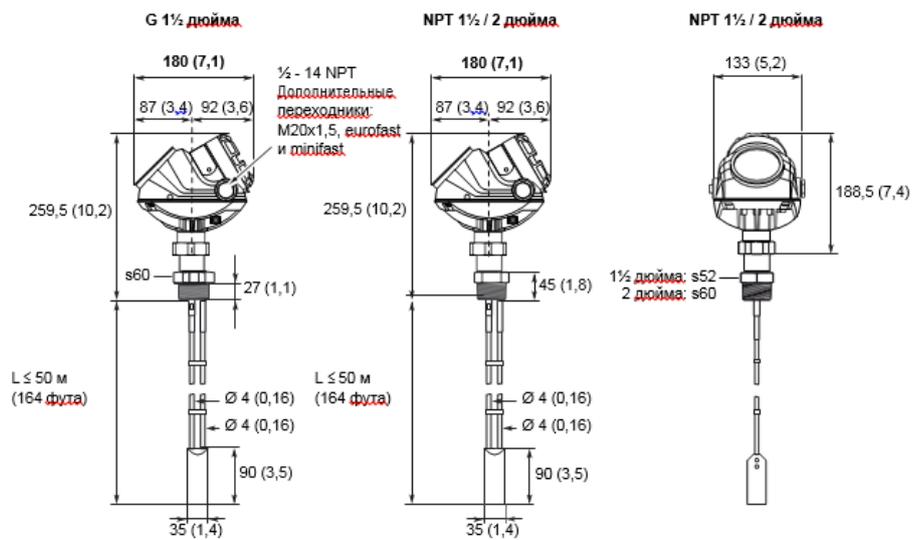
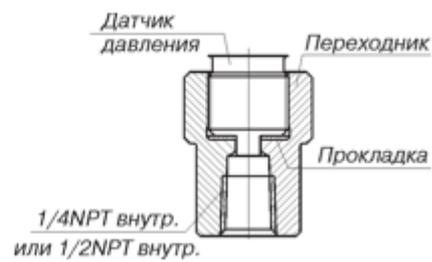
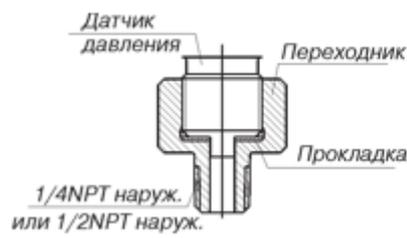
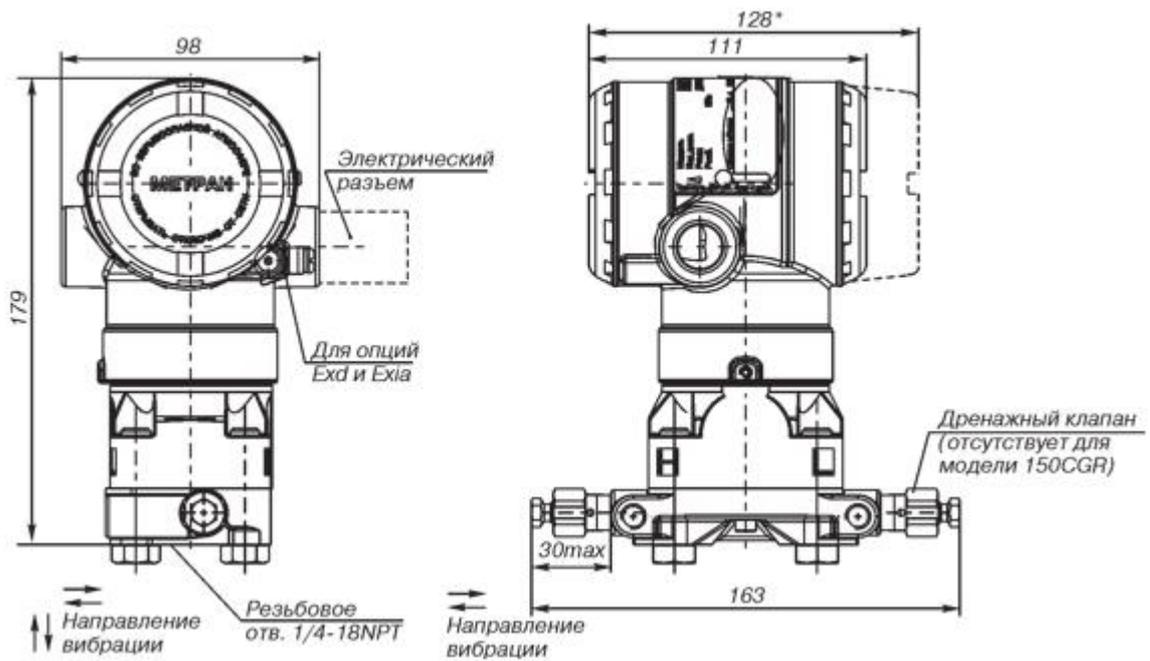
Приложение В

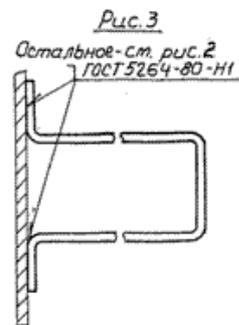
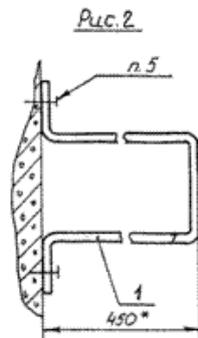
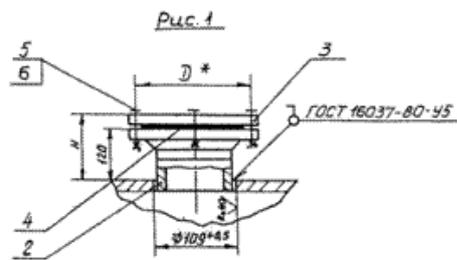
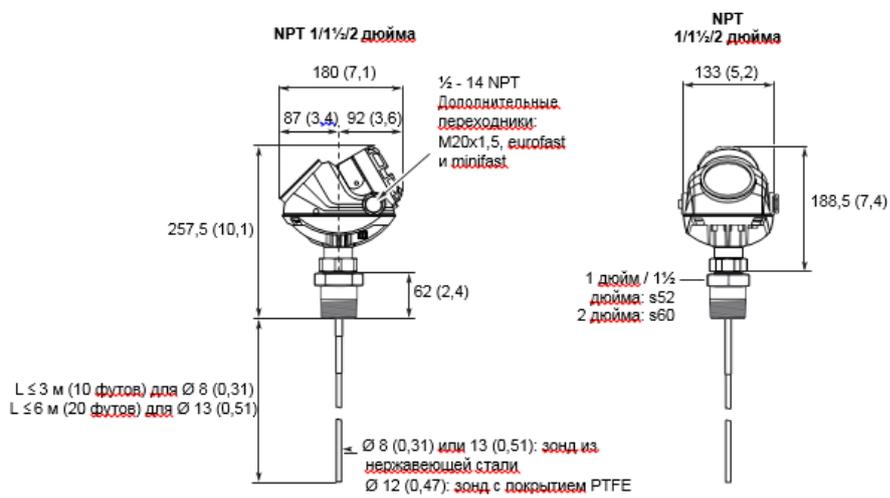


Приложение Г

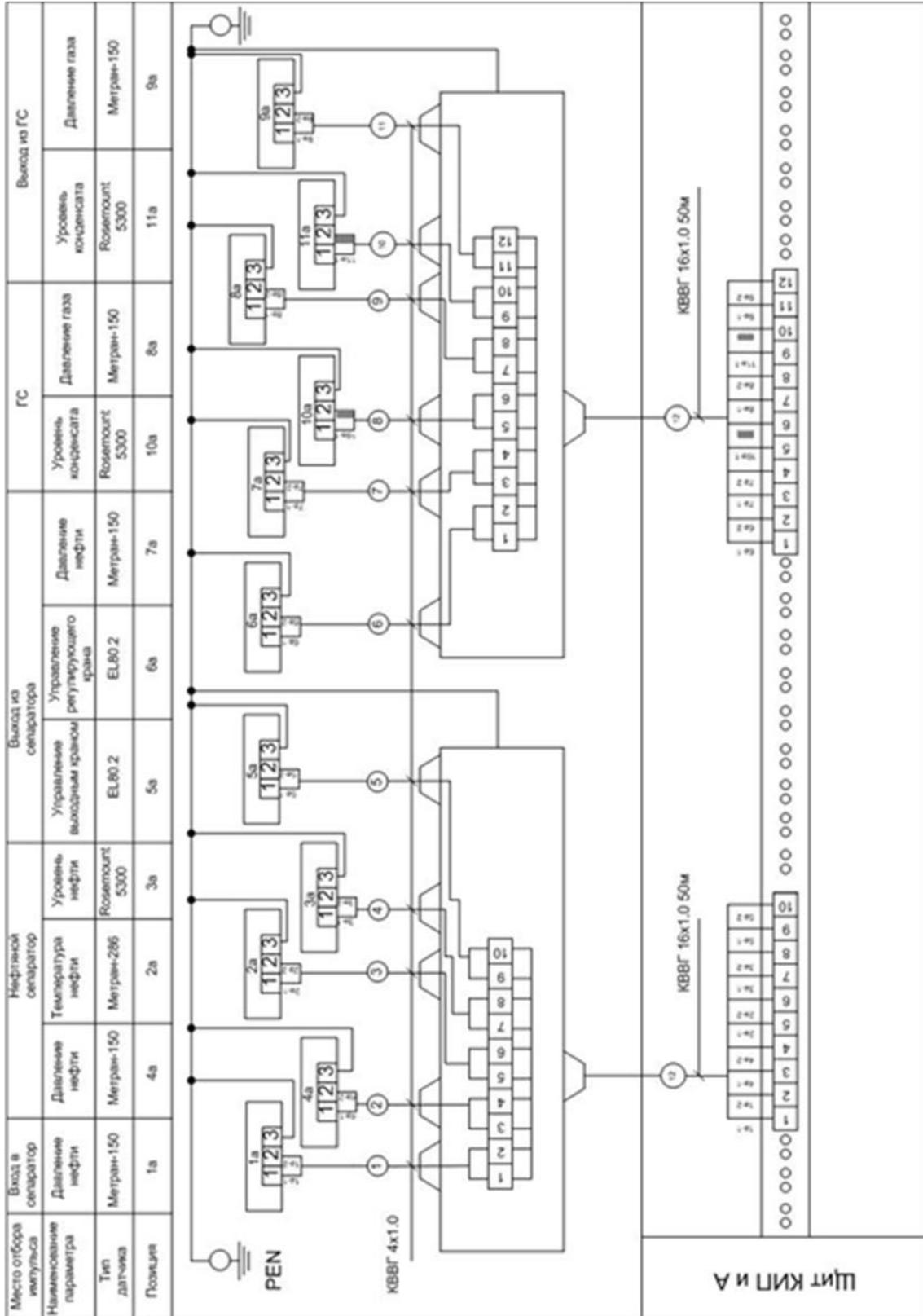


Приложение Д

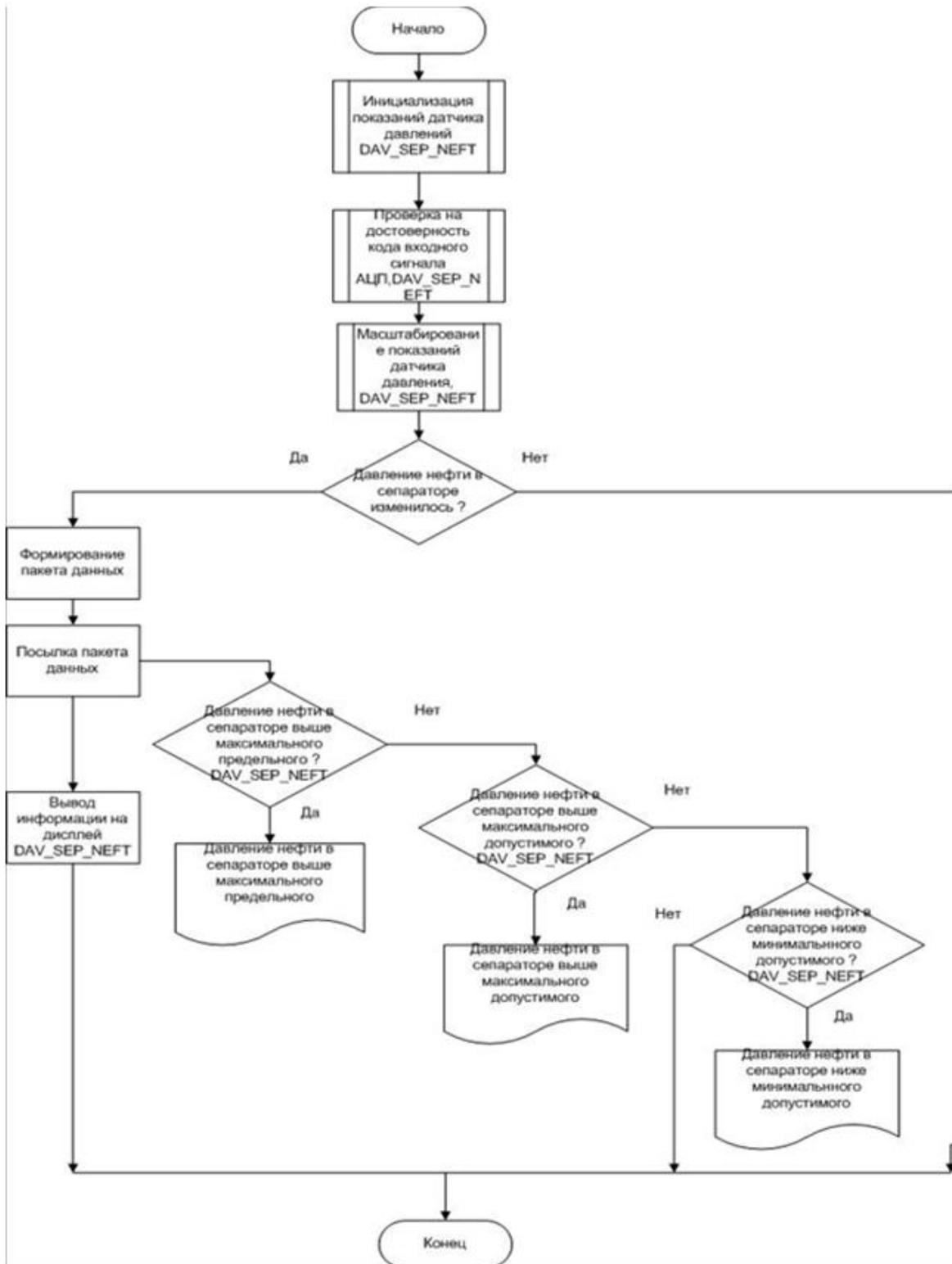




Приложение Е



Приложение Ж



Приложение 3

