

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



Институт электронного обучения  
 Направление подготовки 150304 Автоматизация технологических процессов и производств  
 Кафедра интегрированных компьютерных систем управления

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Разработка системы автоматизированного управления установкой комплексной подготовки нефти</b>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т11	Синиговец Алексей Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ИКСУ	Семенов Николай Михайлович			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Петухов Олег Николаевич	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ЭБЖ	Назаренко Ольга Брониславовна			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Лиепиньш Андрей Вилнисович	к.т.н.		

Томск – 2016 г.

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



Институт электронного образования  
 Направление подготовки (специальность) 150304 Автоматизация технологических процессов и производств

Кафедра интегрированных компьютерных систем управления

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой ИКСУ  
 \_\_\_\_\_ Лиепиньш А.В.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ  
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т11	Синиговец Алексей Александрович

Тема работы:

Разработка системы автоматизированного управления установкой комплексной подготовки нефти

Утверждена приказом директора (дата, номер) от 04.05.2016 3320/С

Срок сдачи студентом выполненной работы: 25.05.2016 г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является УКПН. Режим работы непрерывный. На УКПН осушка и обезвоживание нефти, отделение нефти от газа и воды.</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <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"> <li>1 Описание технологического процесса</li> <li>2 Выбор архитектуры АС</li> <li>3 Разработка структурной схемы АС</li> <li>4 Функциональная схема автоматизации</li> <li>5 Разработка схемы информационных потоков АС</li> <li>6 Выбор средств реализации АС</li> <li>7 Разработка схемы соединения внешних проводов</li> <li>8 Выбор (обоснование) алгоритмов управления АС</li> </ol>

	9 Разработка экранных форм АС
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1 Функциональная схема технологического процесса, выполненная в Visio 2 Перечень входных/выходных сигналов ТП 3 Схема соединения внешних проводок, выполненная в Visio 4 Схема информационных потоков 5 Структурная схема САР локального технологического объекта. 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

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Петухов Олег Николаевич
Социальная ответственность	Назаренко Ольга Брониславовна

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ИКСУ	Семенов Николай Михайлович			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–8Т11	Синиговец Алексей Александрович		

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

---

Институт электронного образования  
Направление подготовки 150304 Автоматизация технологических процессов  
и производств  
Кафедра интегрированных компьютерных систем управления  
Уровень образования – бакалавр  
Период выполнения – весенний семестр 2015/2016 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа
---------------------

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.2016 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.05.2016 г.	Основная часть	60
18.05.2016 г.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
16.05.2016 г.	Социальная ответственность	20

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 99 с., 20 рис., 38 табл., 17 источников, 9 приложений.

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

Объектом исследования является: система автоматизированного управления УКПН.

Цель работы – разработка САУ УКПН, а именно насосной подогревателя и резервуара с использованием ПЛК, на основе SCADA-системы INFINITY.

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

В результате исследования разработана САУ подогревателя.

Область применения: разработанная система может применяться на действующих УКПН, для управления и сбора данных на различных промышленных предприятиях.

Экономическая значимость работы: система позволит увеличить достоверность информации о ТП, повысить точность регулирования температуры в подогревателе и минимизировать влияние человеческого фактора на ТП, тем самым сократить возможные экономические потери, связанные с нарушением ТП УКПН.

**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;

ППЗУ– Программируемое постоянное запоминающее устройство;

АЦП – аналого-цифровой преобразователь;

ЦАП – цифро-аналоговый преобразователь;

УКПН – Установка комплексной подготовки нефти;

КИПиА– контрольно-измерительные приборы и автоматика;

ПАЗ – противоаварийная автоматическая защита;

УСО – устройство сопряжения (связи) с объектом, устройство ввода/вывода.

## Оглавление

РЕФЕРАТ .....	<b>ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.</b>
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ .....	<b>ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.</b>
ВВЕДЕНИЕ .....	10
1 ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ .....	13
1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП .....	13
1.2 Назначение и состав УКПН .....	14
1.3 Требования к автоматике УКПН .....	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 Выбор архитектуры АС .....	21
2.3 Разработка структурной схемы АС .....	25
2.4 Функциональная схема автоматизации .....	27
2.5 Разработка схемы информационных потоков УКПН .....	28
2.6 Выбор средств реализации УКПН .....	32

2.6.1	Выбор контроллерного оборудования УКПН .....	33
2.6.2	Выбор датчиков.....	34
2.6.2.1	Выбор датчика давления.....	34
2.6.2.2	Выбор расходомера .....	35
2.6.2.3	Выбор датчика температуры .....	37
2.6.2.4	Выбор уровнемера .....	38
2.6.2.5	Выбор датчика – сигнализатора уровня.....	42
2.6.3	Нормирование погрешности канала измерения .....	46
2.6.4	Выбор исполнительных механизмов .....	47
2.6.4.1	Выбор регулирующего клапана .....	47
2.7	Разработка схемы внешних проводок.....	51
2.8	Выбор алгоритмов управления АС УКПН.....	52
2.9	Алгоритмы управления .....	53
2.9.1	Алгоритм сбора данных измерений.....	53
2.9.2	Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром. ....	53
2.10	Разработка экранной формы .....	56
2.10.1	Разработка дерева экранных форм.....	57
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....		91
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....		92
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....		95
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....		96
ПРИЛОЖЕНИЕ В .....		97
ПРИЛОЖЕНИЕ Г .....		98
ПРИЛОЖЕНИЕ Д .....		99



ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	100
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж .....	101
ПРИЛОЖЕНИЕ З .....	102
ПРИЛОЖЕНИЕ И .....	102

## **Введение**

Автоматизация – одно из направлений научно-технического прогресса, применение саморегулирующих технических средств, экономико-математических методов и систем управления, освобождающих человека от участия в процессах получения, преобразования, передачи и использования энергии, материалов или информации, существенно уменьшающих степень этого участия или трудоёмкость выполняемых операций. Требуется дополнительное применение датчиков (сенсоров), устройств ввода, управляющих устройств (контроллеров), исполнительных устройств, устройств вывода, использующих электронную технику и методы вычислений, иногда копирующие нервные и мыслительные функции человека.

Автоматизация производства позволяет осуществлять технологические процессы без непосредственного участия обслуживающего персонала. Первоначально осуществлялась лишь частичная автоматизация отдельных операций. В дальнейшем сфера применения автоматизации расширилась как на основные, так и на вспомогательные операции. При полной автоматизации роль обслуживающего персонала ограничивается общим наблюдением за работой оборудования, настройкой и наладкой аппаратуры.

В последнее время функции систем автоматизации непрерывно расширяются. Все чаще в их задачу входит автоматическая перенастройка оборудования при изменении условий работы с целью получения наиболее эффективных, оптимальных режимов работы установок. Увеличивается количество установок, отдельных линий, цехов и даже предприятий, работающих без участия обслуживающего персонала.

В настоящее время различают четыре основные особенности автоматизации, которые обуславливают задачи и цели ее осуществления.

Первой особенностью автоматизации является возможность повышения производительности труда. Наряду с этим все чаще ставится вопрос о повышении качества и надежности производимой продукции.

Вторая особенность автоматизации обусловлена возможностью управления установкой или производственным процессом в опасных, труднодоступных или вообще недоступных для человека сферах (забой горных предприятий, химические реакторы, ядерные двигатели, атомные электростанции, космические приборы и аппараты и др.).

Третья особенность состоит в возможности замены человека машиной при решении задач, требующих трудоемких и длительных вычислений, а также сопоставления полученных результатов и оперативного логического реагирования.

К четвертой особенности относится повышение культурного и профессионального уровня обслуживающего персонала, в результате чего изменяется характер самого труда. Это имеет большое социальное значение и способствует стиранию граней между умственным и физическим трудом.

Различают следующие основные этапы автоматизации.

1. Частичная автоматизация, когда автоматизируются отдельные, не связанные друг с другом, механизмы или установки.

2. Комплексная автоматизация, при которой все операции технологического процесса согласованы друг с другом и выполняются автоматически по определенной заданной программе.

3. Полная автоматизация, когда автоматизируются как основные, так и вспомогательные операции. При этом предусматривается автоматический выбор оптимальных режимов работы машин и оборудования. На данном этапе широко применяется вычислительная техника, используются принципы кибернетики и оптимального управления.

Современный период технического развития характеризуется созданием и внедрением в промышленность автоматизированных систем управления (АСУ), промышленных роботов, а также гибких

производственных систем, объединяющих производственные центры, роботы и манипуляторы, ЭВМ в единую систему, обеспечивающую резкое повышение технико-экономических показателей за счет возможности автоматической перенастройки оборудования в процессе работы для решения изменяющихся производственных задач, роста производительности труда и качества продукции.

# 1 Техническое задание

## 1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП

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

АСУ ТП предназначена для:

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

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

Целями создания АСУ ТП являются:

- обеспечение надежной и безаварийной работы производства;
- стабилизация эксплуатационных показателей технологического оборудования и режимных параметров технологического процесса;
- снижение непроизводительных потерь человеческих, материально-технических и топливно-энергетических ресурсов, сокращение эксплуатационных расходов;
- автоматическая и автоматизированная диагностика оборудования АСУ ТП.

## 1.2 Назначение и состав УКПН

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

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

## 1.3 Требования к автоматике УКПН

Система автоматике УКПН в данной работе должна обеспечивать следующее:

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

1 насосом на выходе резервуара;

2 подогревателем;

– индикацию:

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

В диспетчерскую должна обеспечиваться выдача всей информации о работе УКПН.

#### **1.4 Требования к техническому обеспечению**

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

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

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

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

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

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

2) срок службы не менее 10 лет.

Контроллеры должны иметь модульную архитектуру, позволяющую свободную компоновку каналов ввода/вывода. При необходимости ввода сигналов с датчиков, находящихся во взрывоопасной среде, допускается использовать как модули с искробезопасными входными цепями, так и внешние барьеры искробезопасности, размещаемые в отдельном конструктиве.

### **1.5 Требования к метрологическому обеспечению**

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

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

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

### **1.6 Требования к программному обеспечению**

Программное обеспечение (ПО) АС включает в себя:

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

Набор функций конфигурирования в общем случае должен включать в себя:

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



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

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

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

### **1.7 Требования к математическому обеспечению**

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

### **1.8 Требования к информационному обеспечению**

По результатам проектирования должны быть представлены:

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

В состав информационного обеспечения должны входить:

- унифицированная система электронных документов, выраженная в виде набора форм статистической отчетности;

- распределенная структурированная база данных, хранящая систему объектов;
- средства ведения и управления базами данных.

## 2 Основная часть

### 2.1 Описание технологического процесса

Функциональная схема УКПН приведена в приложении А.

Поступающая из нефтяных и газовых скважин продукция не представляет собой, соответственно, чистые нефть и газ. Из скважин вместе с нефтью поступают пластовая вода, попутный (нефтяной) газ, твердые частицы механических примесей (горных пород, затвердевшего цемента). Технически и экономически целесообразно нефть перед подачей в магистральный нефтепровод подвергать специальной подготовке с целью ее обессоливания, обезвоживания, дегазации, удаления твердых частиц. На установке по подготовке нефти осуществляют в комплексе все технологические операции по ее подготовке. Комплект этого оборудования называется УКПН – установка по комплексной подготовке нефти. Обезвоженная, обессоленная и дегазированная нефть после завершения окончательного контроля поступает в резервуары товарной нефти и затем на головную насосную станцию магистрального нефтепровода.

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

Узел подключения представляет собой коллектор с врезками подводящих трубопроводов с кустовых площадок.

В поступающий поток пластовой жидкости подается химический реагент из установки дозирования химического реагента. Химический реагент предназначен для оптимизации процесса сепарации нефти от пластовой жидкости и попутного газа, а также защиты нефтепроводов от коррозии.

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

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

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

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

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

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

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

Нефть из сепаратора отводится в отстойник нефти.

Нефть из отстойника нефти направляется в сепаратор нефтегазовый концевой.

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

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

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

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

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

## 2.2 Выбор архитектуры АС

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

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

Профили АС включают в себя следующие группы [1]:

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

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

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

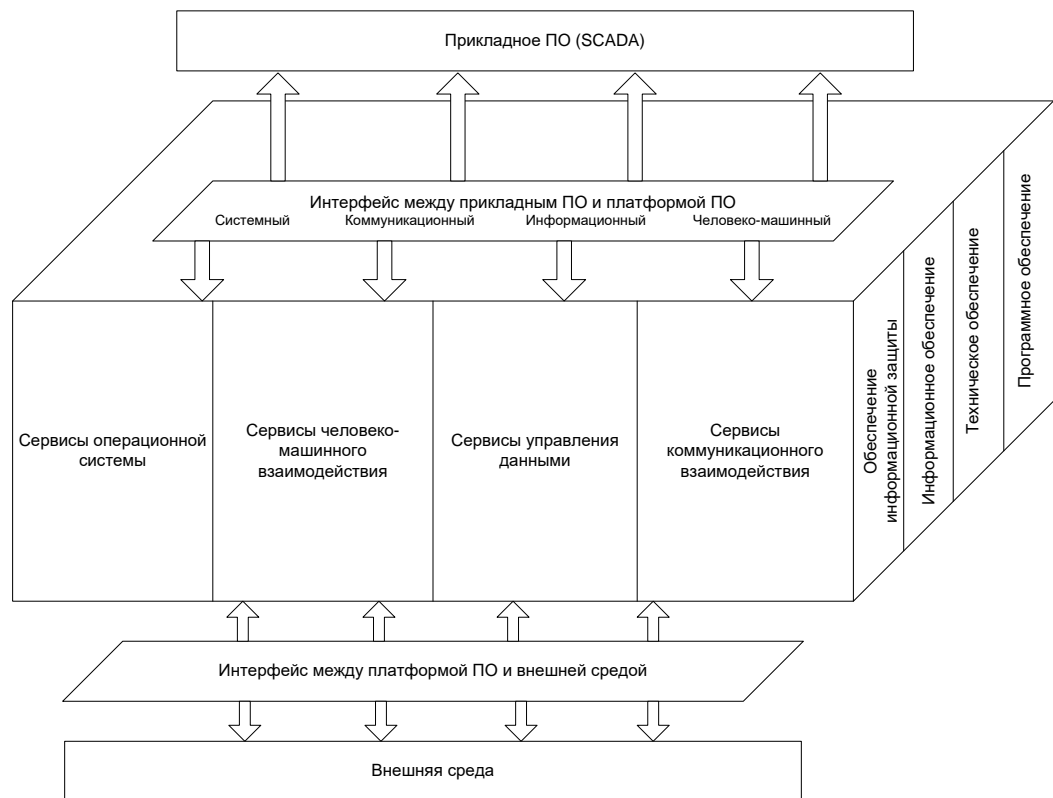


Рисунок 1 – Концептуальная модель архитектуры OSE/RM УКПН

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

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

Уровни связываются (взаимодействуют) между собой через интерфейсы.

Внешней средой АС является полевой уровень АС.

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

Верхний уровень (прикладное ПО) включает в себя SCADA-системы, СУБД и НМИ.

Наиболее актуальными прикладными программными системами АС являются открытые распределенные АС с архитектурой клиент-сервер. Для решения задач взаимодействия клиента с сервером используются стандарты OPC. Суть OPC сводится к следующему: предоставить разработчикам

промышленных программ универсальный интерфейс (набор функций обмена данными с любыми устройствами АС).

На рисунке 2 приведена структура OPC-взаимодействий SCADA УКПН.

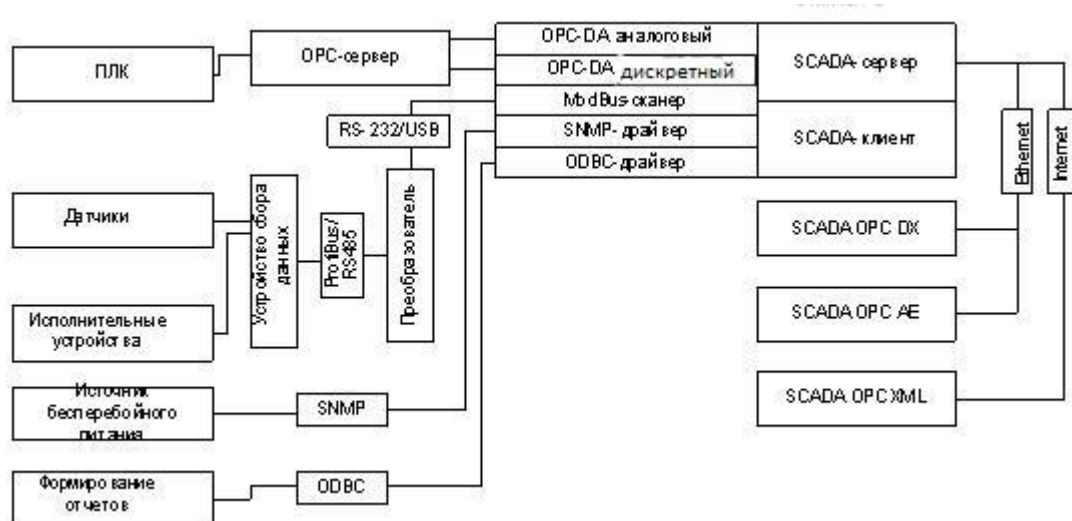


Рисунок 2 – Структура OPC-взаимодействий SCADA УКПН

Взаимодействие ПЛК со SCADA осуществляется посредством OPC-сервера.

Датчики и исполнительные устройства связаны со SCADA посредством унифицированного токового сигнала 4...20 мА. Широко применяется для организации связи промышленного электронного оборудования. Использует для передачи данных последовательные линии связи RS-485, RS-422, RS-232, а также сети TCP/IP. Доступ к устройствам полевого уровня (датчикам, исполнительным устройствам) со всех уровней управления предприятием осуществляется посредством стандарта PROFINET (IEC 61850), который поддерживает практически все существующие сети полевого уровня (PROFIBUS, Ethernet, AS-I, CAN, LonWorks и др.).

Связь источника бесперебойного питания со SCADA осуществляется посредством протокола SNMP, который позволяет контролировать всю сетевую инфраструктуру, управляя сетевым оборудованием различных типов, наблюдать за работой служб OSE/RM и анализировать отчеты по их

работе за заданный период. SNMP предназначен для мониторинга состояния сети АС и управления сетевыми устройствами.

Формирование отчетов, информационный обмен данными в АС строится с использованием протокола ODBC, который позволяет единообразно оперировать с разными источниками данных.

Основными стандартами OPC являются следующие [1]:

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

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

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

- функции администрирования средств безопасности.

Основополагающим документом в области защиты информации в распределенных системах являются рекомендации X.800, принятые МККТТ (сейчас ITU-T) в 1991 г. Подмножество указанных рекомендаций составляет профиль защиты информации в АС с учетом распределения функций защиты информации по уровням концептуальной модели АС и взаимосвязи функций и применяемых механизмов защиты информации.

Профиль инструментальных средств, встроенных в АС, должен отражать решения по выбору методологии и технологии создания, сопровождения и развития конкретной АС. Функциональная область профиля инструментальных средств, встроенных в АС, охватывает функции централизованного управления и администрирования, связанные [1]:

- с контролем производительности и корректности функционирования системы в целом;

- управлением конфигурацией прикладного программного обеспечения, тиражированием версий;

- управлением доступом пользователей к ресурсам системы и конфигурацией ресурсов;

- перенастройкой приложений в связи с изменениями прикладных функций АС;

- настройкой пользовательских интерфейсов (генерация экранных форм и отчетов);

- ведением баз данных системы;

- восстановлением работоспособности системы после сбоев и аварий.

### **2.3 Разработка структурной схемы АС**

Объектом управления является УКПН. В резервуарах осуществляется замер уровня нефти, в подогревателе температуры, а в трубопроводах–давления на всасывании насосного агрегата, также давление и температура

газа, поступающего в печь. Исполнительными устройствами являются клапаны с электроприводом.

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

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

Средний (контроллерный) уровень состоит из локального контроллера.

Верхний (информационно-вычислительный) уровень состоит из коммуникационного контроллера, который играет роль концентратора, а также компьютеров и сервера базы данных, объединенных в локальную сеть Ethernet. На компьютерах диспетчера и операторов установлены операционная система Windows XP и программное обеспечение Trace Mode 6.09.

Обобщенная структура управления АС приведена в приложении Г.

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

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

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

- сбор данных с локальных контроллеров;

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

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

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

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

#### **2.4 Функциональная схема автоматизации**

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

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

автоматизируемого процесса. Оборудование на схеме показывается в виде условных изображений.

При разработке функциональной схемы автоматизации технологического процесса решены следующие задачи:

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

В соответствии с заданием разработаны два варианта функциональных схем 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»;

### **2.5 Разработка схемы информационных потоков УКПН**

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

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

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

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

их источником. Другими словами, она выполняет роль маршрутизатора информационных потоков от систем автоматики и телемеханики к графическим экранным формам АРМ-приложений. На этом уровне из полученных данных ПЛК формирует пакетные потоки информации. Сигналы между контроллерами и между контроллером верхнего уровня и АРМ оператора передаются по протоколу Ethernet.

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

- уровень нефти в резервуаре, мм,
- температура подогревателя, °С,
- температура нефти на входе в подогреватель, °С,
- температура нефти на выходе из подогревателя, °С,
- расход газа поступающего в подогреватель, м<sup>3</sup>/ч,
- давление газа поступающего в подогреватель, МПа,
- давление жидкости на всасывающем трубопроводе, МПа,
- давление газа поступающего в подогреватель, МПа,
- давление нефти на выходе из подогревателя, МПа,

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

AAA\_BBB\_CCCC\_DDDDD,

где

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

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

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

- RZ1 – резервуар РВС-1/1;
- N11 – насос Н-1/1;
- TRB – трубопровод;
- PD1 – подогреватель 1;
- K1 – регулятор давления К1;
- K2 – регулятор давления К2;

3) CCCC – уточнение, не более 4 символов:

- VHOD – входной трубопровод подогреватель;
- VYHD – выходной трубопровод подогреватель;
- GAS – трубопровод с газом;
- AZOT – трубопровод с азотом;
- VSAS – всасывающий коллектор;
- NEFT – нефть;
- OBMТ – обмотка двигателя
- STEN – внутренние стенки печи

4) DDDDD – примечание, не более пять символов:

- REG – регулирование;
- AVARH – верхняя аварийная сигнализация;
- AVARL – нижняя аварийная сигнализация;

– PREDH – верхняя предупредительная сигнализация;

– PREDL – нижняя предупредительная сигнализация.

Знак подчеркивания \_ в данном представлении (табл.2) служит для отделения одной части идентификатора от другой и не несет в себе какого-либо другого смысла.

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

Таблица 2 – кодировка сигналов в SCADA-системе

<b>Кодировка</b>	<b>Расшифровка кодировки</b>
URV_RZ1_NEFT_PREDL	Нижний уровень нефти в резервуаре
URV_RZ1_NEFT_AVARL	Нижний аварийный уровень нефти в резервуаре
URV_RZ1_NEFT_PREDH	Верхний уровень нефти в резервуаре
URV_RZ1_NEFT_AVARH	Верхний аварийный уровень нефти в резервуаре
URV_RZ1_NEFT	Уровень нефти в резервуаре
DAV_N11_VSAS	Давление на всасывающем коллекторе
TEM_N11_OBMT	Температура обмоток двигателя насоса
TEM_TRB_VHOD	Температура поступающей нефти в подогреватель
TEM_TRB_VYHD	Температура подогретой нефти на выходе подогревателя
TEM_PD1_STEN_REG	Управление температурой внутри подогревателя
RAS_TRB_GAS	Расход газа, поступающего в подогреватель
DAV_TRB_GAS	Давление газа, поступающего в подогреватель
DAV_TRB_VYHD	Давление подогретой нефти
DAV_TRB_AZOT	Давление азота, поступающего в

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

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

Отчеты формируются по заданным шаблонам:

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

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

## **2.6 Выбор средств реализации УКПН**

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



Программно-технические средства АС УКПН включают в себя: измерительные и исполнительные устройства, контроллерное оборудование.

Измерительные устройства осуществляют сбор информации о технологическом процессе. Исполнительные устройства преобразуют электрическую энергию в механическую или иную физическую величину для осуществления воздействия на объект управления в соответствии с выбранным алгоритмом управления. Контроллерное оборудование осуществляет выполнение задач вычисления и логических операций.

### 2.6.1 Выбор контроллерного оборудования УКПН

Выбор контроллеров происходил из следующих видов Siemens S7-300, Yokogawa YS1700, ОВЕН ПЛК100, Allen-bradly 1796.

В основе системы автоматизированного управления УКПН будем использовать ПЛК фирмы Yokogawa YS1700.



Рисунок 3 – ПЛК Yokogawa YS1700

Программируемые контроллер, в котором управляющие и вычислительные функции комбинируются пользователем с использованием средств программирования YSS1000. Каждый контроллер YS1700 может одновременно выполнять вычисления для двух видов ПИД-регулирования и генерировать соответствующие сигналы 4-20 мА. Контроллер YS1700 может

также быть использован без программирования, как многофункциональный контроллер. Также цена на внедрение и его обслуживание намного ниже других производителей.

Характеристики:

- Четкий, контрастный цветной ЖК-дисплей.
- Отображение данных в виде численных значений, трендов, гистограмм, отображение сигнализаций и информационных сообщений.
- Различные режимы управления (одноконтурный, каскадный, переключение 2 входов, программируемый (только для YS1700)).
- До 8 аналоговых входов на контроллер (YS1700 с внешней клеммной колодкой).
- Опция прямого входа (прямое подключение термопар, термометров сопротивления, потенциометров и других сигналов).
- Период управления от 0,1 с.
- Программирование с помощью функциональных блоков (только для YS1700).
- Высокая надежность (2 ЦПУ, жесткое ручное управление в случае отказа обоих ЦПУ).
- Защита лицевой панели по IP54.

## **2.6.2 Выбор датчиков**

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

### **2.6.2.1 Выбор датчика давления**

Для измерения давления были рассмотрены следующие виды датчиков:

Метран 150G, Сапфир 22М, Rosemount 3051С, Yokogawa EJX440А.

Выбираем датчик давления Yokogawa EJX440А. Так как у него выходной сигнал 4-20 мА и поддержка протокола HART, в отличии от

Сапфир 22М. Стоимость ниже чем у датчиков Rosemount 3051С и Метран 150G.



Рисунок 4 – Yokogawa EJX440A

Высокоэффективный преобразователь избыточного давления модели EJX440A имеет монокристаллический кремниевый резонансный чувствительный элемент и может быть использован для измерения жидкости, газа или пара. Его выходной сигнал 4–20 мА постоянного тока соответствует величине измеренного давления. Датчик обеспечивает быстрый отклик, позволяет осуществлять дистанционный контроль и установку параметров посредством цифровой связи с BRAIN или HART – коммуникатором, располагает функцией диагностики. Многоточечная технология измерения обеспечивает расширенную диагностику, позволяющую выявлять такие нарушения, как блокировка импульсной линии или поломка теплотрассы. Также можно использовать протокол связи через шину Foundation Fieldbus.

Базовая погрешность  $\pm 0,04$  от шкалы

Верхний предел диапазона измерения 32 МПа.

### ***2.6.2.2 Выбор расходомера***

В ходе работы УКПН, необходимо отслеживать количество газа, подаваемого в печь. Для этого были рассмотрены следующие виды расходомеров:

– Метран 350 Anubar;

- Yokogawa ADMAG AXF;
- Micro Motion R200;

Для работы будем использовать расходомеры Yokogawa ADMAG AXF (рисунок 5), т.к. в соответствии с техническим заданием он удовлетворяет по точности, как и другие, однако он в несколько раз дешевле. Также внедрение оборудования производителя одной фирмы и его обслуживания, обходятся дешевле.



Рисунок 5 – интегрированный расходомер Yokogawa ADMAG AXF

Расходомеры ADMAG предназначены для измерения объема и расхода электропроводящей жидкости или газа и могут применяться в различных отраслях промышленности. Высокая точность приборов позволяет применять их на учетно-расчетных операциях и в качестве рабочих эталонов на проливных установках.

В расходомерах AXF реализован метод 2-частотного возбуждения, свободный от помех, генерируемый рабочей средой.

Функциональные и конструктивные особенности:

1) Простота и удобство эксплуатации:

- Диагностика степени налипания рабочей среды;
- Свободная ориентация электрических соединений;
- Четкая и многофункциональная индикация;
- Параметры быстрой настройки;

2) Расширение специализация изделия:

- Улучшенные характеристики по погрешности измерений;

- Специализация по размеру фланца;
- Различные виды санитарно-технических соединений;

### 3) Расширенные эксплуатационные качества и характеристики

- Метод 2-частотного возбуждения;
- Расширение диапазона работы за счет снижения предела проводимости рабочей среды;
- Высокочастотный импульсный выход;

Технические характеристики:

Точность –  $\pm 0,35\%$  от показания;

Температура окружающей среды –  $-40 \dots 60 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

Выходные сигналы – от 3 до 7 аналоговых и импульсных сигналов (4...20 мА);

Исполнение – взрывозащищенное IP66/67, IP68;

Межповерочный интервал – 5 лет;

#### *2.6.2.3 Выбор датчика температуры*

В процессе работы УКПН необходимо отслеживать температуру в подогревателе, а также подогретой нефти. В качестве датчиков температуры были рассмотрены следующие виды датчиков:

- Метран-274;
- Yokogawa YTA320;
- ОВЕН ТСП РТ100;

Датчики ОВЕН являются самым дешевым вариантом, однако мы будем использовать датчики с более высокой точностью, при этом будем использовать интеллектуальные датчики, с поддержкой протокола HART и выходным сигналом 4-20 мА.



Рисунок 6 – преобразователь температуры Yokogawa YTA320

Преобразователи температуры YTA320 представляют собой высокочастотные измерительные преобразователи температуры, принимающие входные сигналы от термопар, термометров сопротивления, омических или милливольтных устройств постоянного тока и преобразующие их для передачи в виде сигнала 4...20 мА постоянного тока. Модель поддерживает протокол связи BRAIN или HART, а также протокол связи FOUNDATION Fieldbus.

Технические характеристики:

Выход: двухпроводной, 4...20 мА постоянного тока, накладывается протокол BRAIN или HART.

Температура окружающей среды: -40...85 °С

Степень защиты: IP66/67

#### ***2.6.2.4 Выбор уровнемера***

В процессе заполнения и опорожнения резервуара с нефтью (РВС-1) необходимо осуществлять контроль за уровнем нефти в нем. Высота резервуаров с нефтью (РВС-1/1-2) равна 11 920 мм.

В качестве датчиков уровня были рассмотрены следующие виды датчиков:

- Rosemount 5600
- Сапфир ДУ22
- Yokogawa на базе датчиков EJX-A

К резервуарам предъявляется повышенная точность и нужен унифицированный сигнал с протоколом HART, поэтому датчики Сапфир

ДУ22 на не подходят. Преобразователи уровня на базе датчиков давления EJX-A делает конструкцию громоздкой и неудобной, тем более, что прибор нужно устанавливать по месту, а не у оператора. Поэтому выбираем датчик уровня Rosemount 5600.



Рисунок 7 – Rosemount 5600

Уровнемеры 5600 - это интеллектуальные приборы для бесконтактных измерений уровня различных продуктов в резервуарах различных типа и размеров. Благодаря высокой чувствительности уровнемеры 5600 обеспечивают надежные и точные измерения в сложных условиях технологического процесса и могут применяться для измерений уровня продуктов с низкой диэлектрической проницаемостью, работать в широком диапазоне значений температур и давлений, а также обеспечивают высокую гибкость измерений благодаря широкому выбору антенн и материалов. Уровнемеры 5600 просты в обслуживании и управлении, что в совокупности снижает затраты на ввод в эксплуатацию и обслуживание.

Уровнемеры 5600 представляют собой сложные интеллектуальные приборы нового поколения, предназначенные для бесконтактных измерений уровня различных сред в резервуарах любого типа, и рекомендуются для измерений уровня сырой нефти, нефтепродуктов и других материалов, и продуктов: жидких и сыпучих. Благодаря высокой чувствительности и уникальной способности обработки эхо-сигналов, уровнемеры 5600 широко

применяются в сложных условиях технологических процессов. Широкий выбор источников питания постоянного или переменного тока повышает их универсальность при подключении к электрической сети. Уровнемеры 5600 могут применяться как для автономной эксплуатации, так и для работы в составе различных автоматизированных систем управления; поддерживают цифровую архитектуру PlantWeb и оснащены аналоговым выходным сигналом 4-20 мА с наложенным цифровым сигналом по протоколу HART или Modbus, что позволяет встраивать их в системы АСУТП любой сложности. Дополнительно данные уровнемеры могут быть оснащены дисплейной панелью, позволяющей производить настройку, вести оперативный мониторинг измеряемых и вычисляемых величин, и, кроме того, осуществлять контроль температуры внутри резервуара благодаря возможности подключения к ней датчиков температуры

Принцип измерений, реализованный в уровнемерах 5600, основан на методе линейной частотной модуляции (FMCW), который в настоящее время широко применяется в высокоточных радиолокационных уровнемерах, предназначенных для работы в системах коммерческого учета. Излученный радарный импульс отражается от поверхности продукта и, через определенное время, зависящее от скорости распространения и расстояния до поверхности продукта, вновь попадает в приемник. В блоке электроники уровнемера происходит преобразование излученного и принятого сигнала - в результате, на выходе образуется сигнал, частота которого равна разности частот принятого и излученного сигнала. По разности частот определяется расстояние до продукта, а затем вычисляется уровень наполнения резервуара. Используемая радарная технология позволяет применить к обработке сигнала средства спектрального анализа, обеспечивающие высокоэффективное подавление ложных отражений радарного импульса, а также помех, связанных с волнением поверхности измеряемого продукта и загрязнениями антенны уровнемера. Таким образом, можно с высокой



точностью вычислить расстояние до продукта и уровень продукта в резервуаре даже в сложных условиях процесса.

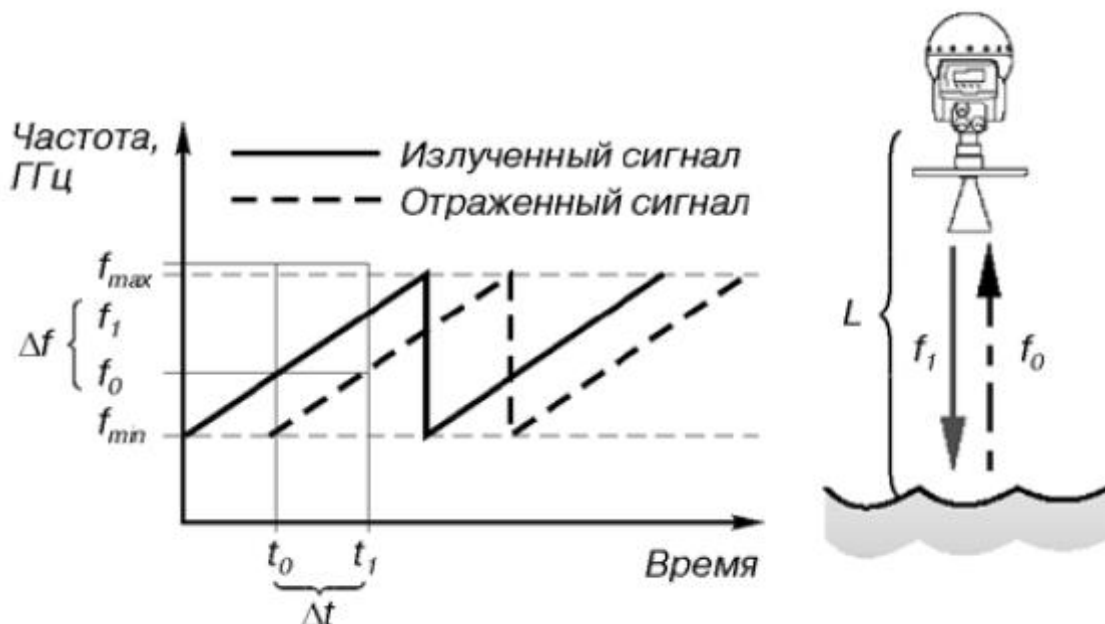


Рисунок 8 – Принцип измерения датчика уровня Rosemount 5600

Уровнемеры 5600 используют рабочую частоту 10 ГГц, что способствует снижению чувствительности к воздействию пара, пены и загрязнению антенны. Угол излучения при этом постоянно остается небольшим, что позволяет свести к минимуму вероятность возникновения ложных отражений от стенок и прочих объектов, находящихся внутри резервуара и являющихся источниками помех. Это позволяет минимизировать требования к установке прибора на резервуаре.

С условием использования конической антенны размеры будут следующие: ширина пространства для обслуживания  $A = 550$  мм, высота пространства для обслуживания  $B = 650$  мм, наклон не более  $C = 1^\circ$ , минимальное расстояние до стен и резервуара  $D = 600$  мм.

Габаритные и установочные размеры показаны на рисунке 9:

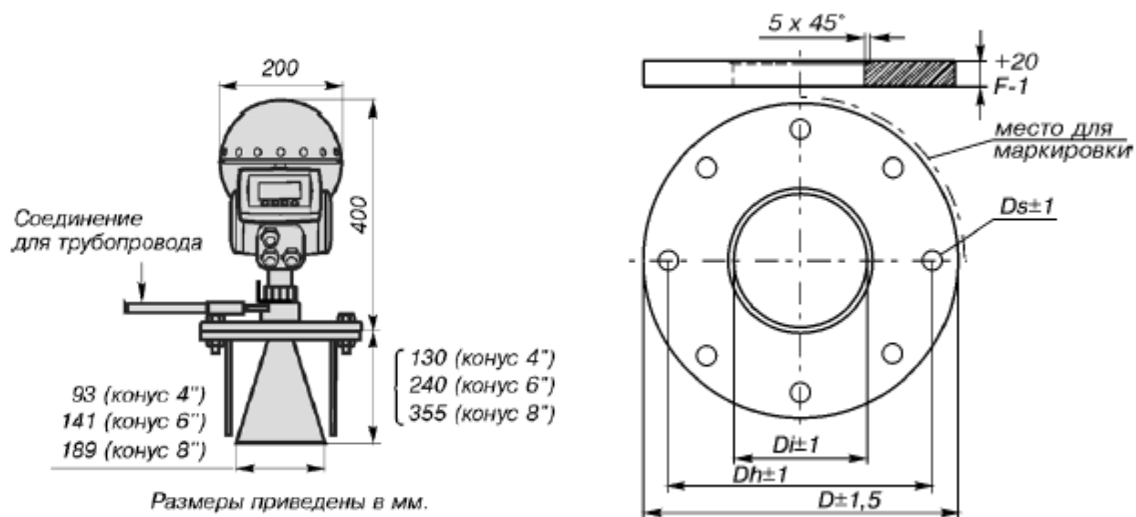


Рисунок 9 – Габаритные и установочные размеры

### 1.1.1.1 Выбор датчика – сигнализатора уровня

При больших скоростях наполнения на резервуаре дополнительно устанавливается сигнализатор предельного уровня, подающий сигнал при заполнении резервуара. Этот сигнал может использоваться для автоматического отключения насосов, а также для открытия и закрытия задвижек на трубопроводных коммуникациях. Кроме аварийного сигнала схемой автоматизации резервуара предусматривается подача предупредительных сигналов о достижении нижнего и верхнего уровней от датчиков-сигнализаторов уровня. Высота резервуара с нефтью (РВС-1/1,2) равна 11 920 мм.

Для сигнализации уровня будем использовать датчик вибрационный сигнализатор уровня жидкости Rosemount 2120 (рисунок 10).



Рисунок 10 – сигнализатор уровня жидкости Rosemount 2120

Прибор обладает следующими отличительными особенностями:

- Точность измерения практически не зависит от влияния течения, пузырьков, турбулентности, пены, вибрации, твердых частиц, покрытия, свойств жидкости и колебания характеристик среды;
- Отсутствие необходимости в калибровке, минимальный объем работ при монтаже
- Удобный доступ к клеммам и устройствам электрозащиты;
- Отсутствие подвижных деталей и щелевых отверстий, благодаря чему прибор практически не требует технического обслуживания;
- Светодиодный индикатор для отображения состояния и режима работы прибора;
- Регулируемая задержка переключения программируется для работы в условиях турбулентности и разбрызгивания;
- Магнитная контрольная точка для быстрого тестирования работы
- Длина вилки со всеми установленными удлинительными элементами до 157,5 дюйма (4 м);
- Конструкция вилки обеспечивает быстрое стекание с нее измеряемой среды и благодаря этому уменьшенное время отклика;

- Выпускаются следующие варианты исполнения: для зон общего назначения, взрывобезопасный/взрывонепроницаемый и искробезопасный варианты.

Сигнализатор Rosemount 2120 работает по принципу камертона. Пьезоэлектрический кристалл возбуждает колебания камертонной вилки с ее собственной частотой. Изменение этой частоты непрерывно отслеживается. Частота колебаний сенсора с вибрирующей вилкой изменяется в зависимости от среды, в которую он погружен. (Чем плотнее жидкость, тем ниже частота.)

В случае использования сигнализатора для формирования сигнала низкого уровня при падении уровня жидкости в резервуаре или трубопроводе ниже уровня вилки происходит изменение собственной частоты колебаний вилки. Данное изменение обнаруживается электронным модулем, который переключает выходное состояние прибора.

При использовании сигнализатора Rosemount 2120 для формирования сигнала высокого уровня изменение выходного состояния прибора происходит при повышении уровня в резервуаре или трубопроводе и контакте среды с вилкой.

Конструкция сигнализатора уровня приведена на рисунке 11:



Рисунок 11 – Конструкция сигнализатора уровня жидкости Rosemount

Схема, показывающая точку переключения при наполнении резервуара приведена на рисунке 12:

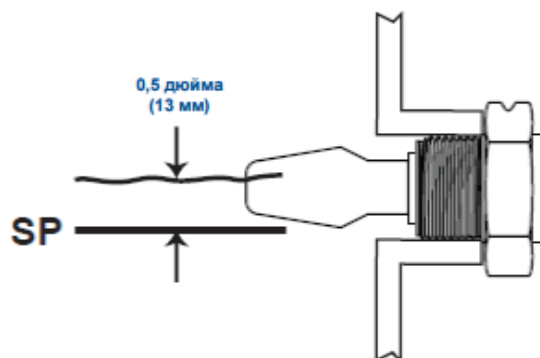


Рисунок 12 – точка переключения при наполнении

Устанавливать сигнализатор следует так, чтобы обеспечивалась возможность его демонтажа. Для демонтажа крышки прибора требуется зазор шириной не менее 30 мм. Необходимо также предусмотреть достаточное пространство для электрического подключения прибора. Корпус из стеклонеполненного нейлона можно поворачивать для упрощения подключения кабелей. Вращение металлических корпусов не предусмотрено.

Перед затягиванием крышки убедиться, что уплотнительное кольцо корпуса установлено ровно, после чего надежно затянуть крышку для обеспечения герметичности прибора.

Наиболее эффективным методом заземления металлического корпуса является его непосредственное соединение с заземляющей шиной с минимальным полным сопротивлением.

Пример монтажа сигнализатора высокого и низкого уровня показан на рисунке 13. «А»- сухой контакт, «В» - мокрый:



Рисунок 13 – пример монтажа сигнализатора

### 2.6.3 Нормирование погрешности канала измерения

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

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

Расчет допустимой погрешности измерения расходомера производится по формуле

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

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

$\delta_2$  – погрешность передачи по каналу измерений;

$\delta_3$  – погрешность, вносимая АЦП;

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

Погрешность, вносимая двенадцатиразрядным АЦП, рассчитывается следующим образом:

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

Погрешность передачи по каналу измерений устанавливается рекомендациями:

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

При расчете учитываются также дополнительные погрешности, вызванные влиянием:

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

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

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

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

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

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

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

Следовательно, допускаемая основная погрешность расходомера должна не превышать

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

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

## **2.6.4 Выбор исполнительных механизмов**

### **2.6.4.1 Выбор регулирующего клапана**

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

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

В процессе перекачки нефти необходимо регулировать давление на выходе ПНС таким образом, чтобы оно было не выше заданного исходя из условий прочности трубопровода и не ниже заданного давления на входе в МНС с учетом потери давления при прохождении через УУН исходя из условий кавитации насоса. В качестве исполнительного механизма для регулирования давления нефти будем использовать клапан с электроприводом.

В качестве способа регулирования давления будем использовать метод дросселирования (рисунок 14). РЕ-РТ-РС-РУ– контур регулирования давления (Р).

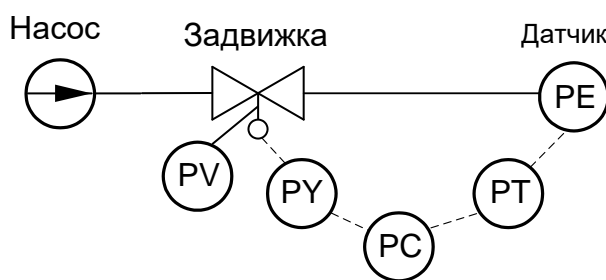


Рисунок 14 – метод дросселирования потока

Для быстрого и плавного изменения величины давления в настоящее время наибольшее распространение получил метод дросселирования потока. Дросселирующим устройством может служить задвижка (кран, вентиль) или специальная шайба. Применяются также дроссельные втулки.

Для дросселирования используют задвижку только на напорном трубопроводе насоса, но не на всасывающем. Дросселирование всасывающей задвижкой увеличит сопротивление линии всасывания и может вывести насос на режим кавитации.

Регулирование подачи задвижкой удобно тем, что с ее помощью можно быстро изменить режим работы насоса в зависимости от обстоятельств, т. е. если насос работает в переменном режиме. В то же время,



если требуется какая-то определенная подача, то после остановки насос необходимо снова регулировать, выводя его на заданный режим работы. В этом случае следует применять дроссельную шайбу, которая обеспечит постоянный перепад давления (при постоянном расходе).

Выбран конструкционный тип клапана – клеточно-плунжерный регулирующие-отсечной типа КМР.

Пропускную способность клапана  $Kv$  ( $\text{м}^3/\text{час}$ ) рассчитывают по формуле:

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

где  $\Delta p_0$  – потеря давления на клапане (ее принимают равной 1  $\text{кгс}/\text{см}^2$ );

$\Delta p$  – изменение давления в трубопроводе до и после клапана;

$\rho$  – плотность среды ( $\text{кг}/\text{м}^3$ );

$\rho_0 = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3$  – плотность воды (в соответствии с определением значения  $Kv$ ).

Исходными данными для расчета пропускной способности являются следующие:

$\Delta p_0$  – потеря давления на клапане принята равной 1  $\text{кгс}/\text{см}^2$ ;

$\Delta p$  – изменение давления в трубопроводе 0,5  $\text{кгс}/\text{см}^2$ ;

$\rho$  – плотность нефти 838  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$Q_{\max}$  – максимальное значение расхода 480  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

Расчетная пропускная способность клапана должна быть не менее 621  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

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

В качестве регулирующего клапана будет использоваться клапан регулирующей седельной проходной VS2 (рисунок 15):



Рисунок 15 – клапан, регулирующий VS2

При монтаже клапана необходимо убедиться, чтобы направление движения регулируемой среды совпадало с направлением стрелки на его корпусе. Необходимо предусмотреть достаточное пространство вокруг клапана с электроприводом для их демонтажа и обслуживания.

Габаритные размеры приведены на рисунке 16:

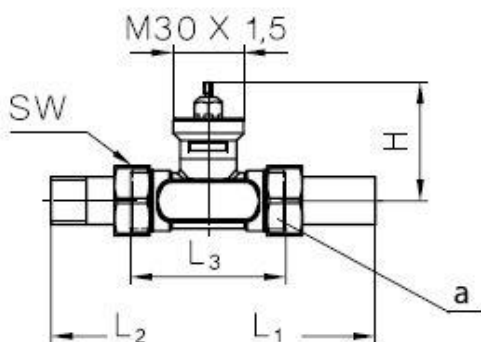


Рисунок 16 – габаритные размеры

Для управления клапана выбран редукторный электропривод АМЕ 10 (рисунок 17):



Рисунок 17 – редукторный электропривод АМЕ 10

Технические характеристики привода приведены в таблице 14.

Таблица 14 – технические характеристики привода

Техническая характеристика	Значение
Тип сигнала управления	4-20 мА
Класс защиты	IP 67
Тип двигателя	Асинхронный
Температурный диапазон, °С	От -40 ... до +90

### 2.7 Разработка схемы внешних проводов

Схема внешней проводки приведена в приложении Д. Первичные и вне щитовые приборы включают в себя уровнемер Rosemount 5600, расположенный на резервуаре РВС-1, расходомер Yokogawa ADMAG AXF, расположенный на входе в подогреватель, сигнализаторы уровня нефти Rosemount 2120, расположенные на резервуаре РВС-1, датчики температуры Yokogawa YTA320, расположенные в трубопроводах до и после подогревателя, в самом подогревателе и на насосе, датчики давления Yokogawa EJX440A, расположенные в всасывающих коллекторах до насосов, на трубопроводе с газом, с азотом, на трубопроводе после подогревателя. Уровнемер имеет встроенный преобразователь излученного и принятого сигнала. Таким образом, на выходе уровнемера имеется унифицированный токовый сигнал 4...20 мА. В расходомерах сигнал с диафрагмы преобразуется в унифицированный токовый сигнал 4...20 мА.

Сигнализаторы работают в двух режимах: «сухой» и «мокрый» контакты. В режиме «сухой» контакт при погружении вилки сигнализатора в жидкость, контакты замыкаются, а при извлечении вилки из жидкости контакты коммутируются. В режиме «мокрый» контакт при погружении вилки сигнализатора в жидкость, контакты замыкаются, а при извлечении вилки из жидкости контакты размыкаются. На выходе датчика температуры токовый сигнал 4...20 мА. Датчик давления имеет встроенный преобразователь сигнала, таким образом, на выходе имеем токовый сигнал 4...20 мА.

Для передачи сигналов от уровнемера, датчиков давления, датчиков температуры и расходомеров на щит КИПиА используются по три провода, а

для сигнализаторов – два провода. В качестве кабеля выбран КВВГ. Это – кабель с медными токопроводящими жилами с пластмассовой изоляцией в пластмассовой оболочке, с защитным покровом и предназначен для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам и распределительным устройствам номинальным переменным напряжением до 660 В частотой до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В при температуре окружающей среды от  $-50^{\circ}\text{C}$  до  $+50^{\circ}\text{C}$ . Медные токопроводящие жилы кабелей КВВГ выполнены однопроволочными. Изолированные жилы скручены. Кабель прокладывается в трубе диаметром 20 мм.

## 2.8 Выбор алгоритмов управления АС УКПН

В автоматизированной системе на разных уровнях управления используются различные алгоритмы:

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

В данном курсовом проекте разработаны следующие алгоритмы АС:

- алгоритм сбора данных измерений,
- алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

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

## **2.9 Алгоритмы управления**

### **2.9.1 Алгоритм сбора данных измерений**

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

### **2.9.2 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром.**

В процессе работы УКПН необходимо поддерживать температуру в подогревателе, чтобы она не превышала заданного уровня, исходя из условий технологического процесса, и не падало ниже заданного уровня. Поэтому в качестве регулируемого параметра технологического процесса выбираем температуру в подогревателе. В качестве алгоритма регулирования будем использовать алгоритм ПИД регулирования, который позволяет обеспечить хорошее качество регулирования, достаточно малое время выхода на режим и невысокую чувствительность к внешним возмущениям.

Структурная схема АСУ подогревателя представлена в приложении Ж. Данная схема состоит из следующих основных элементов: задание, ПЛК с ПИД-регулятором, регулирующей орган, объект управления.

Функциональная схема системы поддержания температуры в подогревателе приведена на рисунке 18:

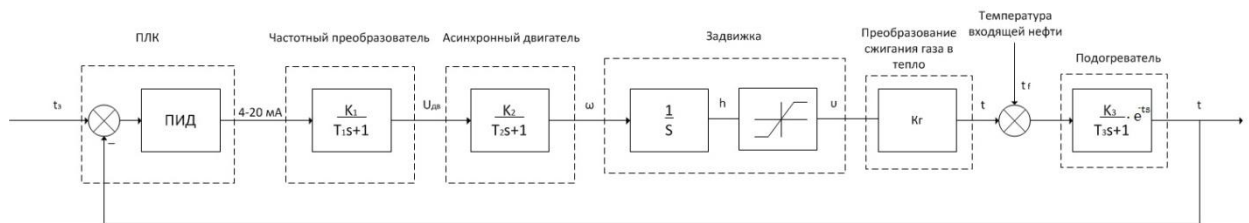


Рисунок 18 – функциональная схема поддержания температуры

Объектом управления является подогреватель. С панели оператора задается температура, которую необходимо поддерживать в подогревателе. Далее эта температура подается на ПЛК. В ПЛК также подается значение с датчика температуры, происходит сравнение значений, и формируется выходной токовый сигнал. Этот сигнал подается на преобразователь, на выходе которого имеет напряжение питания электропривода задвижки. Задвижка с электроприводом преобразует электрическую энергию в поступательное движение штока задвижки, в результате чего происходит изменение температуры в печи.

Линеаризованная модель системы управления описывается следующим набором уравнений.

Частотный преобразователь:

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

Задвижка с электроприводом:

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

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

Подогреватель и преобразование газа в тепло:

$$v = k\varphi$$

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

Здесь:

$I$  – токовый сигнал управления;

$f$  – частота напряжения подаваемого на статор;

$\omega$  – угловая скорость двигателя;

ц – перемещение заслонки;

х – выделяемое тепло при сжигании газа;

и – температура в подогревателе;

Исходные данные приведены в таблице 15:

Таблица 15 – Исходные данные для моделирования

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

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

Модель в Simulink представлена в приложении 3. Модель с выделенными блоками показана на рисунке 19:

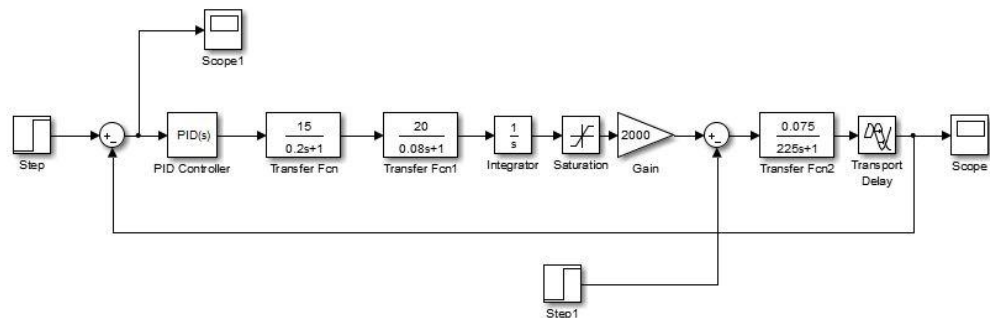


Рисунок 19 – модель АСУ УКПН

График переходного процесса САР можем наблюдать на рисунке 20:

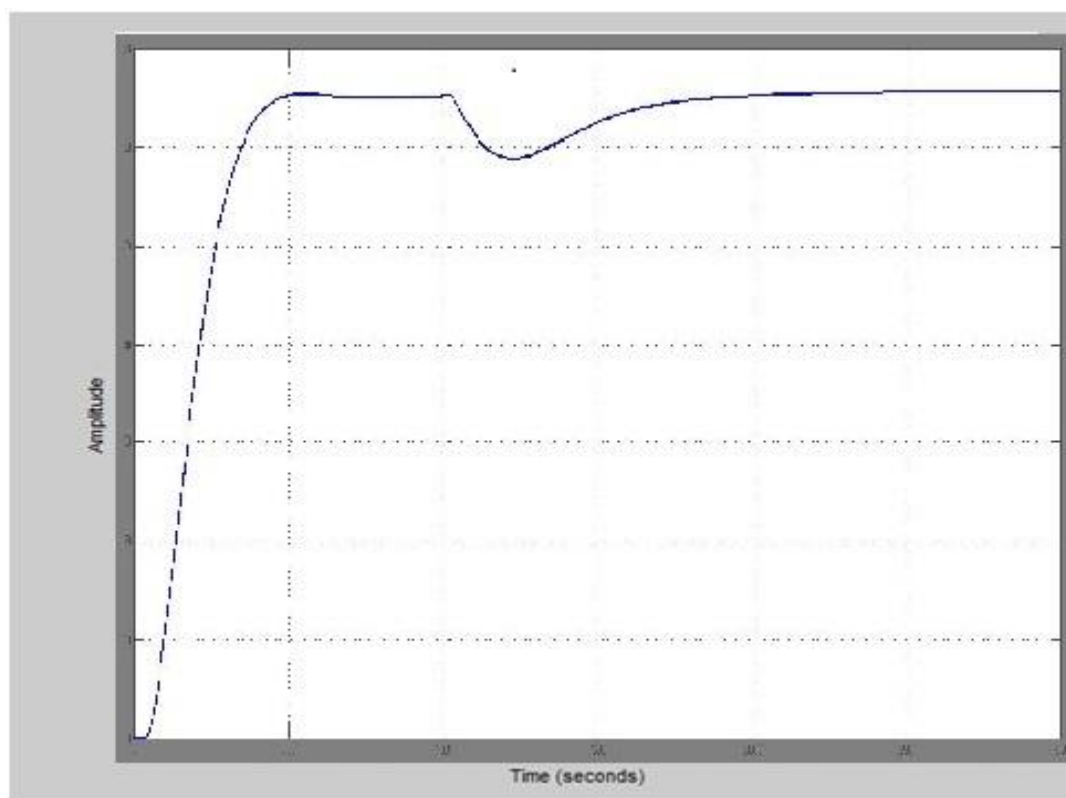


Рисунок 20 – График переходного процесса

## 2.10 Разработка экранной формы

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



### 2.10.1 Разработка дерева экранных форм

Дерево экранных форм приведено в приложении К.

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

## Заключение

В результате выполненной работы была разработана система автоматизированного управления УКПН. В ходе выпускной квалификационной работы был изучен технологический процесс работы УКПН. Были разработаны структурная и функциональная схемы автоматизации УКПН, позволяющие определить состав необходимого оборудования и количество каналов передачи данных и сигналов. Системы автоматизации УКПН, диспетчерского контроля и управления были спроектированы на базе полевых устройств фирмы Rosemount, промышленных контроллеров Siemens SIMATIC S7-300 и программного SCADA-пакета Infinity. В данном курсовом проекте была разработана схема внешних проводок, позволяющая понять систему передачи сигналов от полевых устройств на щит КИПиА и АРМ оператора и, в случае возникновения неисправностей, легко их устранить. Для управления технологическим оборудованием и сбором данных были разработаны алгоритмы пуска/останова технологического оборудования и управления сбором данных. Для разработанных алгоритмов было разработано программное обеспечение для ПЛК с помощью программной среды Siemens Step7. Для поддержания давления нефти в трубопроводе на выходе подпорной насосной станции был выбран способ регулирования давления (дросселирование) и разработан алгоритм автоматического регулирования давления (разработан ПИД-регулятор). В заключительной части выпускной квалификационной работы были разработаны дерево экранных форм, мнемосхемы УКПН.

Таким образом, спроектированная САУ УКПН 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 требованиям. Кроме того, SCADA-пакет, который

используется на всех уровнях автоматизации УТПН, 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. – 280с.
2. Клюев А. С., Глазов Б. В., Дубровский А. Х., Клюев А. А.; под ред. А.С. Клюева. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 464 с.
3. Комиссарчик В.Ф. Автоматическое регулирование технологических процессов: учебное пособие. Тверь 2001. – 247 с.
4. ГОСТ 21.408-13 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов М.: Издательство стандартов, 1995. – 44с.
5. Разработка графических решений проектов СДКУ с учетом требований промышленной эргономики. Альбом типовых экранных форм СДКУ. ОАО «АК Транснефть». – 197 с.
6. Комягин А. Ф., Автоматизация производственных процессов и АСУ ТП газонефтепроводов. Ленинград, 1983. – 376 с.
7. Попович Н. Г., Ковальчук А. В., Красовский Е. П., Автоматизация производственных процессов и установок. – К.: Вища шк. Головное изд-во, 1986. – 311с.
8. СанПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. М.: Минздрав России, 1997.
9. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278 – 03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. М.: Минздрав России, 2003.
10. СП 52.13330.2011 Свод правил. Естественное и искусственное освещение.
11. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.

12. СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.

13. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды: учебник для вузов. – М.: Изд-во Юрайт, 2013. – 671с.

14. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

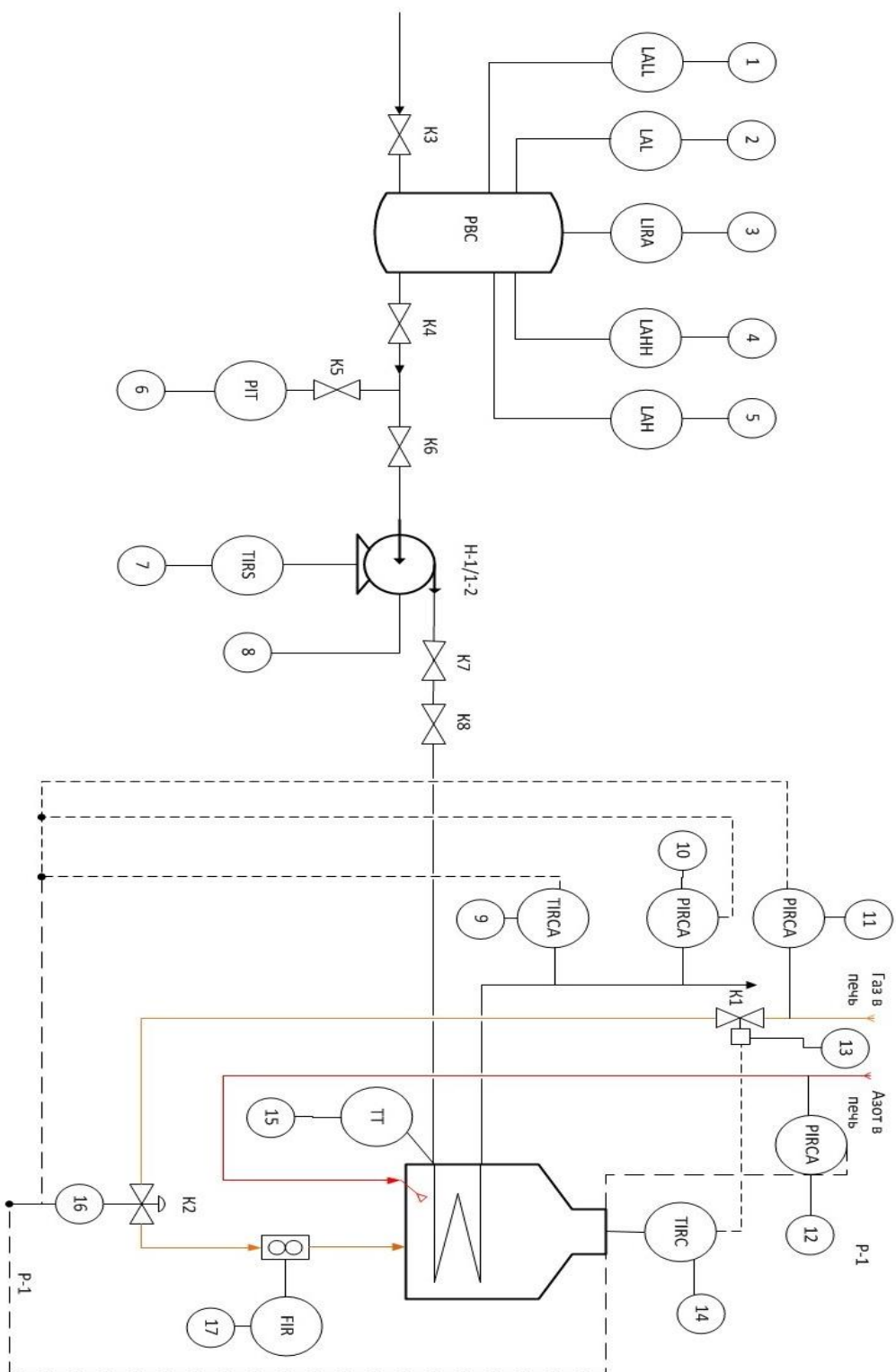
15. ГОСТ 12.1.004-91 «Основы противопожарной защиты предприятий»;

16. ГОСТ 12.2.032-78 «ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»;

17. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ.

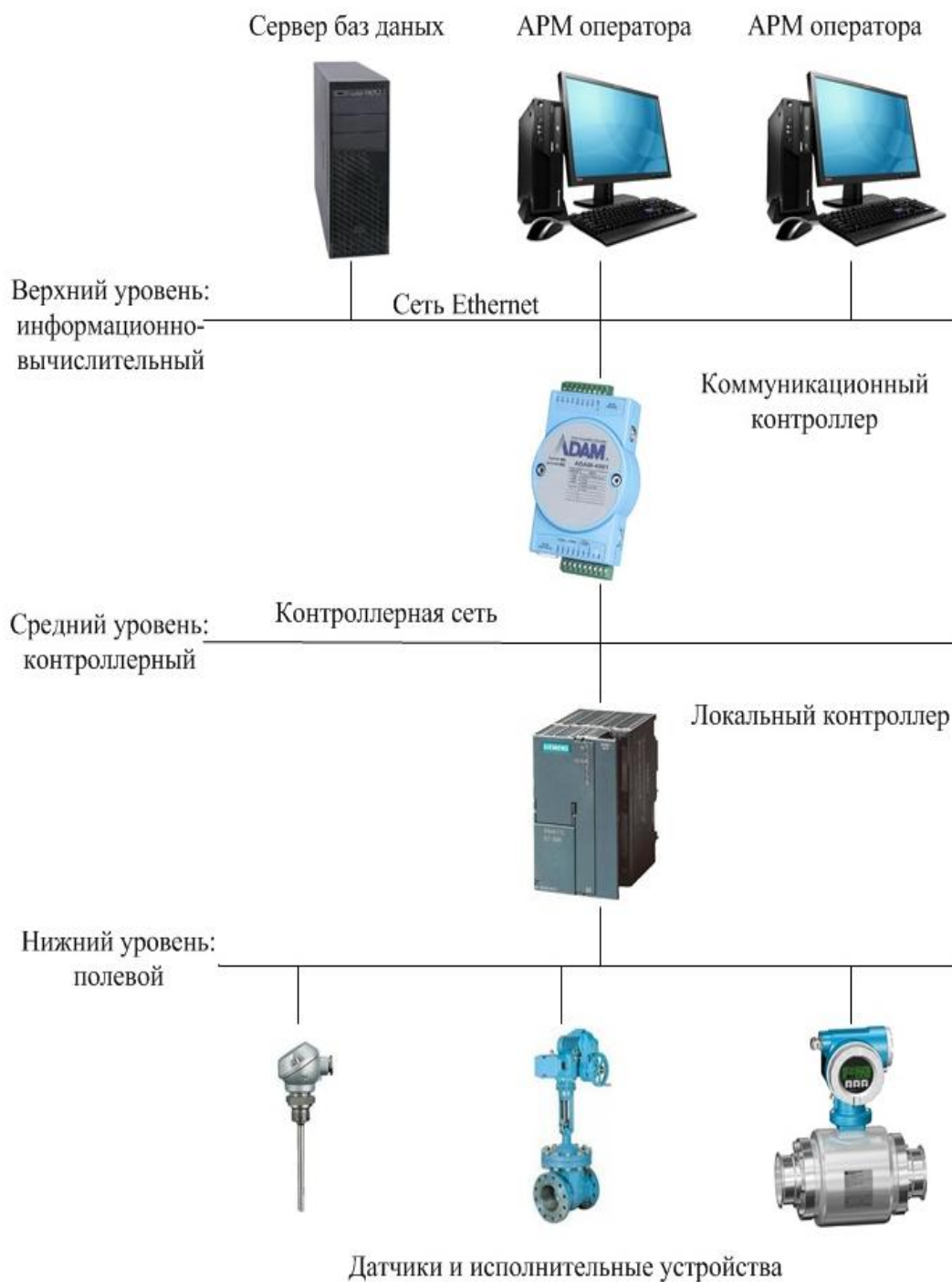
# Приложение А

## функциональная схема УКПН



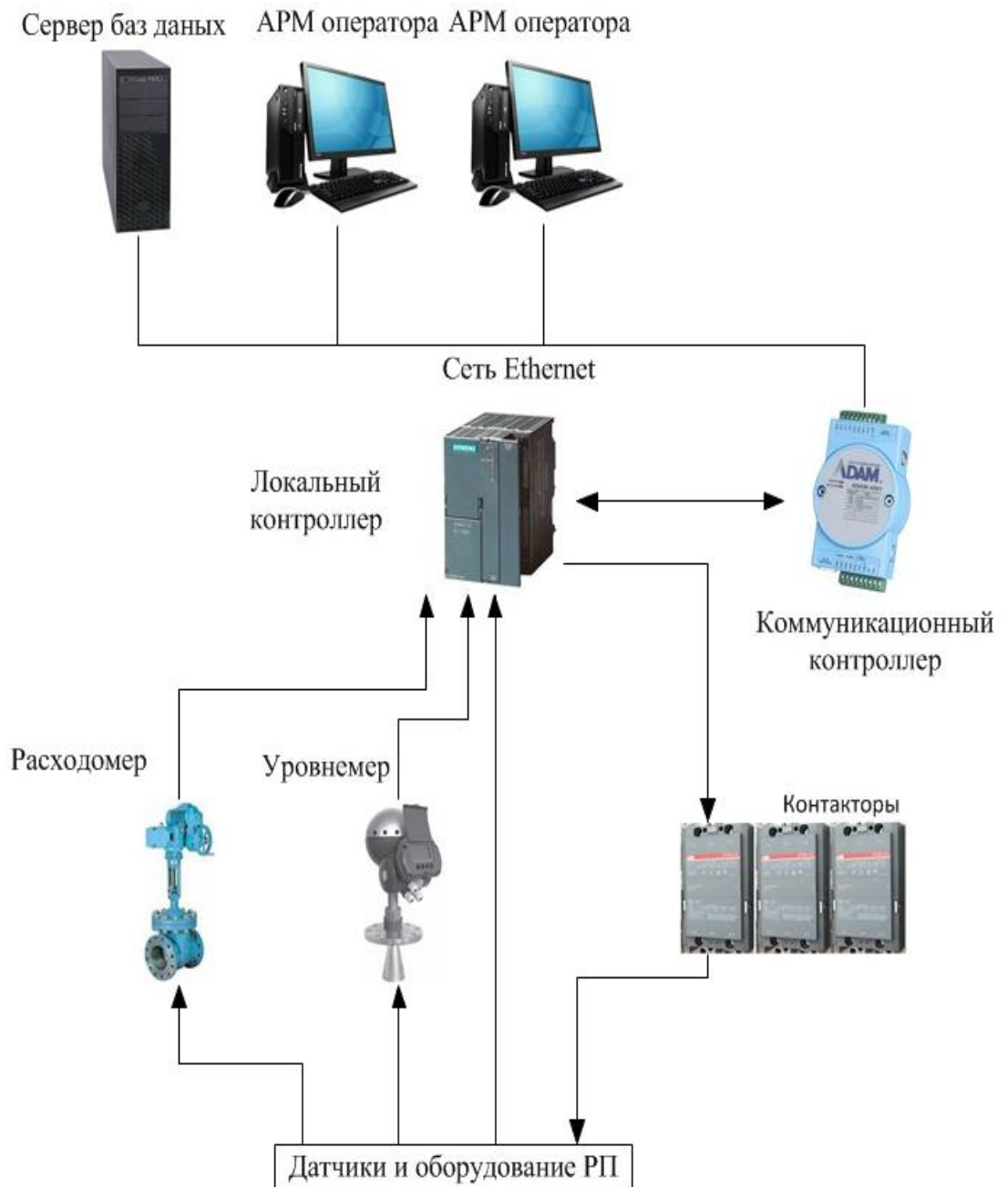
# Приложение Б

## трехуровневая структура



# Приложение В

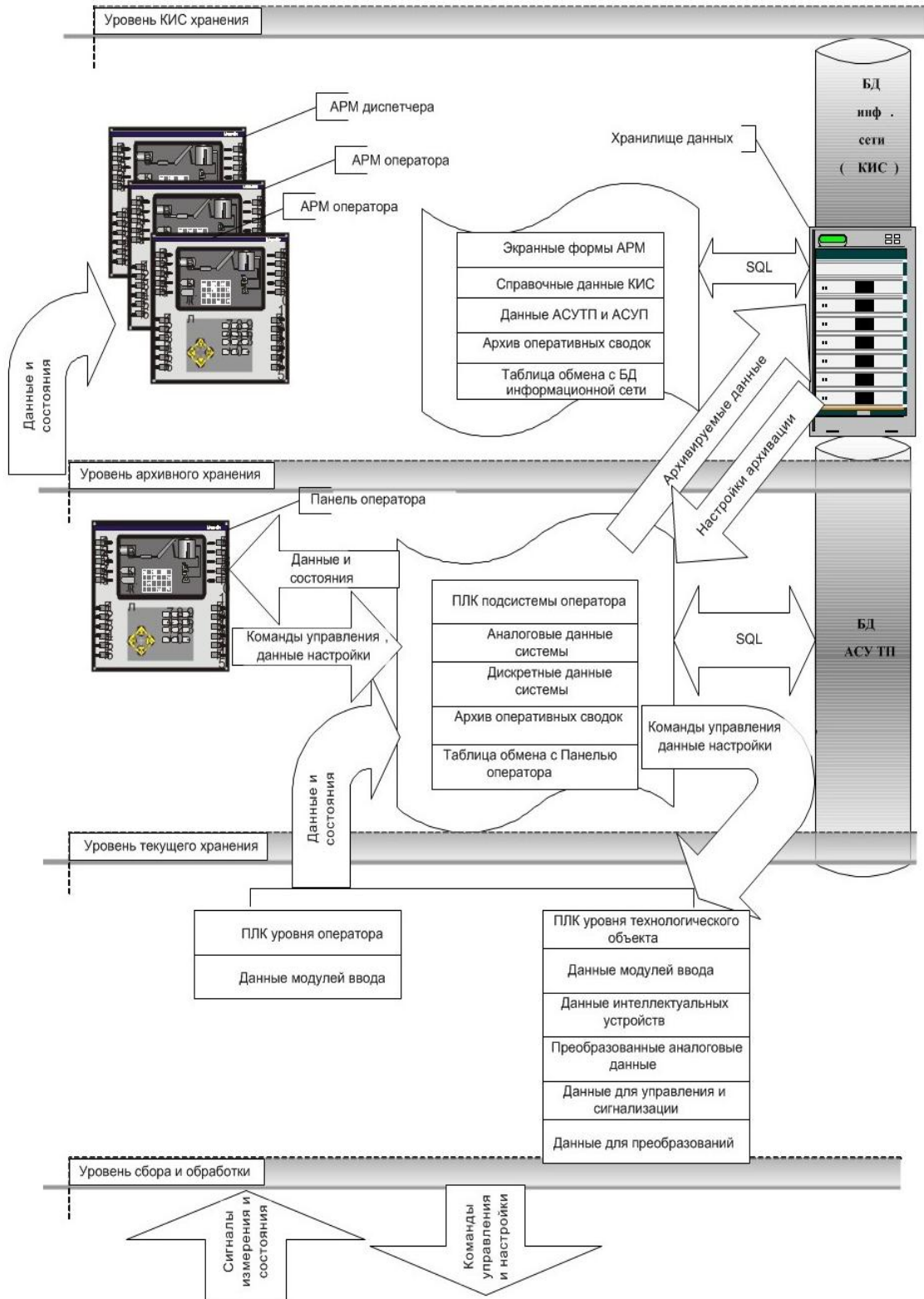
## обобщенная схема АСУ



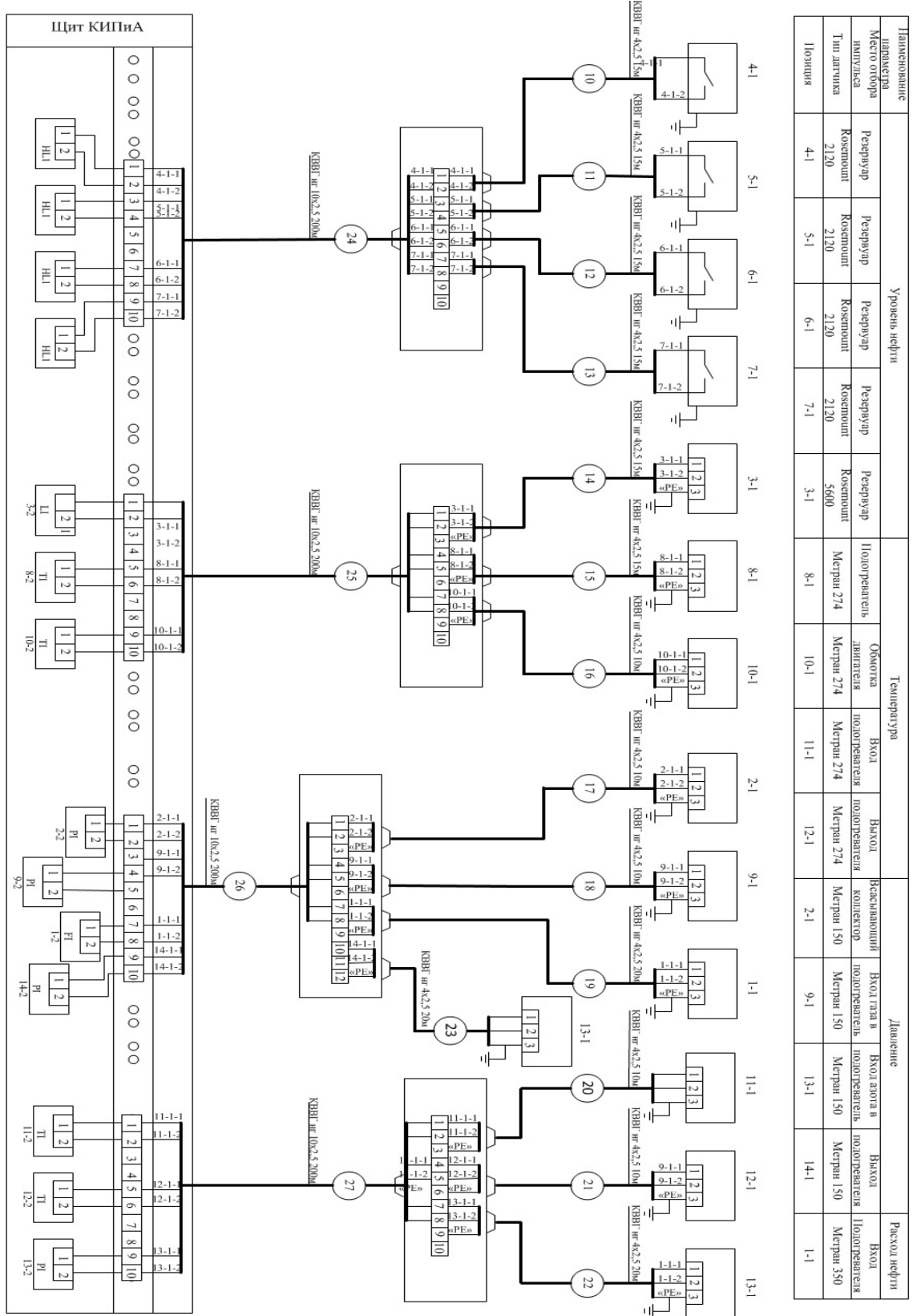


# Приложение Г

## схема информационных потоков



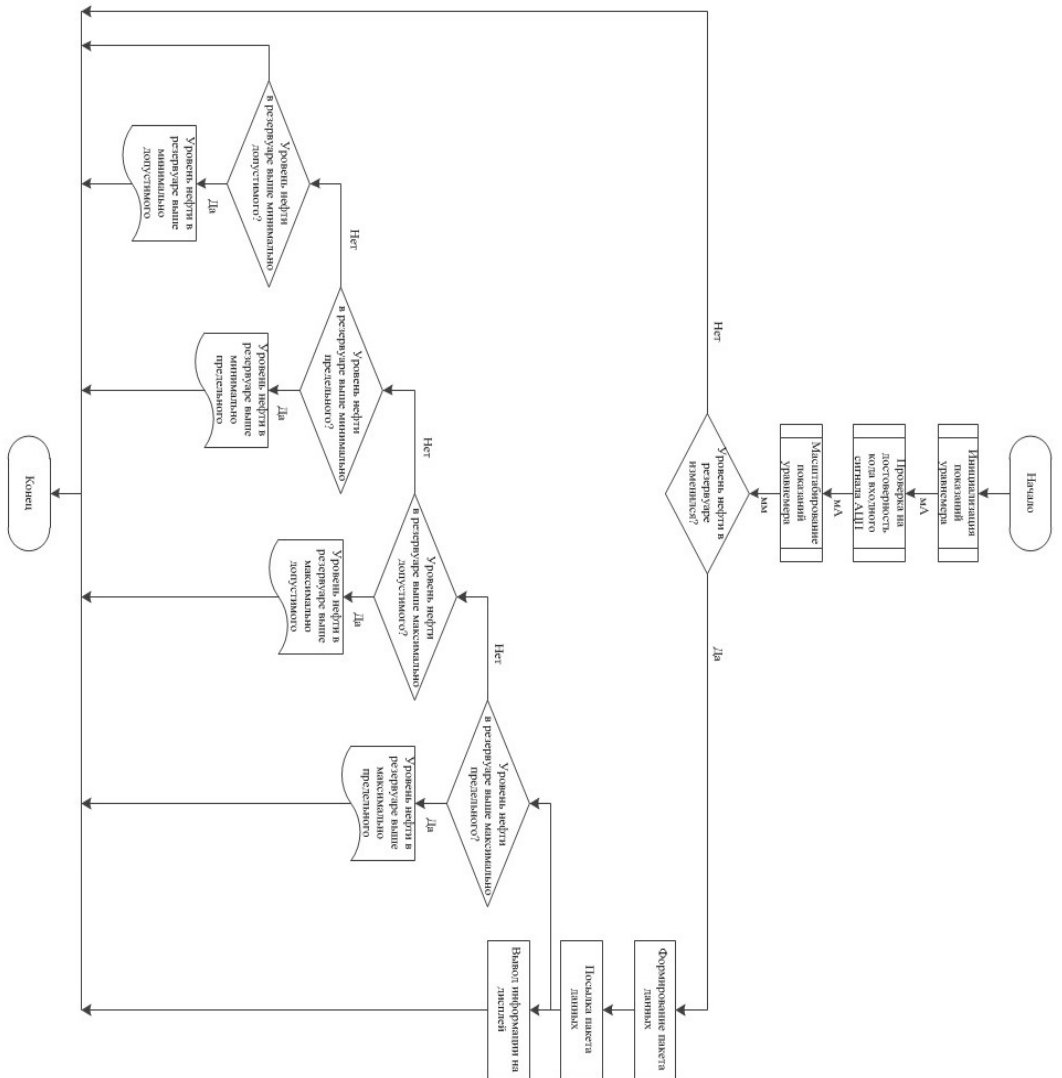
## Приложение Д схема внешних проводов



Наименование прибора	Уровень нефти				Температура				Давление				
Место отбора импульса	Резервур Космопит 2120	Резервур Космопит 2120	Резервур Космопит 2120	Резервур Космопит 2120	Резервур Космопит 5600	Испаритель Метран 274	Омолота двигателя Метран 274	Вход Яког подогревателя подогревателя	Выход Яког подогревателя	Всасывающий коллектор Метран 150	Вход газа в подогреватель Метран 150	Вход азота в подогреватель Метран 150	Выход Испарителя Метран 350
Тип датчика	Космопит 2120	Космопит 2120	Космопит 2120	Космопит 2120	Космопит 5600	Метран 274	Метран 274	Метран 274	Метран 274	Метран 150	Метран 150	Метран 150	Метран 350
Позиция	4-1	5-1	6-1	7-1	3-1	8-1	10-1	11-1	12-1	2-1	9-1	13-1	14-1

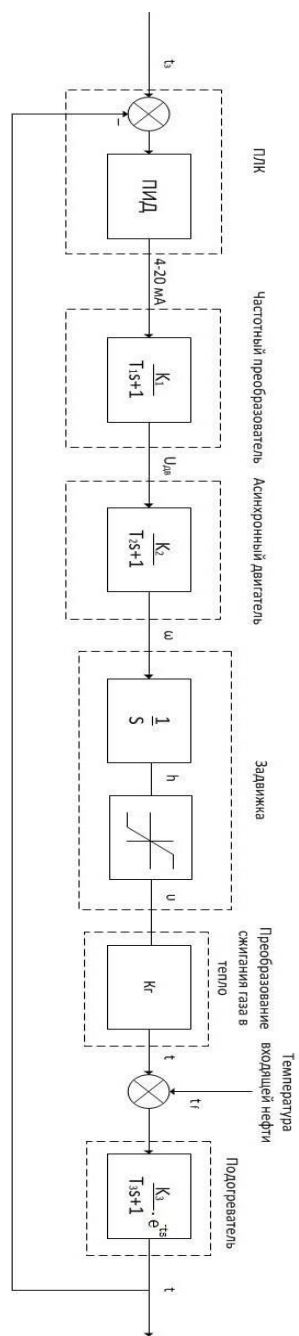
# Приложение Е

## алгоритм сбора данных



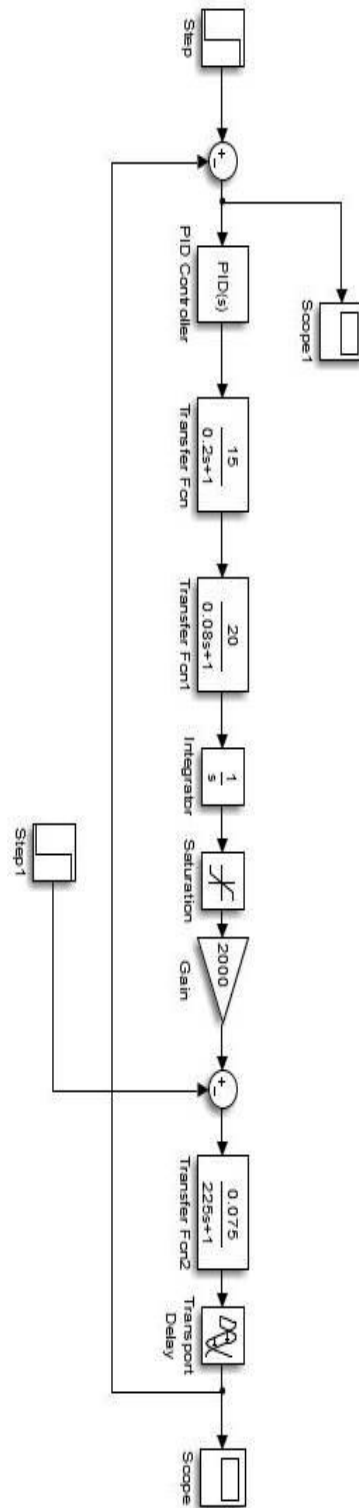
# Приложение Ж

## функциональная схема системы автоматического управления подогревателя



## Приложение 3

моделирование САУ подогревателя



## Приложение И

Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.404-13

