

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



Инженерная школа информационных технологий и робототехники  
 Направление подготовки 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»  
 Отделение автоматизации и робототехники

**БАКАЛАВАРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Модернизация автоматизированной системы блока насосной станции и подогревателя нефти</b>

УДК 681.586-048.35:622.276.53.05-52:665.61.04

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т31	Кечуткин Виктор Сергеевич		

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ВКР	Семенов Николай Михайлович			
Руководитель ООП	Воронин Александр Васильевич	доцент, к.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ШИП	Шаповалова Наталья Владимировна			

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ОАР	Леонов Сергей Владимирович	доцент, к.т.н.		

Томск – 2018 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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



Инженерная школа информационных технологий и робототехники  
 Направление подготовки 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»  
 Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Воронин 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
гр. 3-8Т31	Кечуткину Виктору Сергеевичу

Тема работы:

Модернизация автоматизированной системы блока насосной станции и подогревателя нефти
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 19.09.2018 8475/С
---	----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы	
---	--

**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>Объект исследования – Блок насосной станции и подогреватель нефти УКПН.                  Режим работы – Непрерывный.                  Вид сырья – нефть.                  АС должна обеспечивать следующее: местный визуальный контроль основных параметров технологического процесса; автоматическое поддержание заданного технологического режима работы установки;</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений</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> </ol>

<i>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>	5 Разработка схемы информационных потоков АС 6 Выбор средств реализации АС 7 Разработка схемы соединения внешних проводок 8 Выбор (обоснование) алгоритмов управления АС 9 Разработка экранных форм АС
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1 Функциональная схема технологического процесса, выполненная в Visio 2 Обобщенная структура управления АС 3 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408.2013 4 Схема информационных потоков 5 Схема соединения внешних проводок, выполненная в Visio 6 Алгоритм сбора данных измерений. Блок-схема алгоритма 7 Дерево экранных форм 8 SCADA-формы экранов мониторинга и управления диспетчерского пункта

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Старший преподаватель ШИП Шаповалова Наталья Владимировна
Социальная ответственность	Ассистент ИШХБМТ Невский Егор Сергеевич

<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 ОАР	Семенов Николай Михайлович			

**Задание принял к исполнению студент;**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т31	Кечуткин Виктор Сергеевич		

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

---

Инженерная школа информационных технологий и робототехники  
Направление подготовки 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»  
Уровень образования – бакалавр  
Отделение автоматизации и робототехники  
Период выполнения – осенний/весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

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

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОАР	Семенов Николай Михайлович			

Согласовано:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП	Воронин Александр Васильевич	доцент, к.т.н.		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 105 с., 18 рис., 35 табл., 16 источников и 8 прил.

Объектом исследования является установка комплексной подготовки нефти.

Цель работы – модернизация автоматизированной системы блока насосной станции и подогревателя нефти УКПН с использованием ПЛК, на основе выбранной SCADA-системы.

В результате работы была модернизирована система контроля и управления технологическим процессом на базе промышленных контроллеров Siemens SIMATIC S7-400, с применением SCADA-системы Infinity

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

Ключевые слова: автоматизация, ПЛК, SCADA, АСУ ТП, КИПиА, установка комплексной подготовки нефти, насосная, подогреватель, клапан с электроприводом, автоматизированная система управления, пид-регулятор.

## Содержание

Глоссарий.....	10
Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки .....	13
Введение.....	15
1. Техническое задание.....	17
1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП.....	17
1.2 Назначение и состав УКПН .....	18
1.3 Требования к автоматике УКПН .....	18
1.4 Требования к техническому обеспечению.....	19
1.5 Требования к метрологическому обеспечению .....	20
1.6 Требования к программному обеспечению .....	20
1.7 Требования к математическому обеспечению.....	21
1.8 Требования к информационному обеспечению.....	21
2. Основная часть .....	23
2.1 Описание технологического процесса .....	23
2.2 Подбор архитектуры АС .....	24
2.3 Разработка структурной схемы АС.....	25
2.4 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.404-2013.....	27
2.5 Разработка схемы информационных потоков .....	28
2.6 Выбор средств реализации .....	30
2.6.1 Выбор контроллерного оборудования.....	30
2.6.2 Выбор измерительных приборов.....	35
2.6.2.1 Выбор расходомера.....	36
2.6.2.2 Выбор датчиков давления .....	38
2.6.2.3 Выбор датчика температуры.....	41

2.6.2.4	Выбор уровнемера.....	43
2.6.2.5	Выбор датчика – сигнализатора уровня.....	49
2.6.3	Выбор исполнительных механизмов.....	52
2.6.4	Разработка схемы внешних проводок.....	54
2.6.5	Выбор алгоритмов управления АС.....	55
2.6.5.1	Алгоритм сбора данных измерений .....	56
2.6.5.2	Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром .....	56
2.6.6	Экранные формы АС .....	60
2.6.6.1	Разработка дерева экранных форм.....	60
2.6.6.2	Разработка экранных форм АС УКПН.....	61
2.6.6.3	Главное меню .....	61
2.6.6.4	Область видеокadra.....	62
2.6.6.5	Мнемознаки.....	63
3.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	67
3.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения НИР.....	67
3.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования .....	67
3.1.2	Анализ конкурентных технических решений.....	68
3.1.3	SWOT-анализ.....	69
3.2.	Планирование научно-исследовательских работ .....	72
3.2.1	Структура работ в рамках научного исследования .....	72
3.2.2	Разработка графика проведения научного исследования .....	73
3.3	Бюджет научно-технического исследования (НТИ) .....	77
3.3.1	Расчет материальных затрат .....	77



3.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование .....	77
3.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы .....	78
3.3.5 Дополнительная заработная плата исполнителей темы .....	78
3.3.6 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления). 79	
3.3.7 Накладные расходы .....	79
3.3.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	79
3.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	80
4. Социальная ответственность .....	84
4.1 Техногенная безопасность.....	85
4.2 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	91
Заключение.....	94
Список используемых источников.....	96
Приложение А. Функциональная схема автоматизации .....	98
Приложение Б. Обобщенная структура управления АС .....	99
Приложение В. Функциональная схема автоматизации.....	100
Приложение Г. Схема информационных потоков.....	101
Приложение Д. Схема внешних проводок .....	102
Приложение Е. Алгоритм сбора данных .....	103
Приложение Ж. Дерево экранных форм.....	104
Приложение З. Мнемосхема блока насосной станции и подогревателя нефти .....	105

## Глоссарий

Термин	Определение
АСУ	Автоматизированная система управления – это система «человек-машина», призванная обеспечивать автоматизированный сбор и обработку информации, необходимый для оптимизации процесса управления. В отличие от автоматических систем, где человек полностью исключён из контура управления.
Интерфейс (RS-232C, RS-422, RS-485, CAN)	Интерфейс - это средство взаимодействие системы с пользователями и наоборот. Иначе говоря - это внешний вид.
Мнемосхема	Мнемосхема – графическая информационная модель, условно отображающая функционально-техническую схему управляемого объекта и информацию о его состоянии в объеме, необходимом для выполнения оператором возложенных на него функций. М. реализуются с помощью разных типов средств отображения информации (дисплеи, стрелочные и цифровые индикаторы, проекционная техника и т. д.) и их комплексов. Широко используются на диспетчерских пунктах управления энергетическими объектами и системами, пунктах управления технологическими процессами в различных отраслях промышленности.
ОРС-сервер	ОРС-сервер – это программный комплекс, предназначенный для автоматизированного сбора технологических данных с объектов и предоставления этих данных системам диспетчеризации по протоколам стандарта ОРС
Протокол	Протокол – это набор соглашений, который определяет обмен данными между различными программами. Протоколы задают способы передачи сообщений и обработки ошибок в сети, а также позволяют разрабатывать стандарты, не привязанные к конкретной аппаратной платформе.
Техническое задание на АС (ТЗ)	Утвержденный в установленном порядке документ, в котором изложены требования, параметры и основные эксплуатационные характеристики проекта, объекта или

	системы, необходимые для разработки автоматизированной системы
Технологический процесс (ТП)	Технологический процесс – это упорядоченная последовательность взаимосвязанных действий, выполняющихся с момента возникновения исходных данных до получения требуемого результата.
Архитектура АС	Архитектура автоматизированной системы – абстрактное представление АСУ, включает модели компонент (устройств, программных компонент) и взаимосвязи между ними
SCADA	SCADA – это особая диспетчерская система, которая занимается сбором информационных данных о текущей деятельности предприятия, а также их управлением. На английском языке название данной системы звучит, как Supervisory Control And Data Acquisition. Достоинство SCADA главным образом в том, что она может предоставить необходимую информацию через показатели, которые собраны абсолютно с разных точек хозяйствующего объекта в реальном времени. Только в таком режиме можно оптимизировано управлять предприятием, делая его работу непрерывной, без простоев, сбоев и возможных аварийных ситуаций. Предшественниками SCADA когда-то были всем известные сигнализации и телеметрии.
Объект управления	Объект управления – устройство или технологический процесс, на которое оказывается управленческое воздействие
Метанол	бесцветная легкоподвижная горючая жидкость, практически без запаха. Метанол смешивается во всех соотношениях с водой, этанолом, ацетоном, бензолом. Метанол один из ключевых продуктов химической промышленности, который является сырьем для получения многих продуктов органического синтеза.
Программируемый логический контроллер (ПЛК)	Программируемый логический контроллер или программируемый контроллер – представляют собой микропроцессорное устройство, предназначенное для сбора, преобразования, обработки, хранения информации и выработки команд управления, имеющий конечное количество входов и

	<p>выходов, подключенных к ним датчиков, ключей, исполнительных механизмов к объекту управления, и предназначенный для работы в режимах реального времени.</p>
<p>Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП)</p>	<p>Автоматизированная система управления технологическим процессом – это система, состоящая из персонала и совокупности оборудования с программным обеспечением, использующихся для автоматизации функций этого самого персонала по управлению промышленными объектами: электростанциями, котельными, насосными, водоочистными сооружениями, пищевыми, химическими, металлургическими заводами, нефтегазовыми объектами и т.д. и т.п.</p>
<p>HART</p>	<p>HART – протокол использует принцип частотной модуляции для осуществления обмена данными на скорости 1200 Бод. Он позволяет передавать одновременно аналоговый и цифровой сигнал, используя при этом одну и ту же пару проводов. Мало того, к одной паре проводов может быть подключено несколько устройств. Модулированный сигнал накладывают на токовую несущую аналоговой токовой петли 4-20мА</p>
<p>Modbus</p>	<p>Modbus – это коммуникационный протокол, основанный на архитектуре «клиент-сервер»</p>

## **Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки**

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**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;

**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 комплектуется АС.

**ОРС-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;

**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.

## Введение

Объектом автоматизации является часть установки комплексной подготовки нефти. Автоматизируемая часть состоит из резервуара, блока насосной станции и подогревателя нефти. Резервуар предназначен для хранения и равномерной подачи нефти в подогреватель. Блок насосной станции и подогреватель нефти предназначены для подготовки нефти и последующей ее транспортировки.

Нефть, подающаяся для транспортировки в магистраль должна соответствовать установленным параметрам и быть в определенном диапазоне температур.

Процесс подготовки нефти осуществляется в автоматизированном режиме.

Автоматизированная система УКПН состоит из измерительных и контроллерных устройств и исполнительных механизмов.

АСУ ТП должна обеспечивать:

- автоматизированный контроль и управление 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.

Существующая система АСУ ТП УКПН имеет ряд значительных недостатков.

Так, для определения уровня нефти в резервуаре предусмотрены два датчика-сигнализатора уровня. Датчики расположены в верхней и нижней частях резервуара и сигнализируют об аварийно- низком или аварийно-высоком уровнях продукта в объеме. Однако данная схема не позволяет осуществлять контроль уровня нефти в реальном времени. Это приводит к частому переполнению или опустошению резервуара и, как следствие, остановке процесса подача нефти в подогреватель.

Кроме того, в подогреватель нефти для нагрева подается попутный газ. Согласно действующему законодательству необходим строгий учет расхода попутного газа. Данная автоматизированная система не позволяет производить учет расхода, так как в ней не предусмотрены необходимые для этого компоненты.

Таким образом, существующая автоматизированная система управления технологическим процессом установки комплексной подготовки нефти не обеспечивает в полной мере необходимых условий и требует модернизации.



## 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.

Назначение АСУ ТП:

- 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:

- давления на входе в подогреватель;
- давления на выходе подогревателя;
- давление на выходе резервуара;
- температуры нефти на входе подогревателя;
- температуры нефти на выходе подогревателя;
- температуры подогревателя;

- расход газа подаваемый в подогреватель;
- уровня сырьевой нефти в резервуаре.

Управление:

- насосом на выходе резервуара;
- подогревателем;
- Индикацию:
- 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  $-50^{\circ}\text{C}$  до  $+50^{\circ}\text{C}$  и влажности не менее 80 % при температуре  $35^{\circ}\text{C}$ .

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 усредняющей напорной трубки. 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 блока насосной станции и подогревателя нефти приведена в приложении А.

Добытый из скважин продукт не представляет собой чистую нефть и газ. Из скважины совместно с нефтью поднимается пластовая вода и попутный (нефтяной) газ, частицы твердых механических примесей (затвердевшего цемента, горных пород). Экономически и технически рационально подвергнуть нефть специальной подготовке, перед тем как подать ее в магистральный нефтепровод, цель которой обессолить, произвести процесс обезвоживания, дегазировать и удалить твердые частицы. На установке для подготовки нефти в комплексе производят все технологические операции по подготовке нефти и газа для дальнейшей транспортировки. Этот набор оборудования называется установка комплексной подготовки нефти (УКПН). Обессоленная, обезвоженная и дегазированная нефть, после того как выполнен окончательный контроль, перемещается в резервуары для товарной нефти и затем поступает на головную насосную станцию магистрального нефтепровода.

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

Узел подключения – это коллектор с подходящими к нему трубопроводами с кустовых площадок. В пластовую жидкость вводят химический реагент. Химический реагент необходим для улучшения процесса сепарации водонефтегазовой смеси от пластовой жидкости и растворенного в ней газа, а также для защиты нефтепроводов от образования коррозии.

Эта смесь после площадки подключения направляется на сепаратор первой ступени. В сепараторе поддерживается необходимое давление, температура и уровень нефти. Нефтяной попутный газ после отделения от

нефти в сепараторе первой ступени направляют в газовый сепаратор (далее ГС). Конденсат газа по мере накопления выводится в концевой сепаратор.

Нефтяной попутный газ после ГС поступает на узел учета и распределения газа. Частично газ используют в качестве топлива для дежурных горелок факелов и подогревателей нефти. Излишки газа после газовых расширителей высокого и низкого давления отводят на факелы высокого и низкого давления. Клапанами с электроприводами производится регулирование давления. Аварийное опустошение газовых расширителей производится в емкости для сбора конденсата.

Нефтегазовую смесь после первой ступени сепарации направляют на подогреватель нефти. Аварийное опустошение подогревателей нефти производится в дренажную емкость. Подогретая нефть после подогревателя нефти идет на сепаратор второй ступени со сбросом воды. Регулируемым клапаном в приемной ванне сепаратора поддерживают требуемый уровень "вода-нефть". Выделившийся попутный газ через клапан отводят на собственные нужды или факел. Нефть из сепаратора второй ступени выводят в отстойник нефти. Из отстойника нефть направляется в концевой нефтегазовый сепаратор. В концевом сепараторе производят окончательное отделение газа и воды от нефти. Затем нефть направляют в резервуар нефти РВС (резервуар вертикальный стальной).

Товарная нефть из РВС при помощи насосов внутренней перекачки Н-1/1-2 подается на наливной стояк, а насосами внешней перекачки – на узел учета нефти и далее в магистральный нефтепровод. Аварийное опустошение оборудования насосной станции внутренней и внешней нефтеперекачки, узла учета и стояка налива осуществляется в дренажные емкости.

## **2.2 Подбор архитектуры АС**

Понятие профиля АС лежит в основе разработки интерфейса. Профиль АС – это набор стандартов, направленных на выполнение какой-либо конкретной задачи. Главными целями применения профилей АС являются:



- уменьшение сложности проектов АС;
- улучшение качества используемого оборудования АС;
- возможность расширяемости (масштабируемости) автоматизированной системы по набору прикладных функций;
- создание возможности для функциональной интеграции задач информационных систем.

Профили АС состоят из следующих групп:

- прикладного программного обеспечения (ПО);
- среды АС;
- защиты информации АС;
- инструментальных средств АС.

В виде профиля прикладного ПО будем использовать открытую и готовую к использованию SCADA-систему Infinity фирмы «ЭлеСи». Профиль среды АС будет основываться на ОС Windows 7. Стандартные средства защиты Windows будем использовать в качестве профиля защиты. Профиль инструментальных средств АС будет базироваться на среде OpenPCS.

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

Объектом управления является блок насосной станции и подогреватель нефти. В резервуарах осуществляется замер уровня нефти, в подогревателе – замер температуры, а в трубопроводах – давления на всасывании и нагнетании насосного агрегата, также замеряются давление и температура газа, поступающего в печь. Исполнительные устройства представляют собой клапаны, оборудованные электроприводом.

Специфика любой системы управления определяется программно-аппаратной платформой, используемой на каждом уровне.

Полевой (нижний) уровень включает в себя первичные датчики (датчики температуры – 5 шт., сигнализаторы уровня – 4 шт., датчики давления – 4 шт., расходомер) и исполнительные устройства (клапаны с электроприводом).

Контроллерный (средний) уровень представляет собой программируемый логический контроллер (ПЛК).

Информационно-вычислительный (верхний) уровень включает в себя коммуникационный контроллер (играющий роль концентратора), компьютеров и баз данных (БД), связанных между собой локальной сетью Ethernet. Компьютеры диспетчера и операторов оснащены операционной системой Windows 7 и программным обеспечением SCADA Infinity.

Обобщенная структура автоматизированной системы управления приведена в приложении Б.

Информация поступает с датчиков нижнего (полевого) уровня на средний (контроллерный) уровень управления (ПЛК).

Функции, которые выполняет ПЛК:

- производит сбор, обработку (первичную), хранение данных о состоянии оборудования, а так же параметров технологического процесса;
- автоматически (логически) управляет и регулирует технологический процесс;
- исполняет команды с пункта управления;
- производит обмен данными с пунктами управления.

С локального контроллера данные направляются в сеть диспетчерского пункта (ДП) минуя коммуникационный контроллер информационно-вычислительного (верхнего) уровня, осуществляющий следующие функции:

- производит сбор данных с контроллеров среднего уровня;
- обрабатывает информацию и производит масштабирование;
- синхронизирует время в системе;
- синхронизирует работу подсистем;
- формирует архивы, исходя из выбранных параметров;
- производит обмен данными между средним (локальным контроллером) и верхним (информационно-вычислительным) уровнем.

Диспетчерский пункт включает в себя станции управления, которые представляются как автоматизированное рабочее место (АРМ) диспетчера или оператора. Здесь же установлен сервер для базы данных. На экранах АРМ отображается ход оперативного управления и технологического процесса.

Аппаратные средства системы управления объединены каналами связи между собой. На полевом уровне контроллер связан с датчиками и исполнительными устройствами. Между ПЛК и коммуникационным контроллером верхнего уровня связь осуществляется посредством интерфейса Ethernet. Так же как и автоматизированные рабочие места оперативного персонала между собой и контроллером верхнего уровня связаны при помощи интерфейса Ethernet.

#### **2.4 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.404-2013**

Функциональная схема автоматизации (ФСА) – это документ, определяющий функционально-блочную структуру отдельно взятых узлов управления, регулирования и автоматического контроля технологическим процессом, а так же оснащения объекта, подлежащего управлению, средствами автоматизации и приборами. На функциональной схеме отображаются системы автоматического контроля, сигнализации, регулирования, а так же дистанционного управления.

На функциональной схеме элементы систем управления изображаются в виде условных изображений и объединены линиями функциональной связи в единую систему. Функциональная схема автоматического управления и контроля имеет вид упрощенной технологической схемы процесса, подлежащего автоматизации. Все оснащение на схеме изображается в виде условных изображений.

При проведении модернизации ФСА технологического процесса были решены следующие задачи:

- получение первичной рабочей информации о ходе технологического процесса и состоянии оборудования;

- задача необходимого воздействия на технологический процесс для стабилизации технологических параметров и управления процессом;
- задача контроля состояния и регистрации параметров технологических процессов, а так же состояния технологического оборудования.

В соответствии с техническим заданием была разработана схема автоматизации по ГОСТ 21.404-2013 «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах», а так же ГОСТ 21.408-2014 «Система проектной документации для строительства (СПДС). Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов».

ФСА была выполнена в соответствии требованиями ГОСТ 21.404-2013 и отображена в приложении В. На схеме автоматизации выделено четырнадцать каналов измерения (1-11, 13-15), два канала управления (12,16). Контур 12-14 реализует автоматическое поддержание заданной температуры в подогревателе нефти.

## **2.5 Разработка схемы информационных потоков**

Схема информационных потоков приведена в приложении Г. На схеме изображено три уровня сбора и хранения информации:

- нижний уровень сбора и обработки информации;
- средний уровень текущего хранения данных;
- верхний уровень архивного хранения данных и корпоративная информационная система (КИС).

На нижнем уровне производится сбор и обработка информации с физических устройств ввода/вывода. Эта информация включает в себя данные аналоговых и дискретных сигналов, а так же данные о преобразовании и вычислении.

Уровень текущего хранения данных, или средний уровень имеет вид буферной базы данных, которая является и приемником, который запрашивает данные от внешних систем, и источником этих данных для

верхнего уровня. Иначе говоря, средний уровень выполняет роль маршрутизатора для потоков данных от систем автоматики и телемеханики к графическим экранным формам АРМ-приложений. На среднем уровне из полученной информации ПЛК составляет пакетные потоки данных. Сигналы между локальными контроллерами, так же как и между коммуникационным контроллером и автоматизированным рабочим местом оператора передаются по протоколу Ethernet.

Информация передается в локальную вычислительную сеть в формате стандарта OPC и включает в себя следующие данные:

- уровень нефти в резервуаре, мм;
- температура в подогревателе, °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.

Верхний уровень представлен базой данных для хранения информации АСУ ТП и базой данных КИС. Информация для операторов и дежурных структурируется и отображается в виде наборов экранных форм на мониторе АРМ. На нем отображаются различные данные и элементы управления. Так же на автоматизированном рабочем месте оператора и диспетчера в автоматическом режиме формируются различного вида отчеты, все они формируются в формате XML. Генерирование отчетов производится по определенному расписанию или требованию оператора:

- по требованию оператора или диспетчера (оперативный отчет);
- каждый час;
- каждые сутки (отчет в 24.00 каждых суток);
- каждый месяц.

Отчеты составляются по определенным шаблонам:

- сводка по актуальному состоянию оборудования;
- сводка актуальных измерений.

Подсистема хранения истории АС содержит информацию о измерениях технологических параметров с заданной детальностью. Хранение информации в базе данных производится при помощи модуля Infinity History. Информация, которая хранится более трех месяцев, постепенно заменяется на более актуальную, это необходимо для обеспечения нужной дискретности.

## **2.6 Выбор средств реализации**

Задачами по выбору программно-технических средств для выполнения проекта АС являются анализ возможных вариантов и выбор подходящих компонентов АС, а так же задача по анализу совместимости выбранных компонентов.

Программно-технические средства АС состоят из измерительных и исполнительных устройств, контроллерного оборудования, а также системы сигнализации.

Измерительные устройства необходимы для произведения сбора информации о технологическом процессе. Контроллерное оборудование выполняет задачи логических операций и вычислительных процессов. Исполнительные устройства осуществляют воздействие на объект управления в соответствии с заданным алгоритмом путем преобразования электрической энергии в механическую или другую физическую величину.

### **2.6.1 Выбор контроллерного оборудования**

При выборе контроллерного оборудования было рассмотрено несколько вариантов: Emerson Delta V, Siemens SIMATIC S7-400, ЭМИКОН DSC-2000.

В таблице 1 приведено сравнение характеристик контроллерного оборудования.

Таблица 1 – Сравнение характеристик контроллерного оборудования

<b>Модель ПЛК</b>	<b>Emerson Delta V</b>	<b>ЭМИКОН DCS-2000</b>	<b>Siemens SIMATIC S7-400</b>
Языки программирования	LD; FBD; ST; SCL; IL.	CONT-Designer; CoDeSys.	LD; FBD; ST; SCL; CFC; GRAPH; HiGraph.
Количество входных / выходных каналов	63488 дискретных и не более 3968 аналоговых	1335 дискретных и 199 аналоговых	65536 дискретных и не более 4096 аналоговых
Память данных и логики	48 Мб	8мб	500 КБ кода и 3 МБ данных
Опции связи	FOUNDATION fieldbus; HART; WirelessHART; Profibus DP; DeviceNet.	RS-485; Modbus RTU; Ethernet	MPI; PROFIBUS; Industrial Ethernet; PROFINet; AS-I; BAC-net; Modbus TCP; Modbus RTU.
<b>Критерии выбора</b>			
Срок службы	8 лет	10 лет	12 лет
Цена, руб.	250000 руб.	50000 руб.	180000 руб.
Архитектура	модульная	модульная	модульная
Резервирование	полная поддержка	Аппаратное резервирование	возможность горячего резервирования

Для автоматизации системы был выбран ПЛК компании Siemens. Данный контроллер обеспечивает возможность решения задач автоматизации оптимальным образом. К достоинствам можно отнести высокую надежность платформы, возможность связаться по множеству протоколов и интерфейсов с другими системами и широкие возможности расширения.

Основным элементом системы автоматизированного управления является ПЛК. Для реализации проекта будет использоваться ПЛК Siemens SIMATIC S7-400, оснащенный двумя коммуникационными процессорами (один – локальный, а второй – для осуществления связи с верхним уровнем). Внешний вид ПЛК представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – ПЛК Siemens SIMATIC S7-400

Контроллеры Siemens SIMATIC S7-400 – это модульные программируемые контроллеры, предназначенные для построения систем автоматизации низкой или средней степени сложности.

Конструкция контроллеров SIMATIC S7-400 модульная и работает с естественным охлаждением, имеет возможность применения структур как локального, так и распределенного ввода-вывода, обладает широкими коммуникационными возможностями, множеством функций, которые поддерживаются на уровне операционных систем, обладает удобством в эксплуатации и обслуживании, обеспечивает возможность получения эффективных решений для построения различных систем автоматического управления в разнообразных областях промышленности.

Благодаря возможности использования нескольких видов центральных процессоров разной производительности, большому выбору модулей ввода-вывода аналоговых и дискретных сигналов, функциональных модулей, а так же коммуникационных процессоров контроллеры S7-400 очень эффективны в применении.

Контроллеры семейства SIMATIC S7-400 обладают модульной конструкцией и могут иметь в своем составе следующие модули:

- центральный процессор (CPU);
- блоки питания (PS);



- коммуникационные процессоры (CP);
- сигнальные модули (SM);
- интерфейсные модули (IM);
- функциональные модули (FM).

Все модули контроллеров S7-400 работают при естественном охлаждении.

В таблице 2 приведены технические характеристики процессорного модуля CPU 412-2.

Таблица 2 – Технические характеристики процессорного модуля CPU 412-2

<b>Технические параметры</b>		<b>Значение</b>
Рабочая память встроенная, RAM		256 КБайт
Загружаемая память (микро-карта памяти Flash-EPROM)		до 64 МБайт
Минимальное время выполнения	логических операций/ операций со словами	75 нс /75 нс
	Арифметических операций с фиксированной/ плавающей точкой	75 нс /225 нс
S7-счетчики		2048
S7-таймеры		2048
Адресное пространство ввод/вывод	ввод/вывод	4 Кбайт/4 Кбайт
	Отображение процесса	128/128 байт
	Дискретные IO (общее кол-во/ в системе локального IO)	до 32768/32768
Адресное пространство ввод/вывод	Аналоговые IO(общее кол-во/ в системе локального IO)	до 2048/2048
Количество монтажных стоек (базовых/расширения)		1/21
Кол-во модулей в системе локального IO		32
Макс. кол-во интеллектуальных модулей	FM	8
	PtP	8
	ASi, Profibus, IndustrialEthernet	10
Типы интерфейсов		RS 485, PROFINET, Ethernet
Напряжение питания	номинальное	=24 В
	допустимое	20,4...28,8 В

Продолжение таблицы 2

Потребляемая мощность	4,4 Вт
Габариты ШxВxГ (мм)	25x290x219
Масса (кг)	0,72
Диапазон рабочих температур	От минус 40 до плюс 70 °С

Для работы всех модулей ПЛК S7-400 необходим блок питания. Допускается использование одного из двух типов блоков питания PS 405 или PS 407. Блоки питания PS 405 используют для своей работы входное напряжение постоянного тока, а блоки питания PS 407 – входное напряжение как постоянного, так и переменного тока.

Технические характеристики блока питания PS 407 приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Технические характеристики блока питания PS 407

Технические параметры		Значения
Входное напряжение	номинальное значение	~120/230 В; =110/230 В
	допустимый диапазон изменений	~85...264В; =88...300 В
Частота переменного тока:	номинальное значение	60/50 Гц
	допустимый диапазон изменений	47.63 Гц
	Допустимый перерыв в питании	20 мс
Выходное напряжение:	номинальное значение (1н) при ~120 В	0.55 А
	номинальное значение (1н) при ~230 В	0.31 А
	короткого замыкания	151 н
Выходное напряжение	номинальное значение	=5.1 В/ =24 В
	допустимый диапазон изменений	=5 В +2%/-0.5%; =24 В ± 5%
Номинальное значение выходного тока	источника питания =5 В	4 А
	источника питания =24В	0.5 А
Защита от короткого замыкания		Есть

Продолжение таблицы 3

Класс защиты	І с защитой проводников в соответствии с IEC 536, VDE 0106
Потребляемая мощность	46.5 Вт
Буферные батареи (по заказу)	1 литиевая AA 3.6 В/1.9 Ачас
Количество разъемов для подключения к стойке ПЛК	1
Габариты ШxВxГ (мм)	25x290x217 мм
Масса	0.78 кг

### 2.6.2 Выбор измерительных приборов

Во время работы УКПН необходимо следить за уровнем нефти в резервуарах, давлением на всасывающем коллекторе насоса, температурой в подогревателе, до и после подогрева нефти, давлением газа и азота, подаваемых на подогреватель.

Характеристики водогазонефтяной смеси поступающей на входе в УКПН и на выходе из установки представлены, в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристики водогазонефтяной смеси

Наименование	Ед. изм.	Количество
Температура (на входе)	°С	От минус 10 до плюс 50
Давление (на входе)	МПа	1,6
Плотность нефти при 15°С (на входе)	кг/м <sup>3</sup>	885
Вязкость нефти при 20°С (на входе)	мм <sup>2</sup> /с	50
Массовая доля парафина, (на входе)	% масс.	Не нормируется
Класс опасности в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76		3
Рабочее давление в трубопроводе, не более	МПа	6
Температура (на выходе)	°С	Плюс 80
Давление не более (на выходе)	МПа	От 0,1 до 0,2
Массовая доля воды, (на выходе)	% масс.	0,5
Концентрация хлористых солей (на выходе)	мг/дм	100
Массовая доля механических примесей (на выходе)	%	0,05

Продолжение таблицы 4

Давление насыщенных паров (на выходе)	кПа	66,7
---------------------------------------	-----	------

### 2.6.2.1 Выбор расходомера

При выборе расходомера были рассмотрены следующие варианты: вихревой расходомер Prowirl 72W, ДРГ.М и расходомер Метран-350 Annubar. Сравнение отобранных образцов расходомеров приведено в таблице 5.

Таблица 5 – Сравнение характеристик расходомеров

Модель расходомера	Prowirl 72W	ДРГ.М	Метран-350 Annubar
Измеряемая среда	Жидкость, пар, газ	Жидкость, газ	Жидкость, пар, газ
Принцип измерения	Вихревой	Вихревой	Переменного перепада давления
Выходной сигнал	4...20мА Импульсно-частотный сигнал состояния ЧИМ	4...20мА	4...20 мА HART
Межповерочный интервал	4 года	3 года	4 года
Критерии выбора			
Пределы основной относительной погрешности измерений объемного расхода	±1%	±1.5 %	±0.75 %
Степень защиты	IP67	IP57	IP68
Взрывозащищенность	ATEX; FM; CSA; TIS	IEXdIICT6X	1ExdIICT6(T5) X
Цена:	65000 руб.	95000 руб.	29000 руб.

Для измерения расхода газа и азота выбран расходомер Метран-350 на базе осредняющей напорной трубки (ОНТ) Annubar т.к. он отличается более высокой точностью измерения, высокой степенью защищенности и невысокой ценой. Расходомеры на базе осредняющей напорной трубки

Annubar предназначены для измерения расхода жидкости, газа, пара в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами в различных отраслях промышленности, а также в системах технологического и коммерческого учета. Отличаются простотой монтажа с минимальным количеством сварных швов, малым износом осредняющей напорной трубки, что увеличивает межповерочный интервал, незначительными потерями давления на трубке Annubar. Внешний вид расходомера Метран-350 Annubar приведен на рисунке 2.



Рисунок 2 – Расходомер Метран-350

Основными преимуществами данного расходомера являются:

- исключается необходимость в импульсных линиях и дополнительных устройствах, что сокращает количество потенциальных мест для утечки среды благодаря интегральной конструкции расходомера;
- за счет невысоких потерь давления в трубопроводе сокращаются затраты на электроэнергию;
- многопараметрические преобразователи 3051SMV, входящие в состав расходомеров, обеспечивают расчет мгновенного массового расхода среды (жидкости, пара, газа) или объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям;
- монтаж расходомера экономичен и требует меньше затрат по сравнению с установкой измерительного комплекса на базе стандартной диафрагмы.

Технические характеристики расходомера Метран-350 приведены в таблице 6:

Таблица 6 – Технические характеристики расходомера Метран-350

<b>Техническая характеристика</b>	<b>Значение</b>
Рабочая среда	жидкость, газ, пар
Температура рабочей среды	От минус 40 до плюс 232°С (интегральный монтаж датчика); От минус 100 до плюс 454°С (удаленный монтаж датчика импульсными линиями)
Избыточное давление трубопровода, не более	10 МПа
Диаметр условного прохода трубопровода	Ду от 50 до 2400 мм
Динамические диапазоны	8:1, 14:1
Основная относительная погрешность измерения расхода, не более	±0,75%
Температура окружающей среды	От минус 40 до плюс 85°С – без ЖК-индикатора
Выходной сигнал	4...20 мА/HART
Расстояние передачи сигнала	до 2,5 км
Физические интерфейсы связи с компьютерной средой	HART
Протоколы связи с компьютерной средой	HART
Взрывозащищенное исполнение	есть
Степень защиты от воздействия пыли и влаги	IP 68
Напряжение питания от внешнего источника постоянного тока	11...55 В без внешней нагрузки (при передаче сигнала по 4...20 мА) или с $R_n > 250$ Ом (при передаче сигнала по HART-протоколу)
Средний срок службы расходомера	10 лет
Средняя наработка на отказ	150000 часов
Межповерочный интервал	4 года

### 2.6.2.2 Выбор датчиков давления

Датчики давления применяются для мониторинга значения давления на всасывающем коллекторе, находящимся до насосов, потому как при

снижении давления ниже заданного уровня в трубопроводе начнет выделяться газ из нефти, который может вызвать разрушение и остановку насосных агрегатов. Также необходимо измерять давление поступающего газа и азота в подогреватель. И наконец, нужно знать давление подогретой нефти на выходе из подогревателя.

Были рассмотрены три варианта датчиков избыточного давления: Метран-150CG, КВАРЦ-2 и Сапфир-22М. Сравнение приведено в таблице 7.

Таблица 7 – Сравнение датчиков давления

<b>Модель датчика</b>	<b>Метран-150CG</b>	<b>КВАРЦ-2</b>	<b>Сапфир-22М</b>
Среда измерения	Газ, жидкость, пар	Газ, жидкость, пар	Газ, жидкость, пар
Выходной сигнал	4-20 мА с HART/0...5 мА	4...20мА	4...20мА
Диапазон предела измерений	От 0,025 кПа до 68МПа	От 0 до 100МПа	От 0,08 кПа до 2,4 МПа
Перестройка диапазонов измерений	25:1	-	-
Цена	30000 руб.	23000 руб.	25000 руб.
<b>Критерии выбора</b>			
Допустимая погрешность	0,075%	0,1%	0,25%
Взрывозащищенность	1ExdПСТ6Х	ExiaПСТ5Х	Ex
Степень защиты	IP66	IP54	IP65
Срок службы	12 лет	6 лет	12 лет

Для мониторинга давления были выбраны датчики давления Метран-150CG. Данные датчики обладают встроенным блоком защиты от переходных процессов, возникающих в линии связи, которые могут быть вызваны разрядами молний или большой нагрузкой, вызванной, например, работой оборудования для проведения электросварки. Датчики Метран проявляют стойкость к электромагнитным помехам, имеют высокую искро- и взрывобезопасность, высокую защиту от воздействия внешней среды, имеют большой срок службы. Внешний вид датчиков Метран-150 представлен на рисунке 3.



150TG, 150TA

150CG, 150CD

Рисунок 3 – Вид датчиков давления Метран

Датчики давления из серии Метран-150 выполненные в конфигурации АС созданы для измерения и постоянного преобразования значений параметра (абсолютного давления, избыточного давления, либо разности измеряемых давлений) в токовый унифицированный сигнал и/или цифровой выходной сигнал на базе протокола HART применяемого в системах контроля, регулирования, а так же автоматического управления технологическим процессом на объектах промышленности.

В таблице 8 приведены технические характеристики датчиков давления Метран-150.

Таблица 8 – Технические характеристики датчиков давления Метран-150

Техническая характеристика	Значение
Измеряемая среда	Жидкости, газ, газовые смеси, пар
Предел измерения	От 0,025 кПа до 68МПа
Основная приведенная погрешность	До 0,075%, опция до 0,2 %
Выходной сигнал датчика	4-20 мА с HART/0...5 мА
Взрывозащищенные исполнения	1ExdIICT6X
Диапазоны температуры окружающей среды	от минус 40 до плюс 85°С; от минус 51 до плюс 85°С (опция)
Межповерочный интервал	до 4 лет
Уровень защиты датчиков от воздействия пыли и воды	IP 66

В составе датчика давления имеются такие модули как электронный преобразователь и сенсорный. Сенсорный модуль имеет в своем составе измерительный блок и плату аналого-цифрового преобразователя (АЦП).



Среда под давлением попадает в камеру измерительного блока, где создает деформацию чувствительного элемента, следовательно, и изменение электрического сигнала. На рисунке 4 представлена схема измерительного блока.

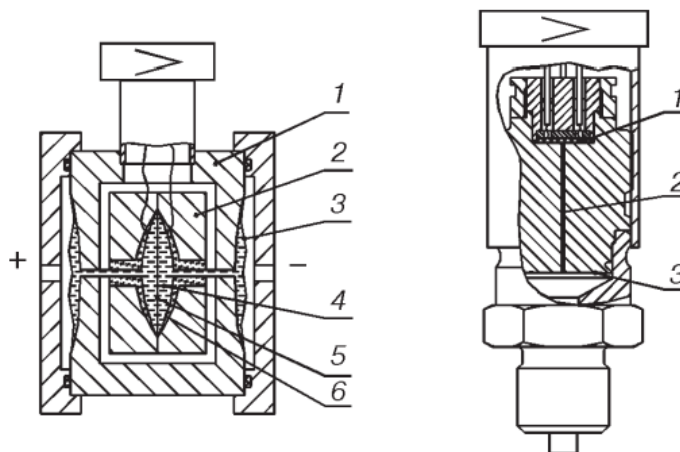


Рисунок 4 – Схема измерительного блока

Электропитание датчика Метран-150 в исполнения АС происходит от источников питания постоянного тока. Для выходного сигнала 4..20 мА на датчик подается питание напряжением 12-42 В, а для сигнала 0..5 мА – напряжение 22-42 В.

### 2.6.2.3 Выбор датчика температуры

При выборе датчиков температуры были рассмотрены три варианта: Rosemount-3144P, Метран-274 и WIKA TR10-C. Сравнение датчиков температуры приведено в таблице 9.

Таблица 9 – Сравнение характеристик датчиков температуры

Марка датчика температуры	Rosemount-3144P	Метран-274	WIKА TR10-C
Диапазоны измеряемых температур	-200... +850°С	-50 +180 °С	-30 +150 °С
Измеряемая среда	Нейтральные и агрессивные среды	Нейтральные и агрессивные среды	Нейтральные и агрессивные среды
Предел допустимой погрешности	0.10%	0,25%	0,1%

Продолжение таблицы 9

Выходной сигнал	4...20мА +HART, Fieldbus	4...20мА+HART	4...20мА+HART
Степень защиты	IP68	IP65	IP67
<b>Критерии выбора</b>			
Срок службы	10 лет	10 лет	5 лет
Взрывозащищенность	ExdIICT5	ExdIICT6	ExdIICT6
Цена	31500 руб.	2300 руб.	10000 руб.
Потребляемая мощность	Не более 4,5 Вт	Не более 0,5Вт	-

Для измерения температуры выбран датчик температуры Метран-274 т.к. он оптимальным образом подходит для поставленной задачи. Преимуществами датчика является срок службы, высокая взрывозащищенность, невысокая цена, низкое энергопотребление и отсутствие необходимости использования дополнительных нормирующих преобразователей. Внешний вид датчика температуры Метран-274 представлен на рисунке 5.



Рисунок 5 – Вид датчика температуры Метран-274

Датчики температуры Метран-274 созданы для измерения температуры нейтральных и агрессивных сред, материалы защитной арматуры к которым являются коррозионностойкими.

Измеряемая температура преобразуется в унифицированный выходной сигнал (4..20 мА) постоянного тока при помощи чувствительного элемента первичного преобразователя и встроенного в головку датчика

измерительного преобразователя. Это позволяет производить построение АСУ ТП, не применяя дополнительные нормирующие преобразователи.

В таблице 10 приведены технические характеристики датчика температуры Метран-274.

Таблица 10 – Технические характеристики датчика температуры Метран-274

<b>Техническая характеристика</b>	<b>Значение</b>
Диапазон измеряемых температур, °С	От минус 50 до плюс 180
Выходной сигнал, мА	4...20мА+HART
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, ±γ, %	0,25; 0,5
Зависимость выходного сигнала от температуры	линейная
Степень защиты от воздействия пыли и воды	IP65
Виброустойчивость	ExdIICT6
Напряжение питания	от 18 до 42 В постоянного тока – для термопреобразователей с выходным сигналом 4-20 мА;
Межповерочный интервал	4 года
Температура окружающего воздуха, °С	От минус 45 до плюс 70

#### 2.6.2.4 Выбор уровнемера

Во избежание аварийных ситуаций процесс наполнения и опустошения резервуара с нефтью необходимо контролировать, для этого используют уровнемеры. Высота резервуара с нефтью равна 11 920 мм.

Рассмотрим следующие уровнемеры Rosemount 5600, Сапфир ДУ22, ПМП-128. Сравнение характеристик датчиков приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Сравнение характеристик уровнемеров

<b>Модель уровнемера</b>	<b>Rosemount 5600</b>	<b>Сапфир ДУ22</b>	<b>ПМП-128</b>
Принцип действия	Радарный	Буйковый	Герконовый
Диапазон измерений	0-50 м	0,25-10 м	0,75-25 м
Измеряемая среда	нефтепродукты, кислоты, растворители	нефтепродукты	Нефтепродукты

Продолжение таблицы 11

Температура измеряемой среды	от минус 40 до плюс 400 °С	от минус 40 до плюс 80 °С	От минус 50 до плюс 60 °С
Наработка на отказ (средняя)	100000 часов	100000 часов	100000 часов
Срок службы	12 лет	12 лет	15 лет
Степень защиты	IP67	IP54	IP68
Цена	90000 руб.	20000 руб.	20000 руб.
<b>Критерии выбора</b>			
Основная погрешность	± 5 мм	± 12 мм	± 5 мм
Выходной сигнал	4...20 мА/HART; Modbus;	4...20 мА	-
Взрывобезопасность	2ExdeiaibIICT6	0ExiaIICT5	ExaidIIbT3

Для резервуара с нефтью требуются датчики с повышенной точностью и HART протоколом, поэтому уровнемер Сапфир ДУ22 не соответствуют требованиям. Выходной сигнал уровнемера ПМП-128 не соответствует требованиям системы. Поэтому для измерения уровня будем использовать уровнемер Rosemount 5600, который имеет и более высокую взрывозащищенность. Внешний вид уровнемера Rosemount 5600 представлен на рисунке 6.



Рисунок 6 – Уровнемер Rosemount 5600

Уровнемеры Rosemount серии 5600 являются интеллектуальными измерителями для проведения бесконтактного определения уровня

различных продуктов в резервуарах различного типа и размера. Имея высокую чувствительность, уровнемеры серии 5600 предоставляют точные и надежные измерения даже в очень сложных условиях технологического процесса. Уровнемеры могут применяться для проведения измерений уровня продуктов, в том числе и с низкой диэлектрической проницаемостью, могут работать в большом диапазоне значений температуры, давления и предоставляют высокую гибкость измерения благодаря большому выбору различных антенн и материалов. Данные уровнемеры весьма простые в управлении и обслуживании во время эксплуатации, что в комплексе снижает издержки на введение в эксплуатацию и дальнейшее обслуживание.

В таблице 12 приведены технические характеристики уровнемера Rosemount серии 5600.

Таблица 12 – Технические характеристики уровнемера Rosemount 5600

<b>Техническая характеристика</b>	<b>Значение</b>
Среда измерения	– нефтепродукты, щелочи, кислоты, растворители, водные растворы, – суспензии, глина, извести, руды и бумажная пульпа; – гранулированные материалы от руды до пластиковых гранул, мелкодисперсионные порошковые материалы, цемент и пр.
Диапазон измерений	от 0 до 50 м
Точность измерений	1 мм
Частота волны	10 ГГц
Диапазон рабочих давлений, МПа	от минус 0,1 до 5,5 МПа
Диапазон рабочих температур окружающей среды	от минус 40 до плюс 70 °С
Диапазон рабочих температур процесса	от минус 40 до плюс 400 °С
Выходной сигнал	4..20 мА/HART/ Fieldbus
Расстояние передачи данных	до 2,5 км
Интерфейсы связи с компьютерной средой	HART, FOUNDATION Fieldbus
Протоколы связи с компьютерной средой	HART, Fieldbus
Погрешность измерения уровня	± 5 мм

Продолжение таблицы 12

Источник питания уровнемера	24 В постоянного или 240 В переменного тока, 50/60 Гц
Потребляемая мощность	5 Вт
Взрывозащищенное исполнение	есть
Гарантийный срок эксплуатации	1 год
Межповерочный интервал	1 год

Принцип измерений, используемый в уровнемерах Rosemount серии 5600, основывается на методе линейной частотной модуляции. В настоящее время этот метод широко применяется в радиолокационных уровнемерах повышенной точности, широко применяемых в системах коммерческого учета. Импульс, излучаемый радаром через определенное время, которое зависит от скорости его распространения и расстояния до поверхности среды в резервуаре, отражается от поверхности продукта и затем попадает в приемник уровнемера. В электронном блоке уровнемера излученный и принятый сигналы преобразуются. В итоге, получается сигнал, частота этого сигнала равна разности частоты принятого сигнала и излученного. Далее, исходя из разности частот, определяется расстояние от уровнемера до продукта в резервуаре, а потом происходит вычисление уровня заполнения резервуара.

Немаловажной особенностью измерений с помощью радарных уровнемеров является сфокусировано направленное излучение микроволн, это позволяет снизить требования к монтажу измерительного прибора на резервуаре. Направление излучения микроволн показано на рисунке 7.

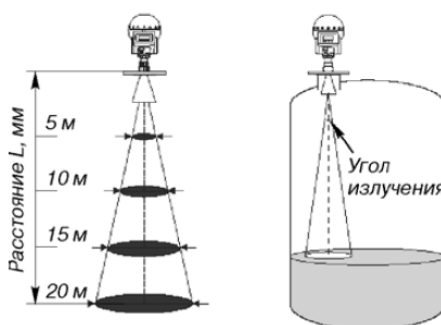


Рисунок 7 – Направление излучения микроволн

При наличии в резервуаре лестниц, лопастей мешалок, нагревателей и т.п. будет очень важен такой показатель как диаметр измерительного пятна контакта D. В таблице 13 представлена зависимость размера используемой антенны и расстояния до поверхности среды в резервуаре от размера измерительного пятна.

Таблица 13 – Характеристики вариантов антенн для уровнемера Rosemount серии 5600

Тип и размер антенны (угол излучения)	Расстояние от фланца до поверхности среды (L), м			
	5	10	15	20
	Диаметр пятна контакта D, м			
Коническая 3" (25°)	2,2	4,4	6,7	8,9
Коническая 4"/с уплотнением 4" (21°)	1,9	3,7	5,6	7,4
Коническая 6"/с уплотнением 6" (18°)	1,6	3,1	4,7	6,3
Коническая 8" (15°)	1,3	2,6	3,9	5,3
Параболическая 18" (10°)	0,9	1,7	2,6	3,5

Таблица соотношений диапазонов измерения и типов измеряемых видов среды, модели антенн, диэлектрической постоянной и состояния поверхности среды представлена на рисунке 8. Для получения максимальной точности в процессе измерений наибольшее расстояние до поверхности среды должно быть ограничено диапазоном, окрашенного темным цветом. Измерения, попадающие в светлую зону, нежелательны.

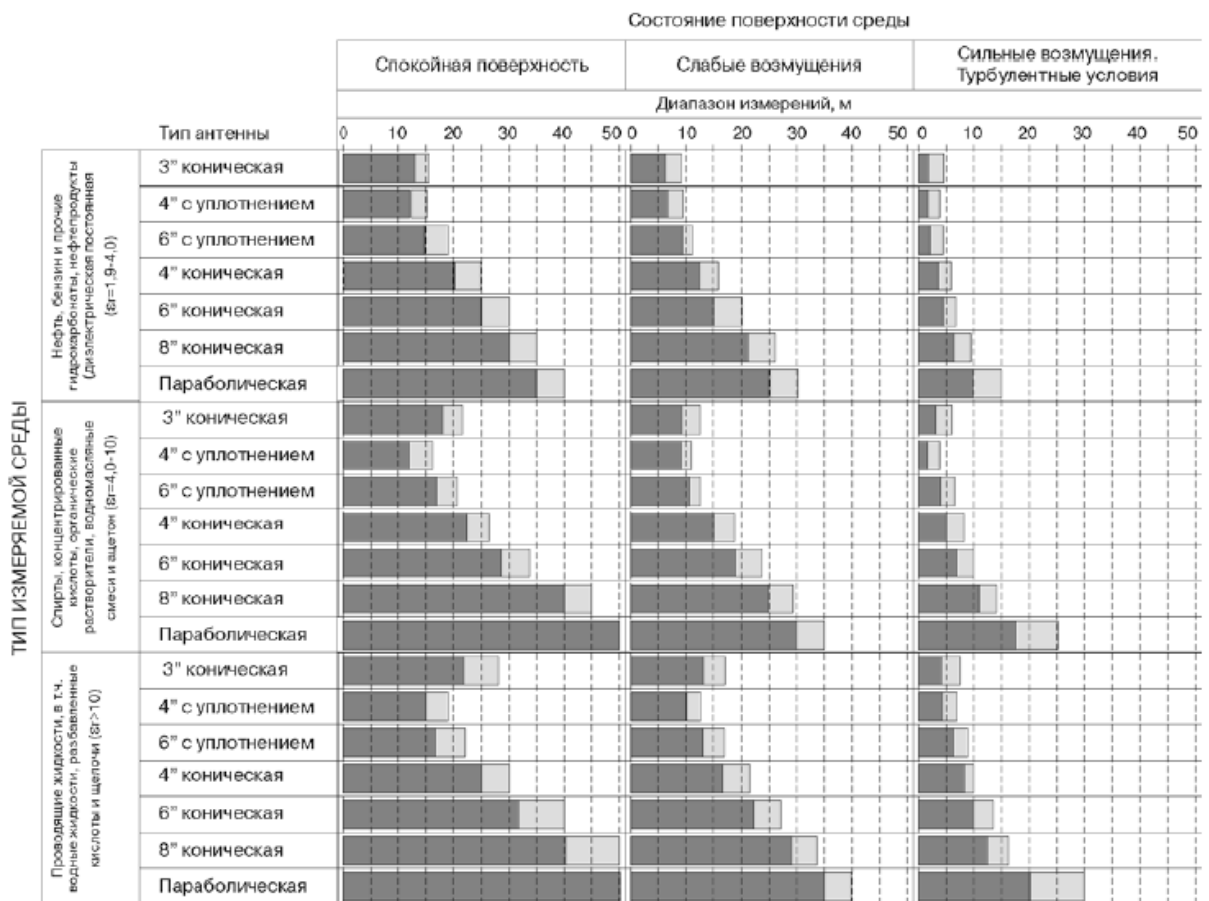


Рисунок 8 – Таблица зависимостей диапазона измерений

Исходя из данных, представленных на рисунке 8, произведем подбор подходящей для наших условий антенны. Т.к. в нашем резервуаре находится нефть, то при его наполнении возможны небольшие возмущения поверхности среды. Диапазон измерения не более 12 метров. Исходя из данных, представленных в таблице, подходящая нам антенна коническая 4". Вид антенны представлен на рисунке 9.



Рисунок 9 – Коническая 4" антенна



### 2.6.2.5 Выбор датчика – сигнализатора уровня

Если происходит быстрое наполнение, то на резервуар дополнительно устанавливают сигнализаторы предельного уровня, которые подают сигнал при наполнении резервуара до максимального уровня. Данный сигнал будет использоваться для отключения насосов в автоматическом режиме, для закрытия или открытия задвижек на трубопроводах. Помимо аварийного сигнала в схеме автоматизации резервуара с нефтью предусматриваются предупредительные сигналы о низком и высоком уровне нефти в резервуаре от датчиков сигнализации уровня. Проектная высота резервуара с нефтью (Резервуар вертикальный стальной) равна 11 920 мм.

В процессе выбора датчиков сигнализации уровня рассматривались следующие варианты: Rosemount 2120, сигнализатор уровня вибрационный СУВ-2, емкостный датчик уровня для жидкости KOBOLD NCW.

Сравнительные характеристики датчиков-сигнализаторов уровня представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Сравнительные характеристики датчиков-сигнализаторов уровня

Модель датчика	Rosemount 2120	СУВ-2	KOBOLD NCW
Измеряемая среда	Большинство жидкостей с плотностью не ниже 600 кг/м <sup>3</sup> и вязкостью от 0,2 до 10000 сП	нефть	Нефть, химические и агрессивные жидкости
Взрывобезопасность	ATEX; FM; CSA; IECEx	ExiaIIС	ATEX
Температура рабочей среды	от минус 40 до плюс 150 °С	От минус 60 до плюс 200 °С	До плюс 90 °С
Выходные сигналы	4...20 мА	переключающее реле	4...20 мА
Цена	30000 руб.	18000 руб.	35000 руб.
<b>Критерии выбора</b>			
Точность измерения	± 1 мм	±2,5 мм	± 5 мм
Рабочее давление	от минус 0,1 до плюс 10 МПа	До 6,3 МПа	До 1 МПа

## Продолжение таблицы 14

Режим работы	«сухой» или «мокрый» контакт	«сухие» контакты реле	Емкостной
Степень защиты	IP67	IP54	IP 65

В качестве датчика сигнализатора будем использовать вибрационный сигнализатор уровня Rosemount 2120, внешний вид которого представлен на рисунке 10.



Рисунок 10 – датчик-сигнализатор уровня жидкости Rosemount 2120

Датчик имеет следующие преимущества:

- такие помехи как течение, пузырьки, турбулентность, пена, вибрация, твердые частицы, а так же вид покрытия, свойства среды и колебания ее характеристик не имеют большого влияния на точность измерения;
- не нуждается в калибровке, небольшой объем работы при монтаже;
- доступность клемм и устройств электрозащиты;
- у датчика нет щелевых отверстий и подвижных деталей, благодаря этому прибор фактически не требует технического обслуживания;
- на приборе присутствует индикатор для отображения его состояния и режима работы;

- для условий работы при турбулентности и разбрызгивании среды предусмотрена регулируемая задержка переключения;
- для оперативного тестирования работы датчика имеется магнитная контрольная точка;
- максимальная длина вилки с применением всех установленных удлинительных элементов достигает 157,5 дюйма (4 м);
- конструктивная особенность вилки гарантирует ее быстрое очищение от измеряемой среды, что способствует уменьшению времени отклика.

Производитель предлагает несколько вариантов исполнения датчиков: для области общего назначения, взрывобезопасный/взрывонепроницаемый или искробезопасный варианты.

В таблице 15 приведены технические характеристики для датчика-сигнализатора Rosemount 2120.

Таблица 15 – Технические характеристики датчика Rosemount 2120

<b>Техническая характеристика</b>	<b>Значение</b>
Измеряемая среда	большинство жидкостей с плотностью не ниже 600 кг/м <sup>3</sup> и вязкостью от 0,2 до 10000 сП
Температура технологического процесса	От минус 40 до плюс 150 °С
Температура окружающей среды	от минус 40 до плюс 80 °С
Давление процесса	от -0,1 до 10 МПа (до 3 МПа – при использовании гигиенических соединений)
Фланцевые соединения	Фланец: от DN40 до DN200 либо от 1,5 дюйма до 8 дюймов по ANSI
Выходные сигналы	дискретные
Режимы работы	«сухой» или «мокрый» контакт
Длина вибрационной вилки	Короткая вилка для установки с минимальной погружаемой частью минимум 50 мм (2 дюйма). Удлинение вилки до 3 м (118 дюймов).
Максимальное расстояние передачи данных	до 2,5 км

Продолжение таблицы 15

Конструкционные материалы	Нержавеющая сталь марки 316L (1.4404), Hastelloy C или Halar (ECTFE) / PFA
Гистерезис (вода)	±1мм (±0,039 дюйма)
Напряжение питания	от 20 до 264 В переменного тока 50/60 Гц или от 20 до 60 В постоянного тока
Взрывозащищенное исполнение	есть
Степень защиты от пыли и воды	IP66, IP67 по ГОСТ 14254

Сигнализатор уровня Rosemount 2120 работает так же, как камертон. Пьезоэлектрический кристалл создает колебания камертонной вилки с ее собственной частотой. Она изменяется и постоянно отслеживается. Частота колебаний зависит от плотности среды, в которую погружена вилка с сенсором (чем плотнее жидкость, тем ниже частота).

### 2.6.3 Выбор исполнительных механизмов

Исполнительное устройство – это такое устройство в системе управления технологическим процессом, которое выполняет управляющее воздействие со стороны регулятора на объект, подлежащий управлению с помощью механического перемещения регулирующего органа.

Задачей исполнительного устройства является стабилизация регулируемой величины, поэтому ему необходимо так менять процесс, чтобы была достигнута поставленная цель.

Для выбора исполнительного устройства был произведен сравнительный анализ представленный в таблице 16.

Таблица 16 – Сравнительный анализ исполнительных устройств

<b>Техническая характеристика</b>	<b>25нж947нж</b>	<b>ЗРК 25ч945п</b>	<b>ARI-STEVI 35.440</b>
Условный проход, мм	20	20	20
Температура окружающей среды, °С	-50..+50	+5..+50	-25..+60
Принцип действия	Регулирующий	Регулирующий	Регулирующий

Продолжение таблицы 16

Срок службы, лет	10	10	10
Наработка на отказ, ч	100000	100000	70000

В качестве исполнительного устройства будет использоваться клапан односедельный прямоходный регулирующий 25нж947нж с электроприводом, представленный на рисунке 11.



Рисунок 11 – Регулирующий клапан 25нж947нж с электроприводом

В таблице 17 приведены технические характеристики регулирующего клапана.

Таблица 17 – Технические характеристики клапана 25нж947нж

Техническая характеристика	Значение
Условный проход Ду, мм	20
Пропускная характеристика	линейная
Относительная протечка в затворе, % от $K_{vy}$	КР: 0,1 при $\Delta P_{исп} = 0,4 \text{ МПа}$ (4кгс/см <sup>2</sup> ) КЗР: 0,005 при $\Delta P_{исп} = 1,6 \text{ МПа}$ (16кгс/см <sup>2</sup> )
Давление номинальное PN, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	4,0 (40)
Рабочий ход плунжера, мм	10
Температура регулируемой среды T, °С	от минус 60 до 450
Тип ЭИМ	ST mini, ST 0

#### 2.6.4 Разработка схемы внешних проводок

Внештитовые и первичные приборы – это такие приборы как уровнемер Rosemount серии 5600, установленный на резервуаре с нефтью, расходомер Метран-350, установленный на входе в подогреватель, сигнализаторы уровня нефти Rosemount 2120, расположенные на резервуаре РВС. А так же датчики температуры Метран-274, расположенные в трубопроводах до и после подогревателя, на самом подогревателе и на насосе, датчики давления Метран-150, расположенные во всасывающих коллекторах до насосов, на трубопроводе с газом, с азотом, на трубопроводе после подогревателя.

В конструкцию уровнемера входит встроенный преобразователь для излученного и принятого сигнала. Что позволяет иметь выходной унифицированный токовый сигнал 4..20 мА на выходе уровнемера. На расходомерах унифицированный токовый сигнал 4..20 мА преобразуется с диафрагмы. Датчики-сигнализаторы уровня имеют два режима работы: «сухой» или «мокрый» контакт. Если используется режим «сухой» контакт, то при погружении вилки сигнализатора в жидкую среду контакты будут размыкаться, а если извлечь вилку из жидкой среды, то контакты замыкаются или, говоря по-другому, коммутируются. Если же используется режим «мокрый» контакт, то при погружении вилки датчика-сигнализатора в жидкую среду контакты будут коммутироваться, а при извлечении вилки из жидкой среды контакты будут размыкаться. Выходной сигнал с датчика температуры так же является токовым сигналом 4..20 мА. И наконец, в конструкции датчика давления присутствует встроенный преобразователь сигнала, таким образом, выходной сигнал так же 4..20 мА.

Для того чтобы передавать сигналы на щит КИПиА, необходимо использовать по три провода на уровнемер, датчики давления, датчики температуры и расходомеры, а так же по два провода на датчики-сигнализаторы уровня. Для этого выберем подходящий кабель, например КВВГЭнг. КВВГЭнг – это кабель, состоящий из медных токопроводящих

жил в пластмассовой изоляции, а так же в пластмассовой оболочке, имеющий защитный покров и предназначенный для неподвижного соединения с электрическими приборами, аппаратами и распределительными устройствами с номинальным переменным напряжением до 660 В и частотой до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В. Используется при температуре окружающей среды от минус 50°С до плюс 50°С. Медные токопроводящие жилы кабеля КВВГЭнг изготовлены однопроволочными. Жилы изолированы и скручены между собой. Кабель необходимо защищать от внешних воздействий, ввиду чего его необходимо прокладывать в трубе диаметром 20 мм. Схема внешних проводок приведена в приложении Д.

### **2.6.5 Выбор алгоритмов управления АС**

Алгоритмы, используемые в автоматизированной системе, различны на разных уровнях. Так, например, алгоритмы централизованного управления АС и алгоритмы запуска или останова технологического оборудования (релейные пусковые схемы) реализуются на уровне ПЛК и SCADA-форме. А такие алгоритмы как релейные или ПИД-алгоритмы автоматического регулирования технологическими параметрами технологического оборудования (управление положением рабочего органа, регулирование давления, и т. п.), алгоритм управления сбором измерительных сигналов (алгоритмы в виде универсальных логически завершенных программных блоков, помещаемых в ППЗУ контроллеров) и алгоритмы автоматической защиты (ПАЗ) реализуются на ПЛК.

В этой работе были разработаны такие алгоритмы АС как:

- алгоритм для сбора данных измерений (сбор показаний с датчиков установленных на резервуаре РВС-1);
- алгоритм для автоматического регулирования технологического параметра (поддержания заданной температуры в подогревателе нефти).

Для того чтобы представить алгоритм запуска/остановки, а так же сбора данных с датчиков, будем использовать правила ГОСТ 19.002.

### **2.6.5.1 Алгоритм сбора данных измерений**

При выборе канала измерения выбор был остановлен на канале измерения уровня нефти в резервуаре. Для выбранного канала был разработан алгоритм сбора данных. В приложении Е представлен алгоритм сбора данных с канала измерения уровня нефти в резервуаре.

### **2.6.5.2 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром**

Во время работы блока насосной станции и подогревателя нефти необходимо поддерживать заданную температуру в подогревателе. Температура не должна превышать или опускаться ниже заданного уровня, исходя из условий технологического процесса. Соответственно необходимо выбрать температуру в подогревателе в качестве регулируемого параметра технологического процесса. 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.

Подогреватель будет являться объектом управления. Температура задается с панели оператора, ее необходимо будет поддерживать в подогревателе. Заданное значение температуры поступает на ПЛК, куда также поступает значение температуры с датчика, установленного на подогревателе, далее значения сравниваются между собой, и затем формируется выходной токовый сигнал. Далее этот сигнал поступает в частотный преобразователь, на выходе которого имеем напряжение питания электрического привода клапана. И наконец, клапан с электроприводом преобразует электрическую энергию в поступательное движение штока задвижки, в итоге происходит изменение температуры в подогревателе. При разработке системы автоматического регулирования будем руководствоваться [17] и [18].



*Передаточная функция преобразователя частоты.*

Преобразователь частоты – это апериодическое звено, преобразующее электрическую энергию сети в электрическую энергию управления объектом:

$$W(s) = \frac{k_{\text{п}}}{T_{\text{п}} * s + 1} \quad (1)$$

$k$  – передаточный статический коэффициент преобразователя,

$T_{\text{п}}$  – постоянная времени преобразователя.

Передаточный коэффициент преобразователя определяется при номинальном значении выходного воздействия в статическом режиме:

$$k_{\text{п}} = \frac{f_{\text{н}}}{I_{\text{в}}} \quad (2)$$

$f_{\text{н}}$  – частота, обеспечивающая номинальный режим работы,

$I_{\text{в}}$  – входное напряжение управления.

Преобразователь частоты осуществляет управление при помощи ПИД-регулирования, используя ток 4...20 мА, а частоту двигателя изменяет в пределах от 0...50 Гц. Передаточный коэффициент будет соответствовать отношению номинальной частоты двигателя к входному току управления преобразователя частоты:

$$k_{\text{п}} = \frac{f_{\text{н}}}{I_{\text{в}}} = \frac{50}{16} = 3,125 \quad (3)$$

Формула для постоянной времени преобразователя:

$$T_{\text{п}} = T_{\text{ф}} + \frac{1}{2 * m * f_{\text{н}}} \quad (4)$$

$T_{\text{ф}}$  – Постоянная времени импульсно-фазового управления (СИФУ),

$m$  – Число фаз.

Значение для постоянной времени СИФУ обычно составляет 0,003 – 0,005 секунды, поэтому при моделировании значение принято выбирать из данного диапазона значений. При модернизации автоматизированной системы происходит замена технической составляющей оборудования,

поэтому  $T\phi = 0,003$  секунды. Номинальное значение частоты равно 50 Гц, а число фаз для осуществления управления трехфазным двигателем равно 3.

$$T_{\Pi} = T\phi + \frac{1}{2 * m * f_{\text{H}}} = 0,003 + \frac{1}{2 * 3 * 50} = 0,0063 \quad (5)$$

*Передаточная функция асинхронного электродвигателя.*

Асинхронный двигатель – это апериодическое звено, преобразующее электрическую энергию в энергию управления валом вращения.

Передаточный статический коэффициент есть отношение угловой скорости вращения к частоте питающей сети. Частота питания асинхронным электродвигателем является номинальной и равно 50 Гц. Согласно характеристике асинхронного электродвигателя, постоянная времени электродвигателя равна 0,08:

$$k_{\text{д}} = \frac{W_{\text{д}}}{f_{\text{H}}} = \frac{2 * 3,14 * 2000}{60 * 50} = 4,19 \quad (6)$$

$$W(s) = \frac{k_{\text{д}}}{T_{\text{д}} * s + 1} = \frac{4,19}{0,08 * s + 1} \quad (7)$$

$k_{\text{д}}$  – статический передаточный коэффициент,

$W_{\text{д}}$  – угловая скорость вращения двигателя,

$f_{\text{H}}$  – частота, обеспечивающая номинальный режим работы,

$T_{\text{д}}$  – постоянная времени электродвигателя.

*Передаточная функция управления клапаном:*

$$W(s) = \frac{k_{\text{п}}}{T_{\text{п}} + 1} = \frac{3,125}{0,0063s + 1} \quad (8)$$

*Передаточная функция трубопровода подачи газа:*

$$f = \frac{\pi * d^2}{4} = \frac{3,14 * 0,2^2}{4} = 0,0314 \text{ м}^2 \quad (9)$$

$f$  – площадь сечения трубы,

$d$  – диаметр трубы.

$$c = \frac{Q}{f} * \sqrt{\frac{p}{2 * g * \Delta p}} = \frac{0,133}{0,0314} * \sqrt{\frac{650}{2 * 9,8 * 0,5 * 10^4}} = 0,339 \text{ с} \quad (10)$$

$$T = \frac{2 * L * f * c^2}{Q} = \frac{2 * 20 * 0.0314 * 0.339^2}{0.133} = 1.085 \text{ с} \quad (11)$$

$$\tau_0 = \frac{Lf}{Q} = \frac{20 * 0.0314}{0.133} = 4.72 \text{ с} \quad (12)$$

$$W(s) = \frac{1}{Ts + 1} * e^{-\tau_0 * s} = \frac{1}{1.085 * s + 1} * e^{-4.72 * s} \quad (13)$$

Модель структурной схемы автоматического регулирования в пакете программ Matlab в среде Simulink представлена на рисунке 12.

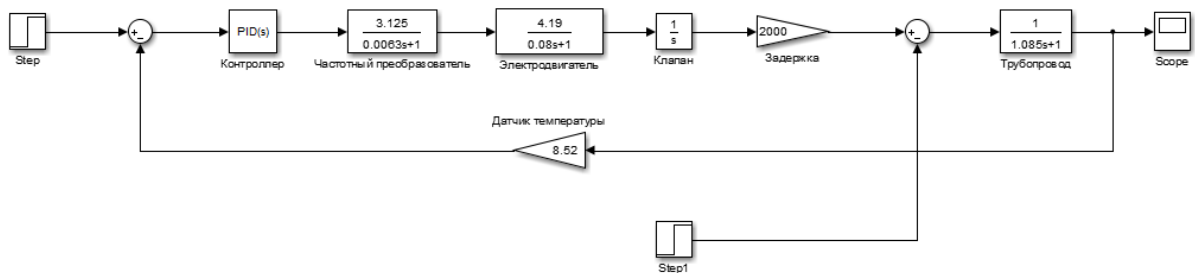


Рисунок 12 – Модель процесса стабилизации заданной температуры в подогревателе нефти, в среде Simulink.

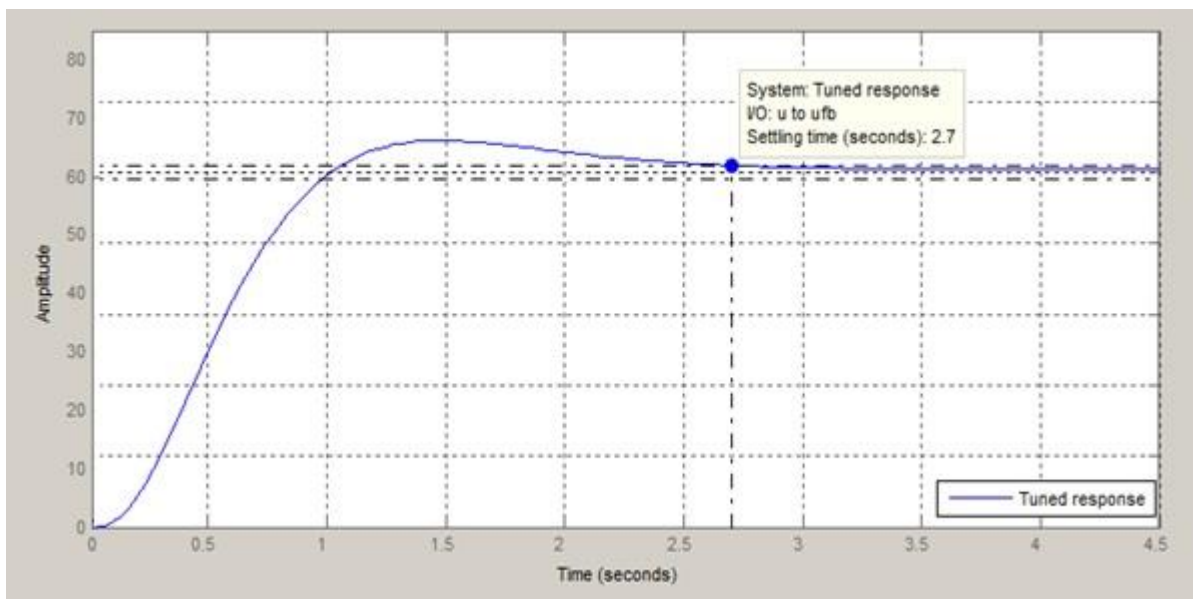


Рисунок 13 – График переходного процесса

В результате моделирования процесса получено время переходного процесса 2,7 сек. Также наблюдается поддержание заданного значения температуры при возникновении возмущения в виде включения контрольной линии для режима поверки метрологических характеристик.

## **2.6.6 Экранные формы АС**

Управление автоматизированной системы было реализовано при помощи SCADA-системы Infinity от компании «ЭлеСи». Данная SCADA-система предназначена для использования на действующих технологических объектах для работы в реальном времени. Для работы системы требуется использовать компьютерную технику в промышленном исполнении, отвечающую высоким требованиям надежности и безопасности. SCADA-система Infinity не ограничивает разработчиков при выборе аппаратной составляющей нижнего уровня, т.к. имеет большой пакет драйверов или серверов ввода/вывода. Благодаря этому есть возможность подключать к системе работающие независимо друг от друга внешние компоненты и разрабатываемые отдельно аппаратные и программные модули различных производителей.

### **2.6.6.1 Разработка дерева экранных форм**

Разработанное дерево экранных форм представлено в приложении Ж.

Пользователи, такие как диспетчер, старший диспетчер или руководитель по обслуживанию имеют возможность выполнять навигацию по экранным формам при помощи кнопок прямого вызова. При запуске проекта открывается экран для авторизации пользователя, где работнику предлагается авторизоваться (ввести логин и пароль). В случае если логин и пароль верные, на экране отобразится мнемосхема основных объектов УКПН. Основными объектами УКПН являются резервуарный парк, входная насосная станция, насосная станция внутренней перекачки и каналы регулирования давления. Помимо этого, из мнемосхемы с основными объектами пользователь имеет возможность прямого доступа к карте нормативных характеристик УКПН. Для того чтобы открыть мнемосхему объекта УКПН, необходимо нажать на прямоугольную область мнемосхемы с названием объекта. Мнемосхемы отдельных объектов могут включать в себя дополнительные мнемосхемы, позволяющие более детально производить контроль над состоянием некоторых объектов УКПН и

управлять ими. Для открытия дополнительных экранных форм необходимо нажать на прямоугольную область с названием нужной функции или на изображение устройства на мнемосхеме объекта УКПН.

### 2.6.6.2 Разработка экранных форм АС УКПН

Рабочее окно оператора представлено на рисунке 14, оно состоит из таких областей как:

- главное меню (меню с кнопками и индикаторами);
- область видеокadra (содержит мнемосхемы, всплывающие окна и табличные формы);
- окно оперативных сообщений.



Рисунок 14 – Рабочее окно оператора

### 2.6.6.3 Главное меню

На рисунке 15 представлен вид главного меню.



Рисунок 15 – Вид главного меню рабочего окна оператора

В главном меню размещены индикаторы, а так же кнопки, которые выполняют следующие функции:

- кнопка «F1» – производит вызов меню «Справка»;

- кнопка с индикатором «РВС 1/1» – производит вызов мнемосхемы резервуара РВС-1/1;
- кнопка с индикатором «Насос Темп» – производит отображение температуры насосных агрегатов и вызов мнемосхемы блока насосной станции;
- кнопка «НС вход» – производит вызов мнемосхемы «Входная насосная станция»;
- кнопки с индикаторами «Н-1/1», «Н-1/2», «Н-1/3» – производят отображение состояния насосных агрегатов и вызывают мнемосхемы насосных агрегатов;
- кнопка с индикатором «Авария» – показывает, имеется ли аварийное состояние какого-либо объекта или агрегата;
- кнопка с индикатором «РП» – производит вызов мнемосхемы «Резервуарный парк»;
- кнопка с индикатором «Стоп» - производит аварийную остановку блока насосной станции и подогревателя нефти.

На кнопках с индикаторами так же используется цветовая кодировка.

Кодировка представлена в таблице 18.

Таблица 18 – Цветовая кодировка кнопок с индикаторами

<b>Индикатор</b>	<b>Цвет</b>	<b>Значение</b>
РВС 1/1, Н-1/1, Н-1/2, Н-1/3	зеленый	Агрегат или объект в работе
	желтый	Агрегат или объект отключен
	оранжевый	Агрегат находится в режиме «Ожидания»
	красный	Авария агрегата или объекта

#### **2.6.6.4 Область видеокadra**

Область видеокadra предназначена для отображения видеокadров. Видеокadры, в свою очередь, имеют цель отображения технологического процесса и оборудования для произведения контроля над состоянием, а так

же управления этим оборудованием и процессом. В состав видеокадров входят:

- мнемосхемы, отображают основную информацию о технологическом процессе;
- всплывающие окна для управления и установки режимов и параметров для объектов;
- табличные формы, отображают различную технологическую информацию, не входящую в состав мнемосхем, а также предназначены для ручного ввода данных (уставок и др.).

#### 2.6.6.5 Мнемознаки

На рисунке 16 представлен пример мнемознака аналогового параметра:

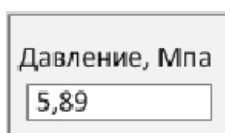


Рисунок 16 – Мнемознак аналогового параметра

В верхней части мнемознака отображены единицы измерения аналогового параметра.

В нижней части мнемознака отображено значение аналогового параметра.

Для аналогового параметра выбраны следующие цвета для отображения:

- серый цвет параметра означает, что параметр в норме;
- желтый цвет параметра означает, что он достиг максимального или минимального допустимого значения;
- красный цвет параметра означает, что он достиг максимального или минимального предельного значения;
- темно-серый цвет параметра означает, что он недостоверен;
- коричневый цвет параметра означает, что он маскирован.

Красный цвет основной части будет сопровождаться миганием до тех пор, пока дежурный не выполнит операцию квитирования, иначе говоря, не подтвердит факт установки аварийного состояния аналогового параметра.

Для мнемознака «клапан» выбраны следующие цветовые значения:

- зеленый цвет клапан открыт;
- желтый цвет означает, что клапан закрыт;
- переменная смена желтого и зеленого цветов означает, что клапан открывается или закрывается;
- серый цвет мнемознака означает, что состояние клапана не определено.

На рисунке 17 показан мнемознак «резервуар».

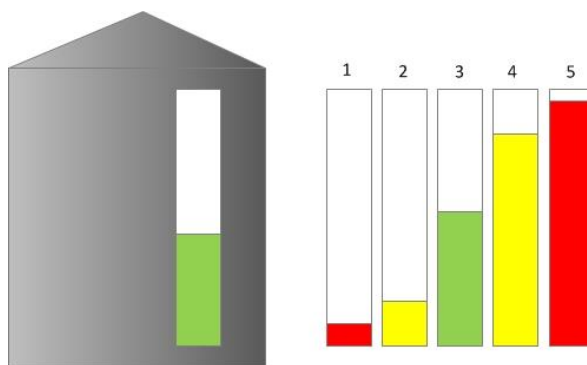


Рисунок 17 – Мнемознак «Резервуар»

Для отображения дискретных состояний и предельных значений аналогового параметра используется прямоугольник белого фона, он принимает следующие виды:

- вид 1(красный цвет) показывает предельный нижний уровень нефти в резервуаре (значение дискретного параметра);
- вид 2(желтый цвет) показывает допустимый нижний уровень нефти в резервуаре (значение дискретного параметра);
- вид 3(зеленый цвет) показывает нормальное состояние уровня нефти в резервуаре;
- вид 4(желтый цвет) показывает допустимый верхний уровень нефти в резервуаре (значение дискретного параметра);



- вид 5(красный цвета) показывает предельный верхний уровень нефти в резервуаре (значение дискретного параметра).

Мнемосхема блока насосной станции и подогревателя нефти УКПН представлена в приложении 3.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-8ТЗ1	Кечуткину Виктору Сергеевичу

<b>Инженерная школа</b>	<b>ИШИТР</b>	<b>Отделение</b>	Автоматизации и робототехники
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Автоматизация технологических процессов и производств

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Оклады участников проекта, нормы рабочего времени, ставки налоговых отчислений во внебюджетные фонды, районный коэффициент</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Определение назначения объекта и определение целевого рынка</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Планирование этапов работ, составление графика работ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Оценка сравнительной эффективности проекта</i>

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)**

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Альтернативы проведения НИ
3. Матрица SWOT
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:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель ШИП	Шаповалова Наталья Владимировна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-8ТЗ1	Кечуткин Виктор Сергеевич		

### 3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

#### 3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения НИР

##### 3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследования являются коммерческие организации в нефтегазовой отрасли, в частности нефтеперерабатывающие заводы, предприятия, имеющие УКПН для очистки, переработке и транспортировки нефти и газа. Научное исследование рассчитано на крупные предприятия, имеющие УКПН. Для данных предприятий разрабатывается автоматизированная система контроля и управления приемом, осушкой и транспортировкой нефти, а так же автоматическая система регулирования определенными параметрами технологического процесса.

В таблице 19 приведены основные сегменты рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика, направление деятельности. Буквами обозначены компании: «А» - ООО «Нефтестройпроект», «Б» - ОАО «ТомскНИПИнефть», «В» - АО «ЭлеСи»

Таблица 19 – Карта сегментирования рынка

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

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

### 3.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Данный анализ проводится с помощью оценочной карты (таблица 20).

Для оценки эффективности научной разработки сравниваются проектируемая система АСУ ТП УКПН, существующая система управления УКПН, и проект АСУ ТП сторонней компанией. Анализ проводится экспертным методом, где 5 – самая сильная сторона, а 1 – самая слабая.

Таблица 20 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Проект АСУ ТП УКПН	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией	Проект АСУ ТП УКПН	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
Повышение производительности	0,05	5	1	4	0,25	0,05	0,2
Удобство в эксплуатации	0,06	3	2	4	0,18	0,12	0,24
Помехоустойчивость	0,05	2	3	2	0,1	0,15	0,1
Энергоэкономичность	0,09	3	4	2	0,27	0,36	0,18
Надежность	0,11	5	2	5	0,55	0,22	0,55
Уровень шума	0,03	2	2	2	0,06	0,06	0,06
Безопасность	0,11	5	3	5	0,55	0,33	0,55
Потребность в ресурсах памяти	0,03	2	5	3	0,06	0,15	0,09
Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,03	2	2	1	0,06	0,06	0,03
Простота эксплуатации	0,04	5	3	4	0,2	0,12	0,16
Качество интеллектуального интерфейса	0,05	4	0	4	0,2	0	0,2
Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,02	5	0	5	0,1	0	0,1
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
Конкурентоспособность продукта	0,03	2	1	3	0,06	0,03	0,09
Уровень проникновения на рынок	0,03	1	5	3	0,03	0,15	0,09
Цена	0,06	3	5	1	0,18	0,3	0,06

### Продолжение таблицы 20

Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	3	5	0,28	0,21	0,35
Послепродажное обслуживание	0,05	5	3	3	0,25	0,15	0,15
Финансирование научной разработки	0,03	2	1	1	0,06	0,03	0,03
Срок выхода на рынок	0,04	2	4	5	0,08	0,16	0,2
Наличие сертификации разработки	0,02	1	3	5	0,02	0,06	0,1
<b>Итого:</b>	<b>1</b>	<b>63</b>	<b>52</b>	<b>67</b>	<b>3,54</b>	<b>2,71</b>	<b>3,53</b>

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

### 3.1.3 SWOT-анализ

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

На основе анализа рынка и конкурентных технических решений необходимо составить матрицу SWOT-анализа, в которой показаны сильные и слабые стороны проекта, возможности и угрозы для разработки. Матрица SWOT представлена в таблице 21. На втором этапе проведения SWOT-анализа проводится составление интерактивных матриц проекта, в которых производится анализ соответствия параметров SWOT каждого с каждым. Соотношения параметров представлены в таблицах 22-25.

Таблица 21 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны: С1.Более низкая цена. С2.Повышенная конкурентоспособность. С3.Экономичность и энергоэффективность проекта. С4.Интуитивно понятный интерфейс</p>	<p>Слабые стороны: Сл1.Отсутствие у потребителей квалифицированных кадров. Сл2.Большой срок поставок используемого оборудования. Сл3. Отсутствие финансирования научных разработок.</p>
<p>Возможности: В1.Появление дополнительного спроса на новый продукт. В2.Использование существующего программного обеспечения В3.Повышение стоимости конкурентных разработок.</p>	<p>1. В1С1С4 – более низкая цена и понятный интерфейс способствует появлению дополнительного спроса на продукт. 2.В2С1С2С3 – использование существующего программного обеспечения позволит снизить цены и повысить конкурентоспособность. 3.В2С1 – при повышении стоимости конкретных разработок наша разработка становится более дешёвой, тем самым привлекая больше клиентов</p>	<p>1.В1Сл3 – благодаря появлению дополнительного спроса на продукт, можно найти новых инвесторов. 2.В2Сл1Сл3 –за счет использования существующего программного обеспечения, повышается количество квалифицированных кадров способных пользоваться данным продуктом. 3. В3Сл2Сл3 – проявление все большего и большего интереса к разработке.</p>

Продолжение таблицы 21

<p>Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства. У2. Прекращение поддержки руководителей разработки. У3. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства.</p>	<p>1.У1С1С2С4 – более низкая цена и понятный интерфейс способствует появлению дополнительного спроса на продукт. 2.У2С3 – Экономичность и энергоэффективность проекта уменьшит риск прекращения поддержки разработки руководителем. 3.У3С1С2 –Повышенная конкурентоспособность и низкая цена повысят интерес государства к проекту.</p>	<p>1.У1Сл1Сл2Сл3 - Отсутствие спроса на продукт, задержка поставок, отсутствие финансирования может привести к полному провалу проекта. 2.У2Сл2Сл3 – поиск новых инвесторов и поставщиков вернет поддержку руководителя разработки. 3. У3Сл2Сл3 – поиск новых инвесторов и поставщиков</p>
---	---	--

Таблица 22 – Интерактивная матрица для сильных сторон и возможностей

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

Таблица 23 – Интерактивная матрица для слабых сторон и возможностей

Слабые стороны проекта					
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Возможности проекта	В1	-	-	-	+
	В2	+	-	-	+
	В3	-	+	+	+

Таблица 24 – Интерактивная матрица для сильных сторон и угроз

Угрозы развития проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	+	+	-	+
	У2	+	-	+	-
	У3	+	+	-	-

Таблица 25 – Интерактивная матрица для слабых сторон и угроз

Уязвимости проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	+	+	+	+
	У2	-	+	+	+
	У3	-	+	+	+

### 3.2. Планирование научно-исследовательских работ

#### 3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В рамках научного исследования составим перечень этапов и работ, который представлен в таблице 26.

Таблица 26 – перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследования	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Изучение существующих объектов проектирования	Инженер
	4	Календарное планирование работ	Руководитель, инженер
Теоретическое и экспериментальное исследование	5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер
	6	Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	Инженер
	7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Инженер



Продолжение таблицы 26

Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
	9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель, инженер
Разработка технической документации и проектирование	10	Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	Инженер
	11	Составление перечня вход/выходных сигналов	Инженер
	12	Составление схемы информационных потоков	Инженер
	13	Разработка схемы внешних проводок	Инженер
	14	Разработка алгоритмов сбора данных	Инженер
	15	Разработка алгоритмов автоматического регулирования	Инженер
	16	Разработка структурной схемы автоматического регулирования	Инженер
	17	Проектирование SCADA-системы	Инженер
Оформление отчета	18	Составление пояснительной записки	Инженер

### 3.2.2 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:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48 \quad (14)$$

В таблице 27 приведены расчеты длительности отдельных видов работ.

Таблица 27 – 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	2	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
<b>Итого: Руководитель</b>					<b>2,05</b>	<b>5</b>
<b>Итого: Инженер</b>					<b>26,6</b>	<b>41</b>

На основании таблицы 27 построим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в

рамках научно-исследовательского проекта. В таблице 28 приведен календарный план-график с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени выполнения выпускной квалификационной работы.

Таблица 28 – План-график

Вид работ	Исполнитель	апр 15		апр 22				апр 29				мая 6				мая 13				мая 20				мая 27				июн 3				июн 10				
		Вс	Вт	Чт	Пт	Сб	Вс	Вт	Чт	Пт	Сб	Вс	Вт	Чт	Пт	Сб	Вс	Вт	Чт	Пт	Сб	Вс	Вт	Чт	Пт	Сб	Вс	Вт	Чт	Пт	Сб	Вс	Вт	Чт	Пт	Сб
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	■																																	
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер		■	■	■	■	■	■																											
3	Изучение существующих объектов проектирования	Инженер								■	■	■	■	■																						
4	Календарное планирование работ	Руководитель																																		
5		Инженер																																		
6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер																																		
7	Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	Инженер																																		
8	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Инженер																																		
9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель																																		
10		Инженер																																		
11	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель																																		
12		Инженер																																		
13	Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	Инженер																																		
14	Составление перечня вход/выходных сигналов	Инженер																																		
15	Составление схемы информационных потоков	Инженер																																		
16	Разработка схемы внешних проводок	Инженер																																		
17	Разработка алгоритмов сбора данных	Инженер																																		
18	Разработка алгоритмов автоматического регулирования	Инженер																																		
19	Разработка структурной схемы автоматического регулирования	Инженер																																		
20	Проектирование SCADA-системы	Инженер																																		
21	Составление пояснительной записки	Инженер																																		

■ - руководитель      ■ - инженер

### 3.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

#### 3.3.1 Расчет материальных затрат

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта. В таблице 29 приведены материальные затраты. В расчете материальных затрат учитывается транспортные расходы и расходы на установку оборудования в пределах 15-25% от стоимости материалов.

Таблица 29– материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, руб.
Контроллер "Siemens SIMATIC S7-400"	шт.	1	240000	300000
Расходомер "Метран-350"	шт.	2	29000	72500
Датчики давления "Метран-150"	шт.	5	30000	187500
Датчик температуры "Метран-274"	шт.	4	2280	11400
Уровнемер "Rosemount 5600"	шт.	1	90000	112500
Сигнализатор уровня "Rosemount 2120"	шт.	4	30000	150000
Клапан 25нж947нж с ЭИМ	шт.	2	71250	178125
<b>Итого:</b>				<b>1012025</b>

#### 3.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование

В данной статье расхода включаются затраты на приобретение специализированного программного обеспечения для программирования ПЛК фирмы Siemens. В таблице 30 приведен расчет бюджета затрат на приобретение программного обеспечения для проведения научных работ:

Таблица 30 – расчет бюджета затрат на приобретения ПО

Наименование	Количество единиц, шт.	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость, руб.
Simatic Step 7	1	31800	31800
<b>Итого:</b>			<b>31800</b>

### 3.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Затраты оплаты труда рассчитываются на основании отраслевой систем оплаты труда в ТПУ в соответствии с должностными окладами, где руководитель – ассистент без степени, инженер – учебно-вспомогательный персонал. Расчет основной заработной платы приведен в таблице 31.

Таблица 31 – Основная заработная плата

Исполнители	Тарифная заработная плата, руб.	Премимальный коэффициент, %	Коэффициент доплат, %	Районный коэффициент, %	Месячный должностной оклад работника, руб.	Среднедневная заработная плата, руб.	Продолжительность работ, дней	Заработная плата основная, руб.
Руководитель	21760	30	20	30	44730,4	2236,52	2,05	4584,87
Инженер	9489	30	50	30	22204,3	1110,21	28	29531,67
<b>Итого:</b>								<b>34116,53</b>

### 3.3.5 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:

$$Z_{\text{допР}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}} = 0,15 * 4077,45 = 687,73 \text{ руб.} \quad (15)$$

$$Z_{\text{допИ}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}} = 0,15 * 29531,67 = 4429,75 \text{ руб.} \quad (16)$$

### 3.3.6 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 32:

Таблица 32 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	4584,87	687,73
Инженер	29531,67	4429,75
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды, %	30,00	30,00
<b>Итого:</b>	<b>10234,96</b>	<b>1535,24</b>

### 3.3.7 Накладные расходы

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

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл}} &= (1012025 + 31800 + 34116,53 + 5117,48 + 11770,20) * 0,16 \\ &= 175172,67 \text{руб.} \quad (17) \end{aligned}$$

Где 0,16 - коэффициент, учитывающий накладные расходы.

### 3.3.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 33:

Таблица 33 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты	1012025
2. Затраты на специальное оборудование	31800
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	33609,12
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	5041,37
5. Отчисления во внебюджетные фонды	11595,14
6. Накладные расходы	175172,67
7. Бюджет затрат НТИ	1270001,89

### 3.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета, затрат, нескольких вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Для расчета интегрального показателя финансовой эффективности возьмем стоимость существующей АСУ, стоимость проекта сторонней организации и стоимость проекта разработанного в данной ВКР.

Интегральный показатель финансовой эффективности разработанной системы управления:

$$I_{\text{проект}} = \frac{\Phi_{p1}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{1270001,89}{2291279} = 0,55 \quad (18)$$

Интегральный показатель финансовой эффективности существующей системы управления:

$$I_{\text{сущ.сис.}} = \frac{\Phi_{p2}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{1058256}{2291279} = 0,46 \quad (19)$$

Интегральный показатель финансовой эффективности проекта сторонней организации:

$$I_{\text{стор.орг.}} = \frac{\Phi_{p2}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{2291279}{2291279} = 1 \quad (20)$$

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности проведем в форме таблицы 34.



Таблица 34 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Проект АСУ ТП УКПН	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	1	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	3	2	4
3. Помехоустойчивость	0,15	2	3	2
4. Энергосбережение	0,2	3	4	2
5. Надежность	0,25	5	2	5
6. Материалоемкость	0,15	4	2	5
<b>Итого:</b>	<b>1</b>	<b>22</b>	<b>14</b>	<b>22</b>

$$I_{p-проект} = 5 * 0,1 + 3 * 0,15 + 2 * 0,15 + 3 * 0,2 + 5 * 0,25 + 4 * 0,15 = 3,7 \quad (21)$$

$$I_{p-сущ.сис.} = 1 * 0,1 + 2 * 0,15 + 3 * 0,15 + 4 * 0,2 + 2 * 0,25 + 2 * 0,15 = 2,45 \quad (22)$$

$$I_{p-стор.орг.} = 4 * 0,1 + 4 * 0,15 + 2 * 0,15 + 2 * 0,2 + 5 * 0,25 + 5 * 0,15 = 3,7 \quad (23)$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя:

$$I_{\text{проект}} = \frac{I_{p-проект}}{I_{\text{проект}}} = \frac{3,7}{0,55} = 6,7 \quad (24)$$

$$I_{\text{сущ.сис.}} = \frac{I_{p-сущ.сис.}}{I_{\text{сущ.сис.}}} = \frac{2,45}{0,46} = 5,3 \quad (25)$$

$$I_{\text{стор.орг.}} = \frac{I_{p-стор.орг.}}{I_{\text{стор.орг.}}} = \frac{3,7}{1} = 3,7 \quad (26)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (таблица 35) и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп1}}}{I_{\text{исп2}}} \quad (27)$$

Таблица 35 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Проект АСУ ТП УКПН	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,6	0,46	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,7	2,45	3,7
3	Интегральный показатель эффективности	6,7	5,3	3,7
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения		1,26	1,8

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет понять и выбрать более эффективный вариант решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности. Как видно из таблицы 34 разработанный проект модернизации более выгодный в финансовом плане, чем подобная разработка сторонней организации.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-8Т31	Кечуткину Виктору Сергеевичу

<b>Инженерная школа</b>	<b>ИШИТР</b>	<b>Отделение</b>	Автоматизации и робототехники
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Автоматизация технологических процессов и производств

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<p><i>1. Техногенная безопасность:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Препъявляемые требования к персоналу при модернизации части технологического оборудования УКПН;</li> <li>- Обеспечение взрывобезопасности технологического процесса;</li> <li>- Обеспечение достоверности информации;</li> <li>- Эргономические требования к рабочему месту;</li> <li>- Электробезопасность.</li> </ul>	<p><i>1. Количество и характер инструкций по видам работ проводимым персоналом.</i></p> <p><i>2. Меры по снижению взрывоопасности технологических блоков.</i></p> <p><i>3. Контроль и защита информации при управлении исполнительными механизмами.</i></p> <p><i>4. Определение вредных и опасных производственных факторов на рабочем месте.</i></p> <p><i>5. Организационные и технические мероприятия по защите от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.</i></p>
<p><i>2. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Нормирование и определение выбросов вредных веществ в атмосферу;</li> <li>- Пожарная безопасность.</li> </ul>	<p><i>1. Мероприятия по уменьшению удельных показателей выбросов.</i></p> <p><i>2. Определение источников возникновения опасных факторов пожара, мероприятия направленные на предотвращение возгорания, локализация пожаров, защита людей, материальных ценностей и тушение пожара.</i></p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент ИШХБМТ	Невский Егор Сергеевич			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-8Т31	Кечуткин Виктор Сергеевич		

#### **4. Социальная ответственность**

Организация и улучшение условий труда на рабочем месте является одним из важнейших резервов производительности труда и экономической эффективности производства. Безопасность жизнедеятельности представляет собой систему законодательных актов и соответствующих им социально-экономических, технических, гигиенических, организационных мероприятий, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда.

Любая производственная деятельность сопряжена с воздействием на работающих вредных и опасных производственных факторов. Под условиями труда подразумевается совокупность факторов производственной среды, оказывающих влияние на здоровье и производительность труда человека в процессе труда. Отсюда обеспечение безопасных условий труда – одна из основополагающих целей, к которой должно стремиться руководство предприятия.

В ВКР рассматривается модернизация автоматизированной системы блока насосной станции и подогревателя нефти. Автоматизация производства позволяет осуществлять технологические процессы без непосредственного участия обслуживающего персонала. При полной автоматизации роль обслуживающего персонала ограничивается общим наблюдением за работой оборудования, настройкой и наладкой аппаратуры. Однако в процессе реализации модернизации рабочему персоналу необходимо соблюдать технику безопасности. Не подвергать себя и коллег опасности. Соблюдать все меры и предосторожности, чтобы избежать физических и других травм в процессе выполнения поставленной задачи. Так же после проведения монтажа и пуско-наладки, работать и контролировать процесс будет оператор АСУ. Задачей оператора АСУ и обслуживающего персонала является контроль над параметрами технологического процесса, управление и принятие решений в случае возникновения нештатных ситуаций. При работе с технологическим оборудованием и 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, вибрация. Работа с компьютером характеризуется значительным умственным напряжением, высокой напряженностью зрительной работы и большой нагрузкой на кисти рук при работе с периферийными устройствами ЭВМ.

#### **4.1 Техногенная безопасность**

При выполнении любых работ на предприятии к сотрудникам предъявляются определенные требования. В ВКР рассматривается модернизация части технологического оборудования УКПН. Демонтаж старого оборудования и монтаж нового будут производить слесари ремонтники и слесари КИПиА. Соответственно к ним предъявляются определенные требования, например, слесарь должен знать:

- инструкцию по охране труда для слесаря-ремонтника;
- инструкцию по охране труда при работе с ручным слесарно-кузнечным инструментом;
- инструкцию по охране труда при работе с ручным электроинструментом;
- инструкцию по охране труда при работе на высоте;
- инструкцию по охране труда при проведении погрузочно-разгрузочных и складских работ;
- инструкцию по действию персонала во время грозы;
- инструкцию по охране труда при эксплуатации, хранении и транспортировке газовых баллонов;
- правила пользования средствами индивидуальной и коллективной защиты;
- инструкцию по содержанию и применению углекислотных огнетушителей;

- инструкцию о мерах пожарной безопасности в помещениях;
- инструкцию о мерах пожарной безопасности при проведении огневых работ;
- инструкцию по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве;
- опасные и вредные производственные факторы, связанные с выполняемыми работами, вредные вещества в воздухе рабочей зоны и характер их действия на организм человека.

Количество и характер инструкций определяются в зависимости от вида работ проводимым персоналом. Слесарям КИПиА так же необходимо иметь группу допуска по электробезопасности не ниже 2.

Для каждой технологической системы нефтехимической промышленности должны предусматриваться меры по максимальному снижению взрывоопасности технологических блоков, входящих в нее, направленные на:

- предотвращение взрывов и пожаров внутри технологического оборудования;
- защиту технологического оборудования от разрушения и максимальное ограничение выбросов из него горючих веществ в атмосферу при аварийной разгерметизации;
- исключение возможности взрывов и пожаров в объеме производственных зданий, сооружений и наружных установок;
- снижение тяжести последствий взрывов и пожаров в объеме производственных зданий, сооружений и наружных установок [16].

Для предотвращения возникновения пожаров и взрывов в данном проекте предусмотрены следующие шаги:

- питание технологического оборудования по проекту производится кабелями КВВГЭнг. 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 КВВГЭнг выполнены однопроволочными. Изолированные жилы скручены. Кабель прокладывается в трубе диаметром 20 мм.

- оборудование, устанавливаемое взамен изношенного отвечает требованиям по пожаро- и взрывобезопасности.

Контроль практически любого параметра в электронных устройствах лежит на микроконтроллерах. Микроконтроллер можно рассматривать как наименьшую единицу умного устройства, применение которого можно найти абсолютно во всех сферах науки, техники и повседневной жизни. Не исключение и промышленность где при помощи микроконтроллерной и микропроцессорной техники исключается человеческий фактор и системы работают как в автоматизированном (при частичном участии человека) так и автоматическом (без участия человека) режимах.

Недостатками применения микропроцессорной техники может быть возможность генерации ложных сигналов как внутри контроллера, так и в кабелях соединяющих технологическое оборудование (датчики и контроллеры). Для предотвращения генерации ложных сигналов и защиты есть необходимость принятия специальных мер по исключению негативных последствий этого. В данном проекте предусмотрены меры для уменьшения до минимально уровня возникновения ложных сигналов от датчиков.

Дублирование каналов связи между датчиками и контроллерами. В частности для передачи сигналов от уровнемера, датчиков давления, датчиков температуры и расходомеров на щит КИПиА используются, по три

кабеля, а для сигнализаторов – два дублирующих кабеля. Для этого используются экранированные кабели. Преимуществами экранированных кабелей являются:

- защищают от взаимных наводок при использовании устройств с несколькими блоками;
- защищают сам кабель от электромагнитных воздействий извне;
- защищают электроприборы от электромагнитного поля кабеля.

Так же для исключения наводок от силовых электрических кабелей, кабели передающие сигналы от датчиков проложены в отдельном коробе и все заземлены.

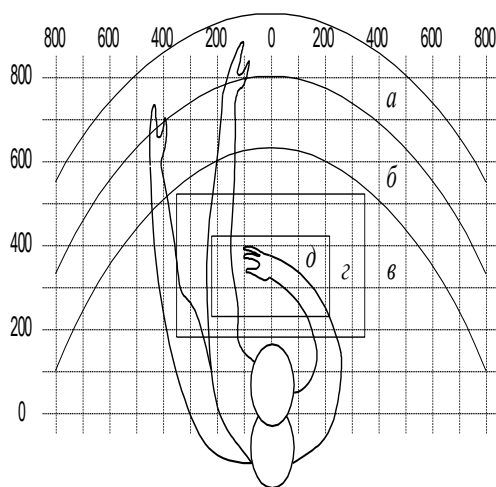
После проведения модернизации и ввода системы в работу, основным пользователем ее будет оператор АСУ. Оператор может подвергаться воздействию ряда опасных и вредных производственных факторов: повышенный уровень шума на рабочем месте, повышенная или пониженная влажность воздуха, отсутствие или недостаток естественного света, недостаточная освещенность рабочей зоны. Работа с компьютером характеризуется значительным умственным напряжением, высокой напряженностью зрительной работы и большой нагрузкой на кисти рук при работе с периферийными устройствами ЭВМ.

Оптимальное размещение предметов труда и документации в зонах досягаемости согласно [12]:

- дисплей размещается в зоне а (в центре);
- системный блок размещается в предусмотренной нише стола;
- клавиатура – в зоне г/д;
- «мышь» – в зоне в справа;



– документация, необходимая при работе – в зоне легкой досягаемости ладони – в, а в выдвижных ящиках стола – литература, неиспользуемая постоянно.



а - зона максимальной досягаемости;  
б - зона досягаемости пальцев при вытянутой руке;  
в - зона легкой досягаемости ладони;  
г - оптимальное пространство для грубой ручной работы;  
д - оптимальное пространство для тонкой ручной работы.

Рисунок 18 – оптимальное размещение предметов труда

Электробезопасность – это система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Электрический ток представляет собой скрытый тип опасности, т.к. его трудно определить в токо- и нетоковедущих частях оборудования, которые являются хорошими проводниками электричества. Смертельно опасным для жизни человека считают ток, величина которого превышает 0,05 А, ток менее 0,05 А – безопасен (до 1000 В).

ПЭВМ и периферийные устройства являются потенциальными источниками опасности поражения человека электрическим током. При работе с компьютером возможен удар током при соприкосновении с токоведущими частями оборудования.

Поэтому при эксплуатации ПЭВМ необходимо соблюдать определенные меры защиты. Прежде всего – это требования к персоналу,

занятому работой с ПК. Требуемый допуск по электробезопасности зависит от того, какие операции с оборудованием выполняет сотрудник (ремонт, обслуживание, настройка, управление, пользование). С точки зрения обеспечения требований электробезопасности при выполнении этих работ нет никакой разницы, работает специалист с ПК или с любым иным производственным оборудованием с питанием от сети 220 В. Соответственно, никаких дополнительных требований к группе допуска не существует. Для пользователя ПК (того, кто работает с ПК) достаточно 1 группы допуска в электроустановках, которая присваивается не электротехническому персоналу, выполняющему работы, при которых может возникнуть опасность поражения электрическим током.

Согласно с [8] рабочие места с ПЭВМ должны быть оборудованы защитным занулением. Подача электрического тока в помещение должна осуществляться от отдельного независимого источника питания. Необходима изоляция токопроводящих частей и ее непрерывный контроль. Должны быть предусмотрены защитное отключение, предупредительная сигнализация и блокировка. Электрическое питание ПК должно осуществляться через блок питания. Каждый блок питания или питающее устройство должно иметь сетевой фильтр. Конденсаторы этого фильтра предназначены для шунтирования высокочастотных помех питающей сети на землю через провод зануления и соответствующую трехполюсную вилку и розетку. К розетке подключены три провода: один – фазный, второй – нулевой рабочий проводник и третий – нулевой защитный проводник (НЗП). Нулевой защитный проводник соединен с нулевым проводом сети. В системном блоке и мониторе объединены точки с нулевым потенциалом (на платах). К этой точке присоединен нулевой защитный провод, второй конец которого выведен на скользящий контакт вилки питающего шнура.

При занулении необходимо быть уверенным в том, что «нуль» не станет фазой. Если же НЗП никуда не подключать, на корпусе системного блока может появиться напряжение около 110В. Это происходит потому, что

конденсаторы фильтра работают как емкостной делитель напряжения. Для исключения опасности поражения электрическим током все ПК должны быть заземлены (занулены).

Помещение, в котором расположено рабочее место оператора, относится к категории помещений без повышенной опасности, и соответствует установленным условиям согласно с [14]:

- напряжение питающей сети 220 В, 50 Гц;
- относительная влажность воздуха 50%;
- средняя температура около 24°С;
- наличие непроводящего полового покрытия.

Согласно технического задания в проекте не предусмотрена модернизация, как рабочего места оператора, так и всех токоведущих проводок помещения в котором располагается операторская. Таким образом, нет необходимости проводить дополнительный инструктаж для операторов АСУ. Так как оператор АСУ относится к I группе электробезопасности то инструктаж необходимо проводить с периодичностью не реже 1 раз в год.

#### **4.2 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

В процессе эксплуатации УКПН, а именно осушки, очистки, хранения нефти и газа, появляются источники негативного химического воздействия на окружающую среду. По влиянию и длительности воздействия данные источники загрязнения относятся к прямым и постоянно действующим. Предельно допустимые выбросы в атмосферу определяются согласно «Методике по нормированию и определению выбросов вредных веществ в атмосферу». Испарение нефти и нефтепродуктов с поверхностей происходит достаточно легко при любой температуре. При этом выделяются низкомолекулярные углеводороды с примесями, например алканы и циклоалканы. Алканы сравнительно малоядовиты и поддаются биологическому разложению, в отличии от циклоалканов, которые плохо поддаются биологическому разложению.

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

Пожар – это неконтролируемое горение вне специального очага [15]. Под пожарной безопасностью понимается состояние объекта, при котором исключается возможность пожара, а в случае его возникновения предотвращается воздействие на людей опасных факторов пожара и обеспечивается защита материальных ценностей.

Возникновение пожара в рассматриваемом помещении обуславливается следующими факторами: работа с открытой электроаппаратурой; короткое замыкание в блоке питания или высоковольтном блоке дисплейной развертки; нарушенная изоляция электрических проводов; несоблюдение правил пожарной безопасности; наличие горючих компонентов: документы, двери, столы, изоляция кабелей и т.п.; наличие кислорода, как окислителя процессов горения.

Источниками зажигания в диспетчерской могут быть электронные схемы от ЭВМ, приборы, применяемые для технического обслуживания, устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов.

Для диспетчерской установлена категория пожарной опасности В – пожароопасные.

Пожарная профилактика основывается на устранении благоприятных условий возгорания. В рамках обеспечения пожарной безопасности решаются четыре задачи: предотвращение пожаров и возгорания, локализация возникших пожаров, защита людей и материальных ценностей, тушение пожара.

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

Организационные мероприятия предусматривают правильную эксплуатацию оборудования, правильное содержание зданий и территорий, противопожарный инструктаж рабочих и служащих, обучение производственного персонала правилам противопожарной безопасности, издание инструкций, плакатов, наличие плана эвакуации.

К техническим мероприятиям относятся: соблюдение противопожарных правил, норм при проектировании зданий, при устройстве электропроводов и оборудования, отопления, вентиляции, освещения, правильное размещение оборудования. Необходимо предусмотреть ряд мер, направленных на обеспечение тушения пожара: обеспечить подъезды к зданию; обесточивание электрических кабелей; наличие пожарных щитов и ящиков с песком в коридорах; наличие гидрантов с пожарными рукавами; телефонная связь с пожарной охраной; огнетушители: химический пенный ОХП-10 и углекислотный ОУ-2.

## Заключение

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы была проведена модернизация автоматизированной системы блока насосной станции и подогревателя нефти установки комплексной подготовки нефти. При написании работы мною был изучен технологический процесс работы УКПН и, в частности, блока насосной станции и подогревателя нефти. Была проведена разработка структурной и функциональной схемы автоматизации блока насосной и подогревателя нефти, что позволило определить состав оборудования, необходимого для модернизации. Проведена модернизация контроллерного оборудования и применен промышленный контроллер Siemens SIMATIC S7-400 для систем автоматизации с низкой и средней степенью сложности. Тем не менее, данная платформа имеет большой запас по расширению своих возможностей. Для более точного контроля за степенью наполненности резервуара была проведена модернизация с применением четырех датчиков-сигнализаторов уровня Rosemount 2120 и одного уровнемера Rosemount 5600. Это позволит своевременно принять необходимые меры и избежать аварийных ситуаций на резервуаре.

Также была модернизирована система учета попутного газа сжигаемого в подогревателе нефти, для этого применен расходомер Метран-350 Annubar. Разработаны схема внешних проводок и алгоритм автоматического поддержания температуры в подогревателе (ПИД-регулятор). Было разработано дерево экранных форм, а используя SCADA-систему Infinity были разработаны мнемосхемы блока насосной станции и подогревателя нефти.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» был проведен анализ и произведен расчет затрат на модернизацию.

В результате, модернизированная АС блока насосной станции и подогревателя нефти удовлетворяет текущим требованиям к системе автоматизации. Более того, существует возможность изменять и

модернизировать разработанную АС в соответствии с возрастающими в течение всего срока эксплуатации требованиям.

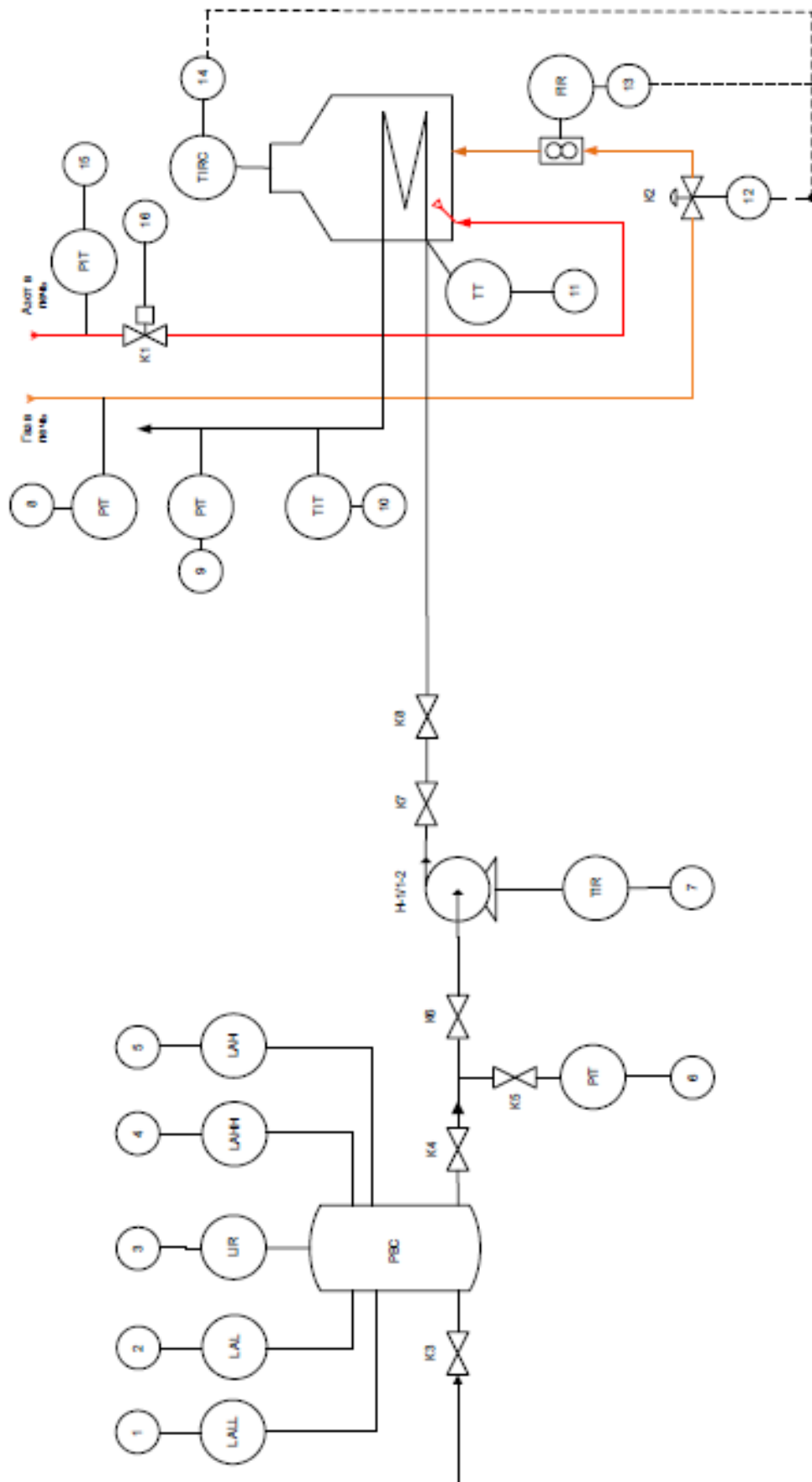
### Список используемых источников

1. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем: учебное пособие; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 130 с;
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 121.408-93 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов М.: Издательство стандартов, 1995. – 44 с;
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. СНиП 23-05-95. 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;

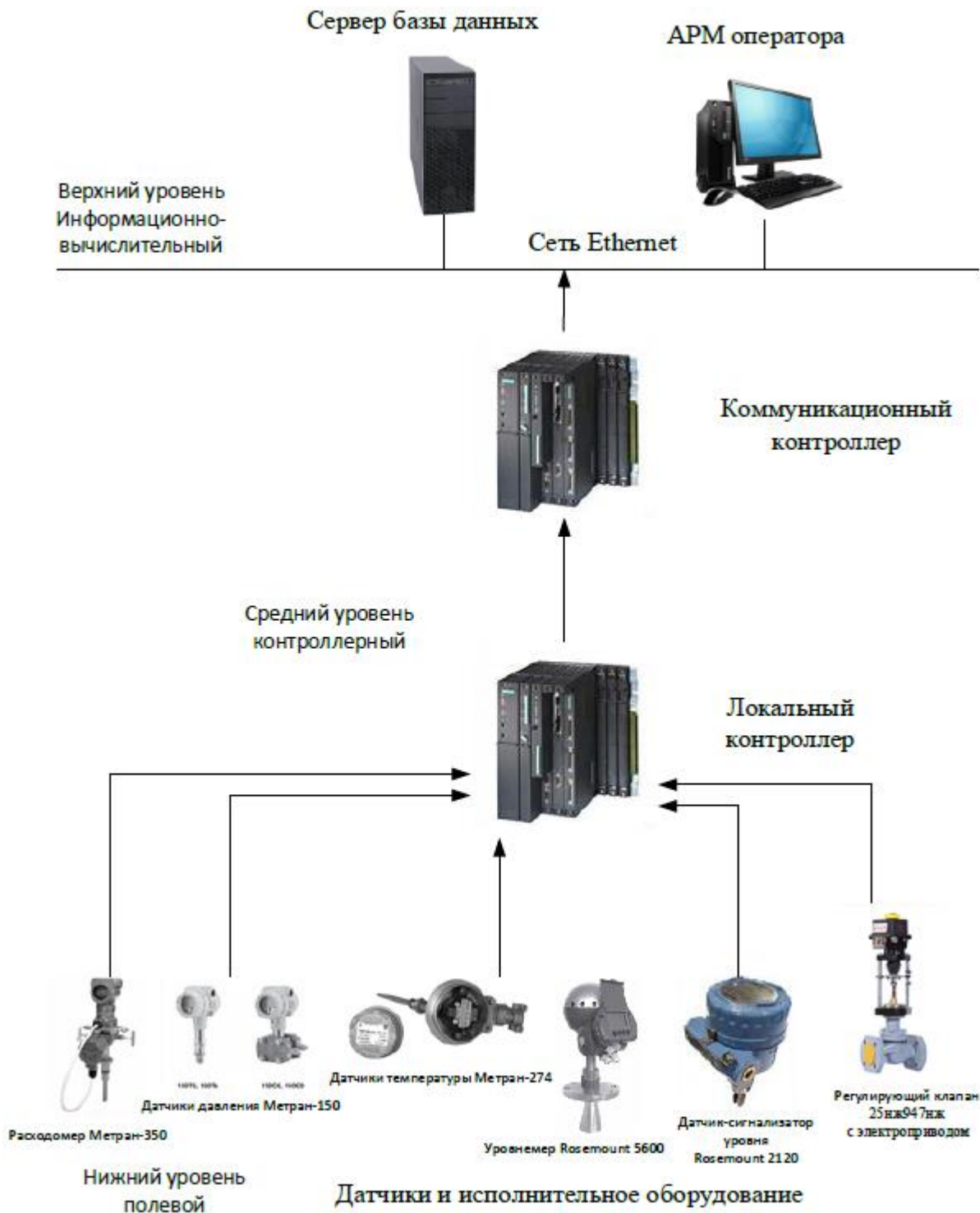


12. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003;
13. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды: учебник для вузов. – М.: Изд-во Юрайт, 2013. – 671 с;
14. 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;
15. 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;
16. Приказ от 11 марта 2013 года №96 об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»;
17. Сайт «Лекции.Ком» Классификация СИФУ. Функциональная схема канала СИФУ. Назначение отдельных элементов – Режим доступа: <https://lektsii.com/1-92704.html>, свободный;
18. Сайт «Познайка» Системы импульсно-фазового управления (СИФУ) – Режим доступа: <https://poznayka.org/s12444t1.html>, свободный.

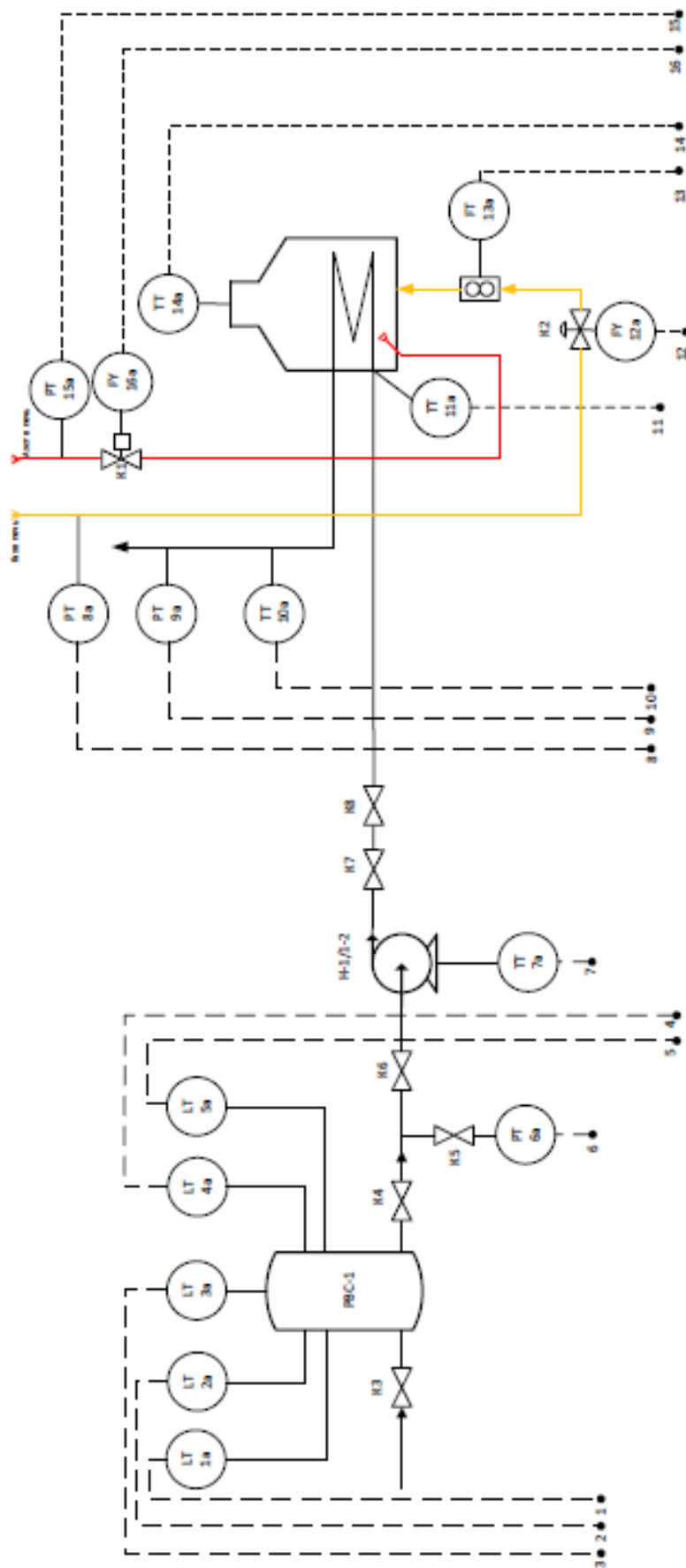
## Приложение А. Функциональная схема автоматизации



## Приложение Б. Обобщенная структура управления АС

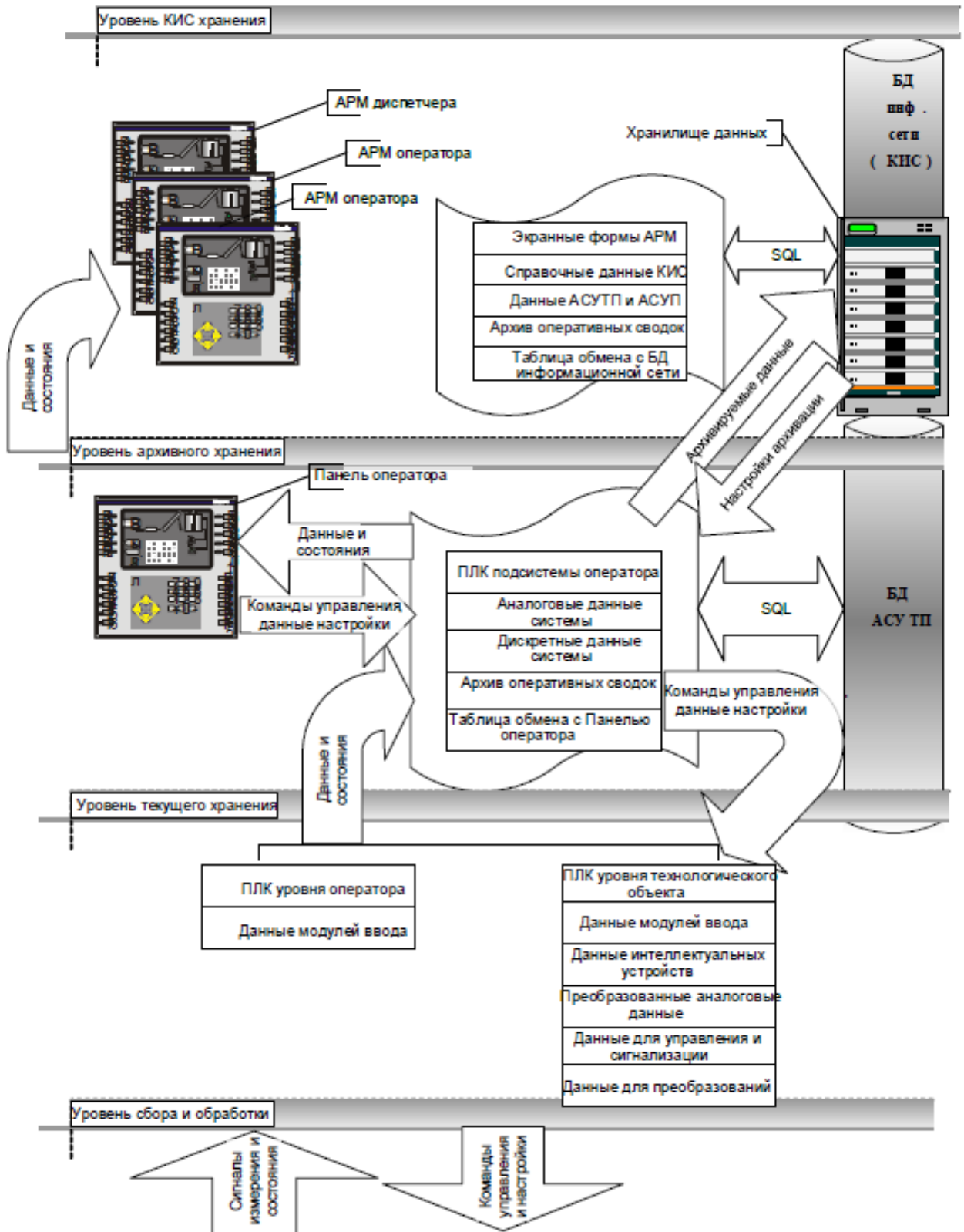


## Приложение В. Функциональная схема автоматизации

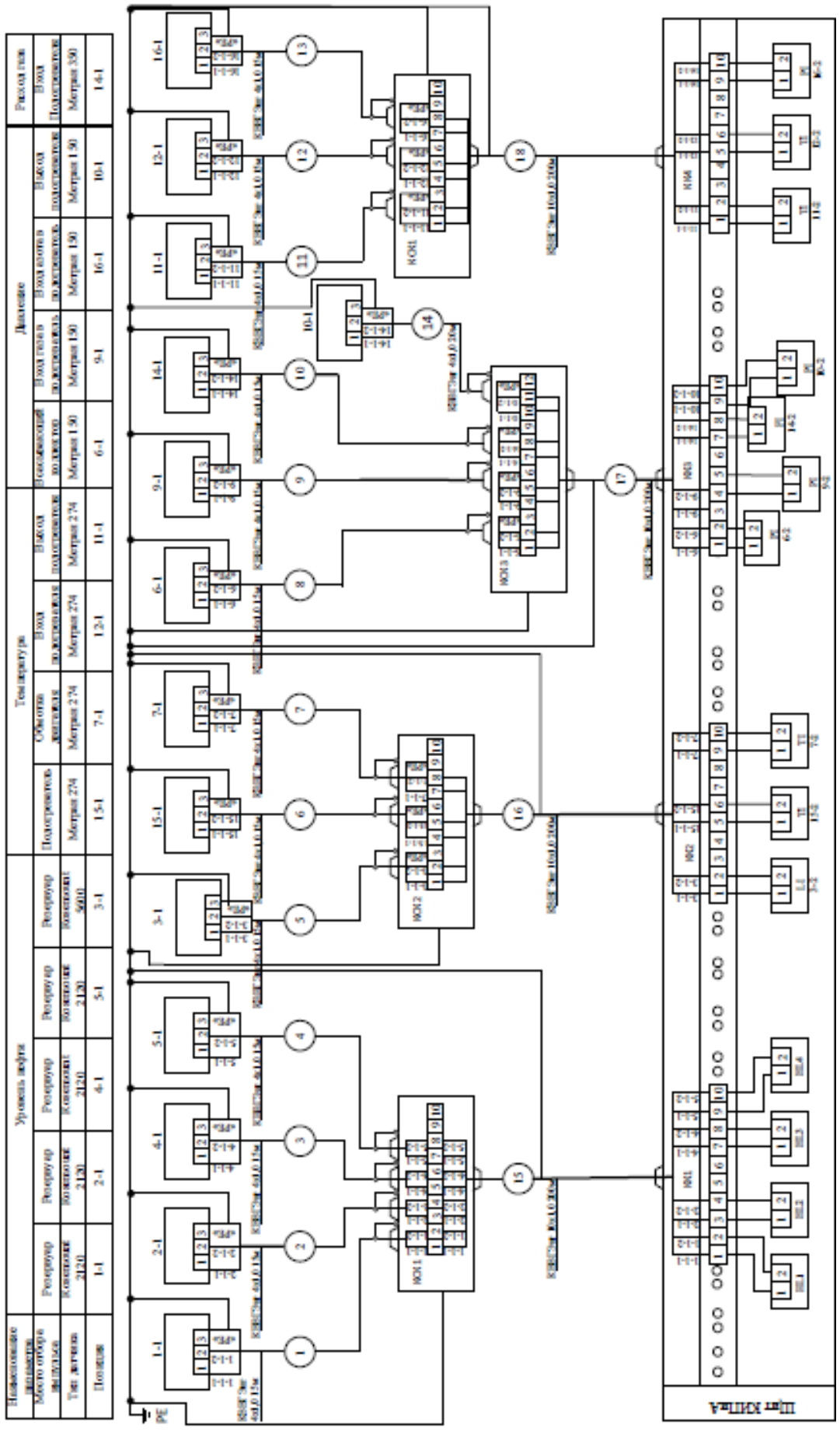


	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ИЛР Исполнитель	LA	LA	LA	LA	LA	PI	TI	PI	PI	PI	TI	PI	TI	PI	PI	PI
ИЛР оператора	HE1	HE2	HE3	HE4	HE5	PI	TI	PI	PI	PI	TI	PI	TI	PI	PI	PI
SCADA																
ИЛР Исполнитель																
ИЛР оператора																
SCADA																
ИЛР Исполнитель																
ИЛР оператора																
SCADA																
ИЛР Исполнитель																
ИЛР оператора																
SCADA																

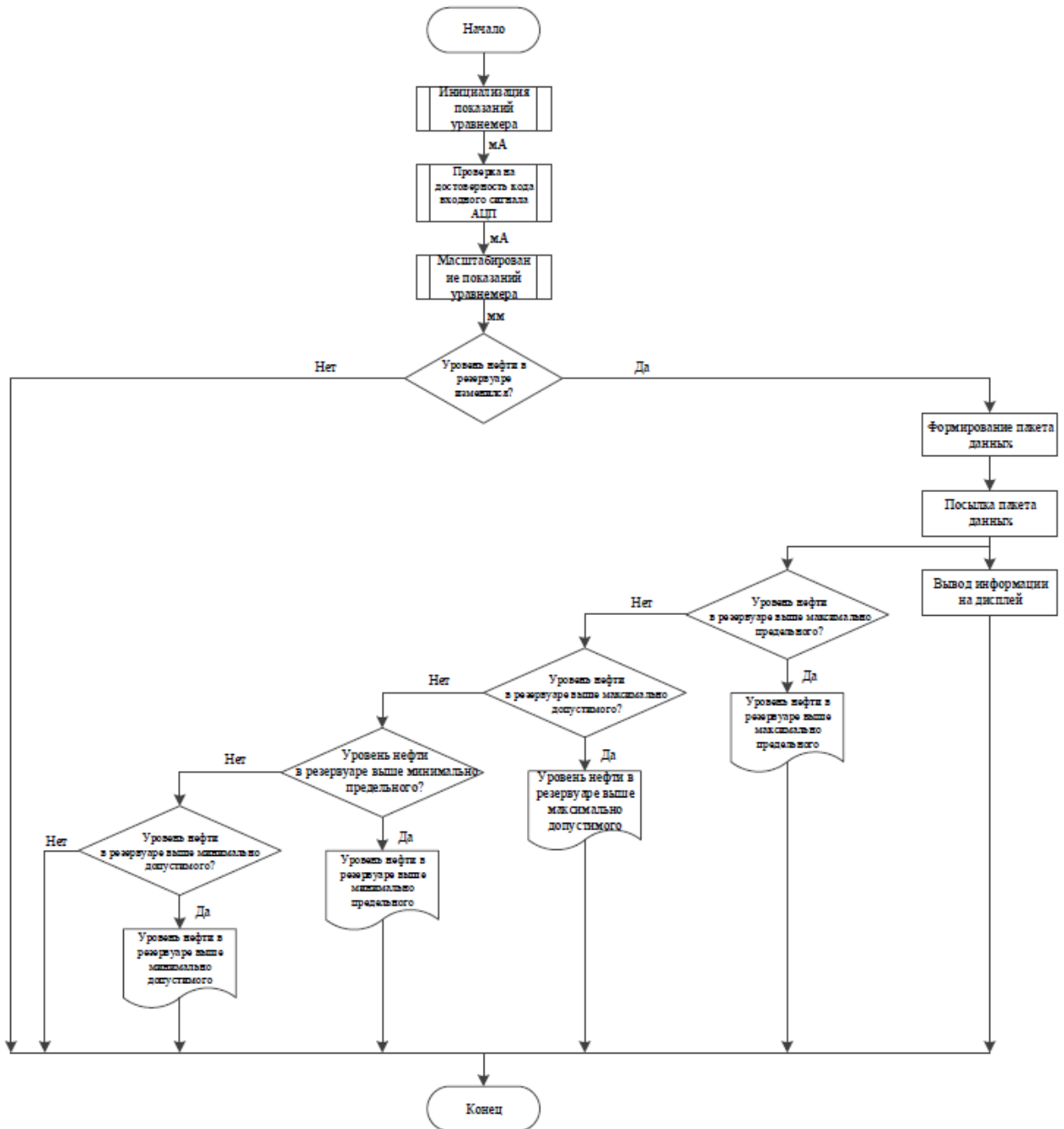
## Приложение Г. Схема информационных потоков



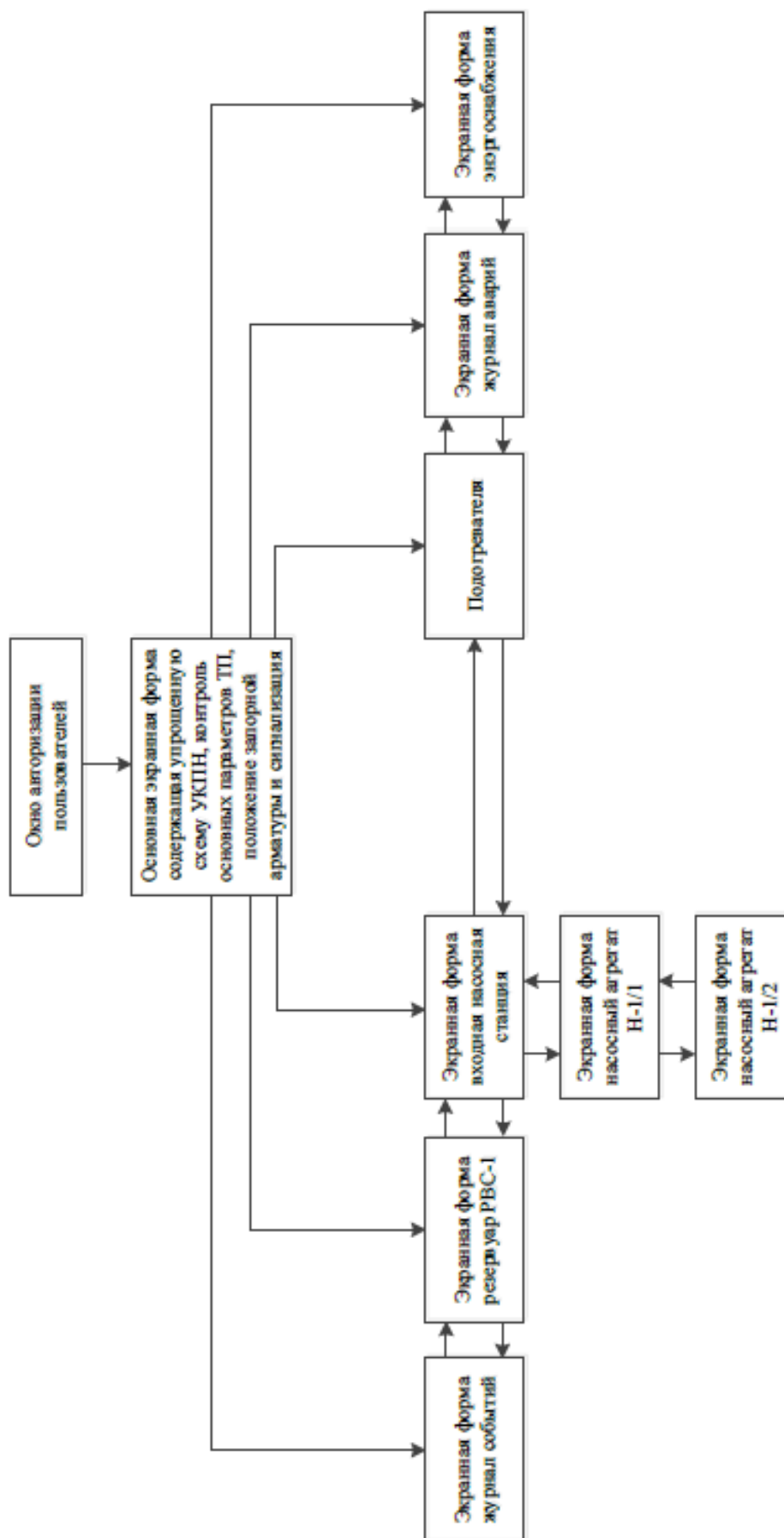
## Приложение Д. Схема внешних проводок



## Приложение Е. Алгоритм сбора данных



## Приложение Ж. Дерево экранных форм





### Приложение 3. Мнемосхема блока насосной станции и подогревателя нефти

