

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки 15.04.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 Отделение школы (НОЦ) Отделение автоматизации и робототехники

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Модернизация системы управления установки моторных топлив

УДК 004.896:665.75

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ01	Баракат Абдулкарим Д. А.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Курганов Василий Васильевич.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН,ШБИП	Былкова Татьяна Васильевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антоневич Ольга Алексеевна	к.б.н		

По разделу на иностранном языке

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ ШБИП	Сидоренко Татьяна Валерьевна	к.п.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Суходоев Михаил Сергеевич.	к.т.н., доцент		

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП
15.04.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»**

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-4	Способность к абстрактному мышлению, анализу, синтезу
УК(У)-5	Готовность действовать в нестандартных ситуациях, нести социальную и этическую ответственность за принятые решения
УК(У)-6	Готовность к саморазвитию, самореализации, использованию творческого потенциала
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен формулировать цели и задачи исследования, самостоятельно изучать научно-техническую документацию своей профессиональной деятельности
ОПК(У)-2	Способен определить математическую и техническую сущность задач и провести их качественно-количественный анализ
ОПК(У)-3	Способен на основании статистических методов участвовать в проведении корректирующих и превентивных мероприятий, направленных на улучшение качества, интерпретировать и представлять результаты
ОПК(У)-4	Способен анализировать полученные результаты измерений на основе их физической природы и принимать обоснованные решения в области профессиональной деятельности
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность разрабатывать (на основе действующих стандартов) методические и нормативные документы, техническую документацию в области автоматизации технологических процессов и производств, в том числе жизненному циклу продукции и ее качеству, руководить их созданием
ПК(У)-2	Способность руководить подготовкой заявок на изобретения и промышленные образцы в области автоматизированных технологий и производств, управляя процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством
ПК(У)-3	Обладает способностью разрабатывать технические задания на модернизацию и автоматизацию действующих производственных и технологических процессов и производств, технических средств и систем автоматизации, управления, контроля, диагностики и испытаний, новые виды продукции, автоматизированные и автоматические технологии ее производства, средства и системы автоматизации, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством
ПК(У)-4	Обладает способностью проводить патентные исследования с целью обеспечения патентной чистоты и патентоспособности новых проектных решений и определения показателей технического уровня проектируемой продукции, автоматизированных и автоматических технологических

	процессов и производств, средств их технического и аппаратно-программного обеспечения
ПК(У)-5	Обладает способностью: составлять описание принципов действия и конструкции устройств, проектируемых технических средств и систем автоматизации, управления, контроля, диагностики и испытаний технологических процессов и производств общепромышленного и специального назначения для различных отраслей национального хозяйства, проектировать их архитектурно-программные комплексы
ПК(У)-6	Способность разрабатывать эскизные, технические и рабочие проекты автоматизированных и автоматических производств различного технологического и отраслевого назначения, технических средств и систем автоматизации управления, контроля, диагностики и испытаний, систем управления жизненным циклом продукции и ее качеством с использованием современных средств автоматизации проектирования, отечественного и зарубежного опыта разработки конкурентоспособной продукции, проводить технические расчеты по проектам, технико-экономический и функционально-стоимостной анализ эффективности проектов, оценивать их инновационный потенциал и риски
ПК(У)-7	Способность разрабатывать функциональную, логическую и техническую организацию автоматизированных и автоматических производств, их элементов, технического, алгоритмического и программного обеспечения на базе современных методов, средств и технологий проектирования

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки 15.04.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 Отделение школы (НОЦ) Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Суходоев М.С.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
8ТМ01	Баракат Абдуллкарим Д. А.

Тема работы:

Модернизация системы управления установки моторных топлив	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 47.10/с от 16.02.2022 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	02.06.2022 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объект исследования: установка переработки нефти на нефтеперерабатывающем заводе «Сафонофо», г. Сафоново, Смоленской области.</p> <p>Цель работы: техническое перевооружение системы управления установкой переработки нефти (УПН), связанное с переходом на новые способы управления процессом на базе программируемых логических контроллеров. Проектируемая АС включает три уровня: полевой уровень, контроллерный уровень и информационно-вычислительный уровень.</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Описание технологического процесса. 2. Предложения по техническому перевооружению установки. 3. Разработка схем автоматизации УПН. 4. Структурная схема системы автоматизации. 5. Разработка электрических схем. 6. Разработка интерфейса оператора УПН.
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Схема ректификационной установки; 2. Функциональная схема установки; 3. Структура комплекса технических средств; 4. Структурная схема системы автоматизации; 5. Архитектура SCADA-системы; 6. Функциональная схема алгоритма управления; 7. Разработка мнемосхемы.
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p style="text-align: center;">Раздел</p>	<p style="text-align: center;">Консультант</p>
<p style="text-align: center;">Основная часть</p>	<p style="text-align: center;">Доцент ИШИТР ОАР, к.т.н., доцент Курганов В. В.</p>
<p style="text-align: center;">Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p style="text-align: center;">Доцент ОСГН ШБИП, к.ф.н. Скаковская Н.В.</p>
<p style="text-align: center;">Социальная ответственность</p>	<p style="text-align: center;">Доцент, к.б.н, Антоневиц О. А.</p>
<p style="text-align: center;">Английский язык</p>	<p style="text-align: center;">Доцент ОИЯ, к.п.н. Сидоренко Т.В.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p style="text-align: center;">нет</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p style="text-align: center;">24.02.2022</p>
--	---

Задание выдал руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p style="text-align: center;">Доцент ОАР ИШИТР</p>	<p style="text-align: center;">Курганов Василий Васильевич.</p>	<p style="text-align: center;">к.т.н., доцент</p>		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p style="text-align: center;">8ТМ01</p>	<p style="text-align: center;">Баракат Абдуллкарим Д. А.</p>		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки (специальность) 15.04.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Уровень образования Магистратура

Отделение школы (НОЦ) Отделение автоматизации и робототехники

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2021 /2022 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	02.06.2022 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.05.2022	Основная часть	60
30.05.2022	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
30.05.2022	Социальная ответственность	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Курганов Василий Васильевич.	к.т.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Суходоев Михаил Сергеевич.	к.т.н., доцент		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
8ТМ01	Баракат Абдулкарим Д. А.

Школа	ИШИТР	Отделение школы (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	Магистратура	Направление/ специальность	15.04.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>В реализации проекта задействованы два человека: руководитель, инженер.</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>ГОСТ 14.322-83 Нормирование расхода материала. Основные положения; ГОСТ 5154199 Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения.</i>
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30 %</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	<i>Проведение анализ: Потенциальные потребители результатов исследования, конкурентные технические решения с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения, SWOT-анализ, FAST-анализ, определение возможных альтернатив проведения НТИ.</i>
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	<i>Определение структуры плана проекта и трудоёмкости работ, разработка графика проведения НТИ, бюджет НТИ.</i>
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	<i>Определение интегрального показателя финансовой эффективности, интегрального показателя ресурсоэффективности, интегрального показателя эффективности и сравнительной эффективности вариантов исполнения</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2022
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН, ШБИП	Былкóва Татьяна Васильевна	К.Э.Н.		

Заданию принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ01	Баракат Абдулкарим Д. А.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО		
8ТМ01	Баракат Абдуллкарим Д. А.		
Школа	ИШИТР	Отделение (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	15.04.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Тема ВКР:

Модернизация системы управления установки моторных топлив

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования: установка переработки нефти (УПН) Область применения: нефтеперерабатывающие промышленность Рабочая зона: лаборатория Размеры помещения: 5х6 м Количество и наименование оборудования рабочей зоны: персональный компьютер. Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: контроль работы параметров; наблюдение и удаленное управление распределенными объектами с применением MasterSCADA технологий</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) ГОСТ 12.2.032-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования ГОСТ 21958-76. Система «Человек-машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума; – аномальные микроклиматические параметры воздушной среды на местонахождении работающего: температура и относительная влажность воздуха; – физические перегрузки, связанные с рабочей позой; – отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения; – умственное перенапряжение, в том числе вызванное информационной нагрузкой

	<p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, включая действие молнии <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: вентиляция воздуха, отопление, источники света, световые проемы, защитные заземления, оградительные устройства, знаки безопасности</p> <p>Фактор по какому будет производиться расчет:</p> <ul style="list-style-type: none"> – отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	<p>Воздействие на литосферу: отчуждение и загрязнение земель оксидами азота;</p> <p>Воздействие на гидросферу: выбросы теплоты, загрязнение сточных вод отходами водоподготовки и оксидами азота;</p> <p>Воздействие на атмосферу: выбросы оксидов азота и оксидов серы от сжигания топлива</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	<p>Возможные ЧС: землетрясения, обрушение здания, пожар, взрыв</p> <p>Наиболее типичная ЧС: пожар, взрыв</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
22.02.2022	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антоневич Ольга Алексеевна	к.б.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ01	Баракат Абдуллкарим Д. А.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 153 страниц, 15 рисунка, 49 таблиц, 30 источников, 2 приложение.

Ключевые слова: ректификация, АСУ ТП, автоматизированное управление, SCADA-система, атмосферная перегонка нефти, экранные формы, MasterSCADA.

Объектом исследования является установка переработки нефти на нефтеперерабатывающем заводе «Сафоново», г. Сафоново, Смоленской области.

Цель работы - техническое перевооружение системы управления установкой переработки нефти (УПН), связанное с переходом на новые способы управления процессом на базе программируемых логических контроллеров.

В результате технического перевооружения разработана трёхуровневая система автоматизированного управления для блока установки переработки нефти (УПН). Нижний уровень системы автоматизации выполнен на датчиках и исполнительных механизмах, установленных непосредственно на технологическом оборудовании. Средний уровень выполнен на базе программируемых логических контроллеров компании WAGO. Интерфейс оператора или верхний уровень разработан с применением SCADA-системы MasterSCADA. Разработаны функциональная и структурная схемы автоматизации, схемы подключения датчиков и исполнительных механизмов к модулям ввода/вывода ПЛК.

Область применения: нефтяные, нефтесервисные, химические и другие технологические процессы и компании.

Развитие настоящего проекта видится в создании цифровых моделей оборудования для своевременного технического обслуживания и управления технологическими процессами.

Используемые термины и Сокращения

УПН – установка переработки нефти;

SCADA – (Supervisory control and data acquisition – диспетчерское управление и сбор данных) программный пакет, предназначенный для разработки или обеспечения работы в реальном времени систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации об объекте мониторинга или управления. SCADA может являться частью АСУ ТП, АСКУЭ, системы экологического мониторинга, научного эксперимента, автоматизации здания и т. Д;

ОПС – (Open Platform Communications) это серия стандартов и спецификаций для промышленных телекоммуникаций;

ПЛК – программируемый логический контроллер;

ПТК – программно-технический комплекс;

CoDeSys – (Controllers Development System) – программное обеспечение, специализированная среда программирования логических контроллеров. Торговая марка компании 3S-Smart Software Solutions GmbH;

Modbus – открытый протокол обмена по сети RS-485, разработан компанией Modicon, в настоящий момент поддерживается независимой организацией Modbus-IDA;

Modbus-TCP – версия протокола Modbus, адаптированная к работе в сети TCP/IP;

(АВО) – агрегат воздушного охлаждения.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	15
1. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ.....	20
1.1. Стадии перегонки нефти.....	20
1.2. Описание технологического процесса	22
1.3. Анализ существующей системы управления	25
1.4. Анализ функций и задач, реализуемых системой автоматизации ...	25
1.5. Анализ функциональной схемы автоматизации	27
2. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ УСТАНОВКИ.....	34
2.1. Выбор программно-технического комплекса.....	34
2.2. Программно-технический комплекс на базе ПЛК 750-881 компании WAGO. Общие сведения	39
2.3. Выбор датчиков аналоговых сигналов.....	48
3. РАЗРАБОТКА СХЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ УПН	63
3.1. Структурная схема системы автоматизации	63
3.2. Схема системы электропитания.....	65
4. РАЗРАБОТКА ИНТЕРФЕЙСА ОПЕРАТОРА УПН	67
4.1. Выбор архитектуры системы	67
4.2. OPC - сервер.....	68
4.3. SCADA – системы	71
4.3.1. MasterSCADA	71
4.3.2. FreeSCADA	72
4.3.3. SoloSCADA	73
4.3.4. OpenSCADA.....	74
4.4. Выбор SCADA системы.....	75
4.5. Разработка экранных форм.....	76
5. РАЗРАБОТКА ПРОГРАММ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ	80
5.1. Программно-технический комплекс УПН	80
5.2. Структура проекта	81
5.3. Описание программ решения задач	83

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	87
6.1. Потенциальные потребители результатов исследования	87
6.2. Анализ конкурентных технических решений.....	88
6.3. SWOT-анализ.....	90
6.4. Организационная структура проекта.....	93
6.5. Планирование управления научно-техническим проектом ...	93
6.5.1. План проекта	93
6.5.2. Разработка графика проведения научного исследования.....	99
6.6. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	105
6.7. Оценка сравнительной эффективности исследования.....	107
7. Социальная ответственность.....	109
7.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	112
7.2. Производственная безопасность	113
7.2.1. анализ потенциально вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований. ...	113
7.2.2. Анализ опасных факторов	121
7.2.3. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работника	122
7.3. Экологическая безопасность.....	124
7.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	126
7.5. Выводы по главе «Социальная ответственность».....	129
Заключение	131
Conclusion.....	132
ЛИТЕРАТУРА.....	133

Приложение А	136
Приложение В.....	150

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время нефть остаётся одним из самых востребованных источников энергии. Невзирая на заявления экологических организаций и правительств отдельных государств о желании слезть с «нефтяной иглы», потребление нефти в мире неуклонно растёт. Бизнес по продаже нефти и нефтепродуктов очень выгодный, когда цена нефти высокая при высокой рентабельности (отношению себестоимости продукции к его цене при продаже должно быть как можно меньше). Стремясь получить максимальную прибыль, производители увеличивают добычу и сталкиваются с переизбытком предложения нефти. В силу вступают рыночные механизмы, цена падает, предложение естественно уменьшается, что является поводом для последующего повышения цены. Этот процесс периодический с интервалом 7...10 лет.

Для того чтобы этот процесс хоть каким-то образом был управляем 10 - 14 сентября 1960 на конференции в столице Ирака Багдаде была создана Организация стран — экспортёров нефти (The Organization of the Petroleum Exporting Countries; сокращённо ОПЕС). ОПЕС (в русской транскрипции ОПЕК) это международная межправительственная организация, часто рассматриваемая как «картель», созданная для контроля квот добычи нефти.

Поводом для создания такой организации явился переизбыток нефти на мировых рынках в это время и, как следствие, низкие цены, которые отрицательно влияли на экономику нефтедобывающих стран. Целью образования организации являлось стремление нефтедобывающих стран ограничить предложение нефти и предотвратить дальнейшее падение цен на неё.

Первоначально ОПЕК составляли пять развивающихся, обладающих большими запасами нефти, стран: Иран, Ирак, Кувейт, Саудовская

Аравия и Венесуэла, а в 2020 году организация насчитывала уже 13 членов. К выше указанным странам присоединились следующие: Габон, Алжир, Ангола, Конго, Ливия, Объединённые Арабские Эмираты, Экваториальная Гвинея, Нигерия.

Возглавляет организацию Генеральный секретарь, штаб-квартира организации расположена в столице Австрии Вене.

Страны - члены ОПЕК занимают доминирующее положение на рынке добычи, переработки и экспорта нефти и нефтепродуктов. Эти страны контролируют 2/3 мировых запасов нефти. С момента образования и до настоящего времени состав участников картеля постоянно меняется, но «костяк», определяющий политику, остаётся неизменным.

С 1998 года в качестве наблюдателя в деятельности ОПЕК принимает Россия. Россия и ОПЕК коррелируют свои действия на международном рынке нефти. В 2016 году был сформирован неофициальный формат ОПЕК+, как результат недовольства некоторых нефтедобывающих стран положением на рынке нефти, а именно низкими ценами. В рамках картеля ОПЕК+ к странам, входящие в ОПЕК, присоединились Бруней, Казахстан, Малайзия, Мексика, Азербайджан, Бахрейн, Судан, Южный Судан, Россия, Оман. Ключевым участником этой группы является Россия с 14% мировой добычи нефти.

Процесс добычи нефти в России достаточно сложный по ряду причин, а именно:

- сложные климатические условия в местах добычи;
- глубокое залегание нефтеносных пластов и как следствие энергозатратные методы добычи;
- сложные и длинные пути транспортировки до мест переработки и покупателей (если покупатель за границей России), и т.д.

В результате этого себестоимость российской нефти в 2...3 раза выше, чем в арабских странах, например, Саудовской Аравии.

Крупные нефтедобывающие компании, на долю которых приходится основная доля поставляемой на мировой рынок нефти, по своей сути являются транснациональными, т.е. владеющими подразделениями во многих странах. Их деятельность подчинена сложным системам налогообложения тех стран, в которых они добывают нефть и в тех где зарегистрированы.

Нефтеперерабатывающие компании по своим размерам значительно меньше нефтедобывающих, но их значительно больше. Они расположены, как правило, в местах потребления производимой ими продукции: около населённых пунктов, городов, железнодорожных станций, и т.д. или магистральных нефтепроводов, которых в стране достаточно большое количество.

Простая логика подсказывает, что продавать готовую продукцию значительно выгоднее, чем сырьё. Продавать готовую продукцию это означает создавать прибавочную стоимость, рабочие места, развивать и содействовать развитию сопутствующей промышленности, мест проживания трудящихся и т.д. Это означает, что доля сырой нефти в продажах за рубеж должна сокращаться и заменять продажей готовой либо частично переработанной продукцией. Но этот процесс достаточно длительный и сложный по ряду причин. Одна из них и самая главная это стремление покупать сырьё по низкой стоимости, и самостоятельно производить конечную продукцию, преследуя ту же цель – создание прибавочной стоимости.

Согласно информации из официальных источников (ТАСС) доходы российских компаний от экспорта нефтепродуктов в 2020 году составили \$45,3 млрд., доходы от продажи сырой нефти - \$72,4 млрд.

К качеству нефтепродуктов предъявляются достаточно жесткие требования, изложенные в межгосударственном стандарте ГОСТ 34396-2018 [1], также других нормативных документах [2-4]. Поэтому повышение качества продукции это одно из приоритетных направлений деятельности практически всех нефтеперерабатывающих предприятий.

Повышение качества достигается решением множества взаимосвязанных задач, а именно:

- совершенствование технологии производства;
- повышение уровня автоматизации технологических процессов;
- повышение квалификации производственного персонала;
- совершенствование структуры управления производством, и т. д.

Постановка задачи исследований ВКР

Одним из решений задачи повышения качества производимой продукции не только в нефтеперерабатывающих предприятиях, а в целом, является внедрение систем автоматизированного управления, с максимальным отстранением оператора от процесса управления и принятия решений. Как правило такие системы строятся на базе высокопроизводительных программируемых логических контроллеров с применением SCADA систем на станциях оператора.

Целью или конечным результатом выполнения ВКР является техническое перевооружение¹ системы управления установкой переработки нефти (УПН), связанное с переходом на новые способы управления процессом на базе программируемых логических контроллеров.

Для достижения поставленной цели необходимо решить определённый перечень задач:

- провести анализ существующей системы управления и выявить её недостатки;
- провести анализ функций и задач системы, выявить задачи, решение которых в существующей системе невозможно;

¹ Техническое перевооружение - это комплекс мероприятий по повышению технико-экономического уровня отдельных производств, цехов и участков на основе внедрения передовой техники и технологии, механизации и автоматизации производства, модернизации и замены устаревшего и физически изношенного оборудования новым и более

- выбрать оборудование для системы автоматизации с учетом особенностей объекта, а именно взрыво- и пожароопасность;
- разработать структурную и доработать функциональную схему автоматизации в связи с появлением новых функций системы;
- проработать основные технические решения по подключению датчиков и исполнительных механизмов;
- разработать основные алгоритмы и программы решения задач;
- разработать основной «кадр» для станции оператора и настроить связь контроллера со SCADA - системой.

1. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1.1. Стадии перегонки нефти

История получения нефтепродуктов методом высокотемпературной перегонки насчитывает 130 лет

В 1891 году русские ученые С. П. Гаврилов и В. Г. Шухов предложили идею крекинга - разделения нефти на отдельные фракции, и создали первую установку для его реализации [5].

Переработка нефти – это достаточно сложный, трудоемкий, опасный, но достаточно хорошо изученный процесс, который начинается с момента поступления сырой нефти на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ).

Доставка нефти может осуществляться различными способами, в том числе:

- магистральными нефтепроводами (МНП)
- по железной дороге с использованием вагонов - цистерн,
- нефтеналивными танкерами для прибрежных НПЗ;
- автомобильным транспортом, и. т.д.

При поступлении на НПЗ нефть проходит определённые стадии переработки.

Стадия переработки нефти

1. Обессоливание

Одним из важных этапов подготовки нефти к последующей переработке является обессоливание. Наличие солей приводит к коррозии и отложению солей на поверхности технологического оборудования, что отрицательно сказывается на эксплуатации, особенно при высоких температурах. Для удаления солей, нефть смешивают с водой. В специальных аппаратах - электродегидраторах, под воздействием высокого тока эмульсия разрушается, соли растворяются в воде и вместе с водой удаляются из нефти.

Для более эффективного разрушения эмульсии используют деэмульгаторы. Процесс обессоливания происходит при температуре 100 ... 120 °С.

2. Стадия атмосферной перегонки нефти

Очищенная от солей и воды нефть поступает на атмосферную перегонку. В результате атмосферной перегонки (ректификации²) происходит отделение светлых нефтепродуктов: дизельная фракция и прямогонный бензин, а также другие незначительные фракции, температура кипения которых не превышает 360 °С. Светлые нефтепродукты, в зависимости от качества нефти, могут составлять 45-60% от объема нефти.

Нагрев нефти перед ректификацией осуществляется в змеевиках печи за счет сжигания мазута. В последнее время часто используют газообразное топливо, что улучшает экологические показатели процесса.

Нагретая нефть разделяется на отдельные фракции в ректификационной колонне (РК). Ректификационная колонна это установленный вертикально цилиндрический аппарат. Внутри аппарата расположены тарелки, через которые жидкость движется вниз (стекает), а пары поднимаются вверх.

Так как подача горячей нефти выполняется в вниз колонны, а пары поднимаются вверх, то температура от низа к верху постепенно снижается.

В результате легкокипящие фракции (пары бензина, дизельного топлива, керосиновых фракций) поднимаются выше и конденсируются на верхних тарелках и выводятся, а тяжелые фракции (мазут), температура кипения которых выше стекают в куб колонны и откачиваются с нижней части РК.

² Ректификации - процесс разделения однородных жидких смесей на практически чистые компоненты или фракции, отличающиеся температурами кипения, путём противоточного взаимодействия жидкости и пара. [6]

3. Стадия вакуумной перегонки

Вакуумная перегонка обеспечивает углубленную переработку мазута, в результате из него дополнительно выделяют, в зависимости от специализации НПЗ, масляные дистилляты или вакуумный газойль.

Перегонка идёт при давлении, близком к вакууму, отсюда и термин «вакуумная перегонка».

Остатком вакуумной перегонки является гудрон, востребованный продукт в автодорожной отрасли.

1.2. Описание технологического процесса

В настоящей работе рассмотрены вопросы автоматизации стадия атмосферной перегонки нефти. Прототип установки находится в небольшом городе Смоленской области. Технологическая схема процесса представлена на рисунке 1.1.

Подготовленная (обессоленная и обезвоженная) нефть из емкости Е1 насосом Н-10 подаётся на установку. Пройдя последовательно:

- дефлегматор ректификационной колонны РК-2;
- трубную часть теплообменников ТО-1/1 и ТО-1/2;
- дефлегматор теплообменника ТО-2;
- трубную часть теплообменников ТО-3/1 и ТО-3/2.

нефть подогревается до температуры 140...160 °С и попадает в змеевик печи, где нагревается до рабочей температуры 300...320 °С.

Попадая в ректификационную колонну РК-1, газообразная фракция легких углеводородов поднимается вверх колонны, а тяжёлая конденсируется и стекает в нижнюю часть (куб) колонны. В кубе РК-1 собираются наиболее тяжёлые фракции углеводородов с высокой температурой кипения. Эта фракция называется мазут. Из куба колонны РК-1 мазут откачивается «горячим насосом» Н-11 в ёмкость Е-2 на хранение через змеевик колонны Е-

3, межтрубное пространство теплообменников ТО-3/1 и ТО-3/2. Далее мазут может использоваться как сырьё для вакуумной перегонки, а также как топливо для печи нагрева нефти П-1.

В верхней части РК-1 собираются пары лёгких углеводородов с температурой 265 ... 275 °С. Попадая в нижнюю часть колонны РК-2 их температура понижается до 185 ... 195 °С. Поднимаясь в верхнюю часть колонны, газовая смесь остывает, частично конденсируется и стекает в емкость Е-2. Температура жидкой фракции углеводородов в емкости Е-2 (куб колонны РК-2) составляет 170 ... 190 °С. Эта фракция называется дизельное топливо. Из емкости Е-2 дизельное топливо насосом Н-12 откачивается в емкость Е-5 на хранение через межтрубное пространство теплообменников ТО-1/1 и ТО-1/2.

Лёгкие углеводороды с температурой 100 ... 110 °С попадают в межтрубное пространство теплообменника ТО-2, дополнительно охлаждаются в агрегате воздушного охлаждения (АВО) и стекают в емкость Е-4. Это фракция называется прямогонный бензин. Из емкости Е-4 прямогонный бензин откачивается насосом Н-9 в ёмкость Е-6 на хранение.

Для стабилизации температурных режимов работы РК-1 и РК-2, которое определяет качество, используется метод орошения продуктом, аналогичным газовой фазе углеводородов. В колонне РК-1 орошение выполняется дизельным топливом, которое с выхода насоса Н-12 частично подаётся в верхнюю часть колонны. В колонне РК-2 орошение выполняется прямогонным бензином, который частично подаётся с выхода насоса Н-9.

Согласно ПУЭ [8] площадка установки относится к взрывоопасным зонам класса В-Г.

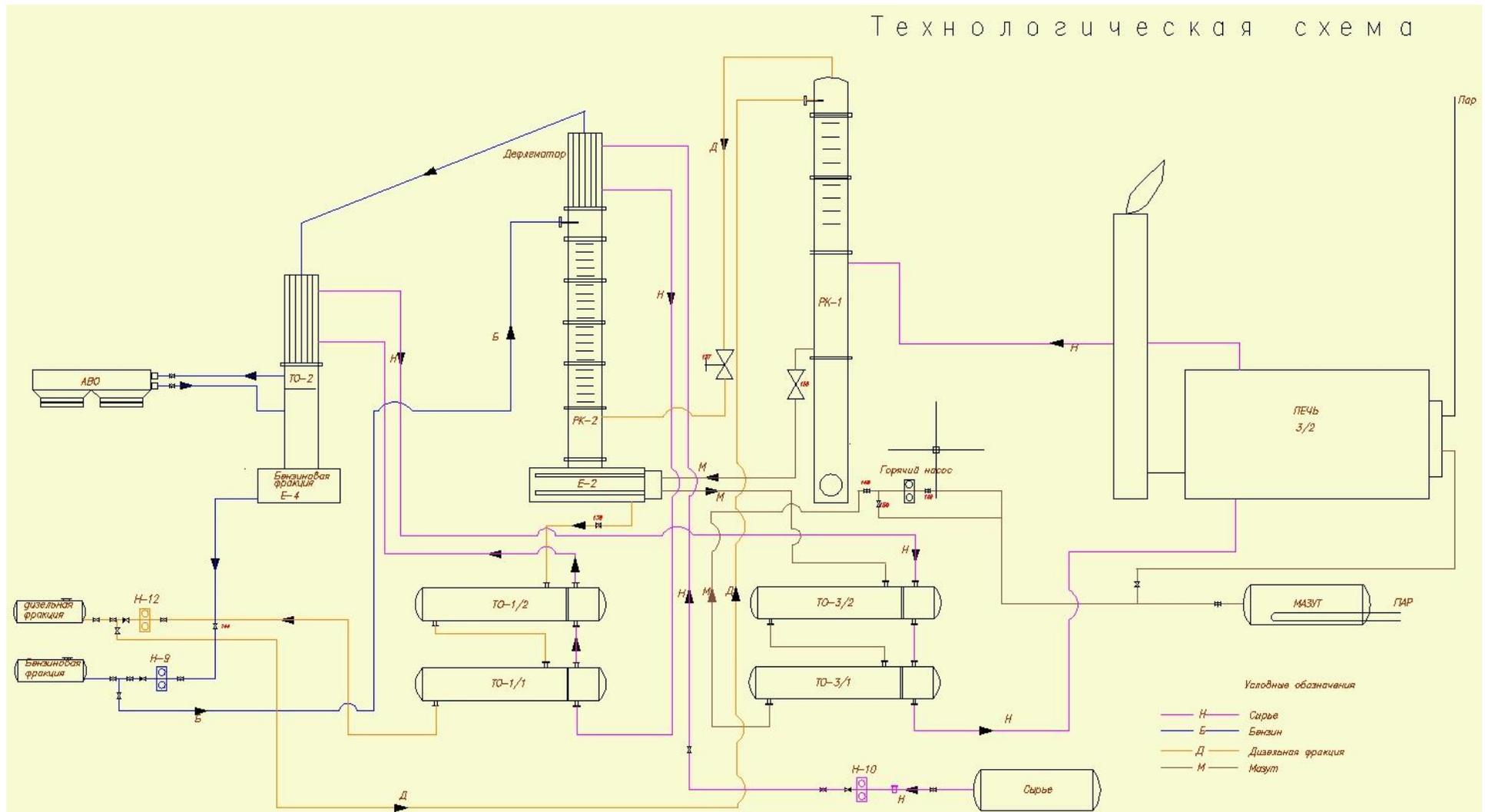


Рисунок 1.1 - Технологическая схема процесса

1.3. Анализ существующей системы управления

Автоматизированная система управления установкой переработки нефти (НПЗ расположен в Смоленской области) спроектирована на локальных средствах автоматики компании «ОВЕН» внедрена в 2017 году. В соответствии с ГОСТ 33272-2015 «Безопасность машин и оборудования. Порядок установления и продления назначенных ресурса, срока службы и срока хранения» оборудование может достаточно долго эксплуатироваться, обеспечивая заложенный проектной организацией уровень автоматизации и сервиса, который предоставлен оператору установки. Однако морально предлагаемые проектом способы управления устарели.

Недостатки автоматизированной системы управления:

- преобладание ручного режима управления;
- дроссельное регулирование основных режимов работы;
- распределённая система наблюдения за процессом в виде набора электронных приборов;
- использование многоканальных приборов с переключаемым, как правило, одним индикатором;
- ручная регистрация сменных протоколов;
- отсутствие информации в виде трендов, сообщений, и т.д.

Использование локальных приборов для автоматизации ограничивает и функциональные возможности системы.

1.4. Анализ функций и задач, реализуемых системой автоматизации

На любую систему автоматизации возлагается определённый перечень задач, которые она должна выполнять. Этот перечень стандартный, но в силу определённых ограничений не каждая система автоматизации может его выполнить.

Согласно ГОСТ 24.104-85 «Автоматизированные системы управления. Общие требования» [9] функции автоматизированной системы управления следующие:

- сбор, обработка и анализ информации (сигналов, сообщений, документов и т.п.) о состоянии объекта управления;
- автоматическое и автоматизированное ведение технологического процесса;
- контроль параметров технологических процессов;
- контроль и управление режимами работы технологического оборудования;
- предупредительная и предаварийная сигнализация, регистрация и протоколирование отклонений технологических параметров от регламентных норм;
- защита и блокировка технологического оборудования;
- регулирование отдельных технологических параметров;
- дистанционное управление исполнительными механизмами;
- учет наработки технологического оборудования;
- формирование и ведение информационных баз данных;
- архивирование информации о ходе технологического процесса;
- формирование и отображение видеок кадров на автоматизированных рабочих местах;
- формирование и печать отчетных документов;
- диагностика состояния комплекса технических средств системы;
- обмен информацией между уровнями системы, а также смежными подсистемами.

Некоторые функции для настоящей системы управления действительно избыточные, но их незначительное количество и это связано больше со структурой системы, чем с управлением.

Отсутствие станции оператора делает невозможным реализацию большого числа функций, связанных с регистрацией, архивированием, отображением информации.

1.5. Анализ функциональной схемы автоматизации

На рисунке 1.2 представлена функциональная схема автоматизации нефтеперерабатывающей установки.

Одним из существенных недостатков перевооружаемой системы является отсутствие эффективной системы регулирования режимов работы установки. Регулирование выполнялось в ручном режиме или дистанционно дросселированием. Дросселирование – один из способов регулирования потоков жидкости или газа через поперечное сечение трубопровода с помощью технических устройств. В качестве таких устройств могут выступать различные клапаны, задвижки, шиберы и т.д. На перевооружаемой установке используются задвижки с трёхфазным электрическим приводом, а также ручным дублёром.

Подобная система регулирования не позволяет получить стабильных режимов работы установки, что отражается на качестве продукции.

Первооружение на базе промышленных контроллеров позволит решить эту проблему, а также ряд проблем, связанных с регистрацией, архивированием, отображением информации.

В таблице 1.2 приведён перечень параметров УПН.

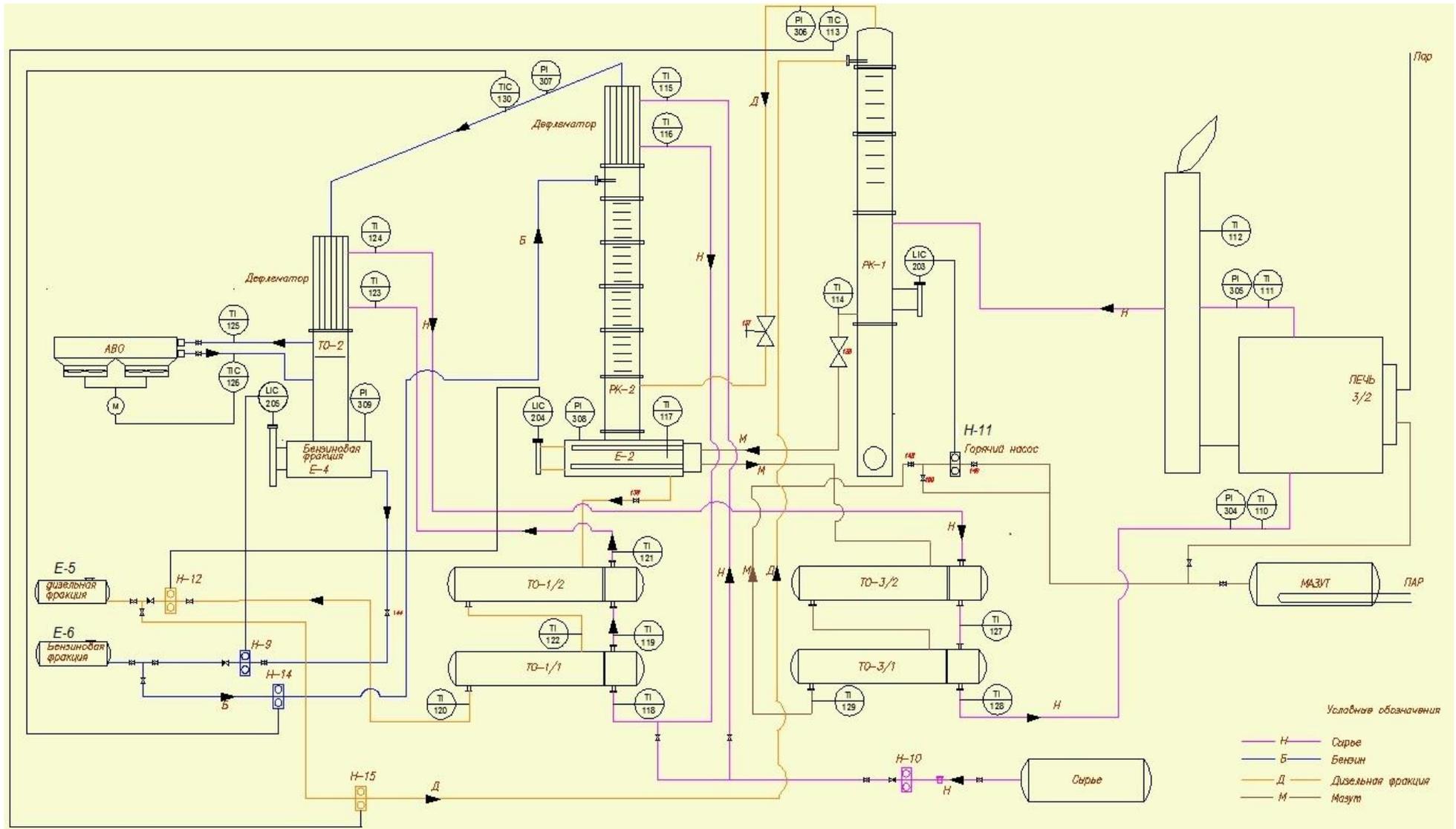


Рисунок 1.2 - Функциональная схема автоматизации нефтеперерабатывающей установки.

Таблица 1.2 – Перечень параметров установки переработки нефти

№	Наименование параметра	Позиция	Ед. изм.	Диапазон	Адрес
Печь					
1	Давление на входе	PI-304	кгс/см ²	0 ... 6,0	
2	Давление на выходе	PI-305	кгс/см ²	0 ... 3,0	
3	Т на входе	TI-110	°С	0 ... 200	
4	Т на выходе	TI-111	°С	0 ... 400	
5	Т дымовых газов на перевале печи	TI-112	°С	0 ... 500	
Колонна РК-1					
6	Т верха РК-1	TIC-113	°С	0 ... 400	
7	Давление верха РК-1	PI-306	кгс/см ²	0 ... 1,0	
8	Т жидкости в кубе	TI-114	°С	0 ... 400	
9	Уровень в кубе РК-1	LIC-203	%	0 ... 100	
Колонна РК-2					
10	Т на входе дефлегматора	TI-115	°С	0 ... 200	
11	Т на выходе дефлегматора	TI-116	°С	0 ... 200	
12	Уровень в кубе РК-2 (в E2)	LIC-204	%	0 ... 100	
13	Т в кубе	TI-117	°С	0 ... 300	
14	Давление верха	PI-307	кгс/см ²	0 ... 1,0	
15	Давление в кубе (газовая фаза)	PI-308	кгс/см ²	0 ... 3,0	
16	Температура верха	TIC-130	°С	0 ... 200	
Теплообменник ТО-1/1					
17	Т сырья на входе	TI-118	°С	0 ... 100	
18	Т _а сырья на выходе	TI-119	°С	0 ... 200	
19	Температура ДТ на выходе	TI-120	°С	0 ... 100	
Теплообменник ТО-1/2					

№	Наименование параметра	Позиция	Ед. изм.	Диапазон	Адрес
20	Т сырья на выходе	ТИ-121	°С	0 ... 200	
21	Т ДТ на выходе	ТИ-122	°С	0 ... 200	
	Теплообменник ТО-2				
22	Т сырья на входе	ТИ-123	°С	0 ... 200	
23	Т сырья на выходе	ТИ-124	°С	0 ... 200	
	Емкость Е-4				
24	Т бензина с бокового отбора перед АВО	ТИ-125	°С	0 ... 200	
25	Т бензина с бокового отбора после АВО	ТИ-126	°С	0 ... 100	
26	Давление в кубе (Е-4)	PI-309	кгс/см ²	0 ... 3,0	
27	Уровень в кубе (Е-4)	LIC-205	%	0 ... 100	
	Теплообменник ТО-3/2				
28	Т сырья на выходе	ТИ-127	°С	0 ... 200	
	Теплообменник ТО-3/1				
29	Т сырья на выходе	ТИ-128	°С	0 ... 200	
30	Т мазута на выходе	ТИ-129	°С	0 ... 200	

Таблица 1.3 - Параметры установки датчиков и исполнительных устройств

№	Наименование	Количество	Краткая характеристика
Входные аналоговые сигналы (изменения)			
1	Температура	21	<p>12 шт. - установка на трубу Ду50 под углом. Длина датчика 80 мм. Присоединение к процессу M20x1,5</p> <p>2 шт. - установка в ёмкость сверху. Длина датчика 700 мм. Присоединение к процессу M20x1,5</p> <p>2 шт. - установка на трубу Ду32 с помощью расширителя из трубы Ду50 под углом. Длина датчика 80 мм. Присоединение к процессу M20x1,5</p> <p>2 шт. - установка на трубу Ду100, Ду80. Длина датчика 100 мм. Присоединение к процессу M20x1,5</p> <p>1 шт. - установка на трубу Ду150. Длина датчика 120 мм. Присоединение к процессу M20x1,5</p> <p>1 шт. - установка в дымовую трубу. Длина датчика 300 мм. Присоединение к процессу M20x1,5</p>

№	Наименование	Количество	Краткая характеристика
2	Уровень	3	3 шт. - установка на уровнемерную колонку. Тип датчика - буйковый Сапфир ДУ. Длина буйка 400 мм. Соединение фланцевое.
3	Давление	6	9 шт. - Тип датчика - ОВЕН в комплекте с краном. Присоединение к процессу приварной штуцер с внешней резьбой ½"
	Всего	30	
Выходные аналоговые сигналы (управление)			
	Управление насосами (орошение)	2	Управление с помощью ПЧВ. Сигнал 4-20 мА.
	Управление насосами (регулирование уровня)	3	
	Управление приводом АВО	1	
	Всего	6	

В таблице 1.3 приведены параметры установки датчиков и исполнительных устройств.

В модернизируемой системе реализуется шесть автоматических регуляторов. Перечень и подробная информация по регуляторам представлена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Регуляторы установки.

№	Название	Позиция регулируемого параметра	Исполнительное устройство	Тип управляющего сигнала
1	Уровень в кубе колонны РК-1	LIC-203	Насос Н-11, ПЧВ	4 ... 20 мА
2	Уровень в колонне Е-2	LIC-204	Насос Н-12, ПЧВ	4 ... 20 мА
3	Уровень в колонне Е-4	LIC-203	Насос Н-9, ПЧВ	4 ... 20 мА
4	Температура бензина на выходе установки	TIC-126	АВО, ПЧВ	4 ... 20 мА
5	Орошение колонны РК-1	TIC-126	Насос Н-14, ПЧВ	4 ... 20 мА
6	Орошение колонны РК-2	TIC-130	Насос Н-15, ПЧВ	4 ... 20 мА

В проектируемой системе принято решение отказаться от дроссельного регулирования. Все регуляторы выполнены по принципу регулирования производительности насосов и вентиляторов (АВО). Для этого используются частотные преобразователи, которые управляют скоростью вращения ротора и, как следствие, производительностью насоса.

Для регуляторов температуры верха колонн РК-1 и РК-2, реализуемых с помощью орошения необходим выбор и установка двух новых насосов Н-14 и Н-15.

2. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ УСТАНОВКИ

Техническое перевооружение системы управления нефтеперерабатывающей установкой предполагает переход от локальных средств автоматизации к микропроцессорным контроллерам и станциям оператора на базе SCADA систем. Такой подход позволит решить практически все задачи системы, существенно повысить культуру производства, повысить надёжность системы.

2.1. Выбор программно-технического комплекса

Выбор программно-технического комплекса (ПТК) определяет всю структуру системы автоматизации и является самой важной её частью.

В качестве вариантов ПТК, были рассмотрены следующие модели и производители:

- ПЛК100/150/154 компании ОВЕН (Россия);
- ПЛК 200/210 компании ОВЕН (Россия);
- ПЛК 750-881 компании WAGO (Германия).

ПЛК100/150/154 компании ОВЕН (Россия)

Серия моноблочных контроллеров ПЛК100/150/154 рассчитана на построение малых и средних систем автоматизации. Непосредственно в процессорный модуль интегрированы аналоговые и дискретные, входные и выходные сигналы. В таблице 2.1 представлены сравнительные характеристики моделей контроллеров ПЛК100, ПЛК150 и ПЛК154. Для увеличения информационной мощности используются модули расширения, подключаемые к процессорному модулю по интерфейсу RS485. Программирование выполняется в среде CoDeSys V2.3.

Таблица 2.1 – Сравнительные характеристики моделей ПЛК100, ПЛК150 и ПЛК154.

Параметр	ПЛК100	ПЛК150	ПЛК154
Дискретные входы	8	6	4
Дискретные выходы	ПЛК100-24/220.Р: 6 э/м реле ПЛК100-24.К: 12 транзисторных выходов	4 э/м реле	4 э/м реле
Аналоговые входы	-	4	4
Аналоговые выходы	-	2	4
Интерфейсы	Ethernet 100 Base-T RS-232 RS-232 Debug RS-485 USB 2.0-Device	Ethernet 100 Base-T RS-232 RS-485	Ethernet 100 Base-T RS-232 RS-485
Напряжение питания	ПЛК100-24: =18...29 В ПЛК100-220: ~90...264 В 47...63 Гц	~90...264 В 47...63 Гц	~90...264 В 47...63 Гц

Достоинства ПТК на базе ПЛК100/150/154:

- удачно вписывается в концепцию импортозамещения;
- низкая стоимость;
- использование универсальной, широко распространённой среды программирования CODESYS V2.3;
- малые сроки поставки;

- развитая сеть технических центров обслуживания и дилерских центров.

Недостатки ПТК на базе ПЛК100/150/154:

- низкая надёжность ПТК;
- низкая степень интеграции модулей ввода/вывода;
- небольшой объём памяти программ.

ПЛК 200/210 компании ОВЕН (Россия);

Программируемый логический контроллер ПЛК200 новый в линейке моноблочных контроллеров для малых и средних систем автоматизации. Как и в предыдущем случае в ПЛК встроены дискретные и аналоговые входы/выходы (DI/DO/AI/AO).

В отличие от предыдущей серии контроллеров в ПЛК200 представлен широкий спектр коммуникационных протоколов.

Контроллер программируется в среде CODESYS V3.5. Для увеличения информационной мощности контроллера используются модули ввода/вывода Mx210 с интерфейсом Ethernet компании ОВЕН.

В таблице 2.2 приведены сравнительные характеристики контроллеров ПЛК200 и ПЛК100/150/154. Даже поверхностный анализ показывает неоспоримое превосходство 200-й серии.

Недостатком ПЛК200 является отсутствие какой-либо информации о его надёжности.

Таблица 2.2 – Сравнительная характеристики ПЛК200 и ПЛК100/150/154.

Параметр	ПЛК200	ПЛК100/150/154
Ресурсы		
Процессор	RISC-процессор ARM® Cortex-A8, 800 МГц	RISC-процессор ARM920T, 200 МГц
Объем оперативной памяти	256 Мбайт	8 Мб
Объем флеш-памяти	512 Мбайт	4 Мб
Объем Retain-памяти	64 Кбайт	16 Кбайт
Интерфейсы		
Интерфейсы связи	2 × Ethernet, 1 × RS-485, USB Device	1 × Ethernet, 1 × RS-485, 1 × RS-232 Debug, 1 × RS-232*, USB Device*
Коммуникационные протоколы	Modbus TCP / RTU / ASCII, OPC UA (Server), MQTT (Client), SNMP, OBEH, тепло-, электросчетчики	Modbus TCP / RTU / ASCII, OBEH
Прикладные протоколы	NTP, FTP, SSH, HTTP / HTTPS, SMTP / IMAP, WireGuard	-
Общие сведения		
Среда программирования	CODESYS V3.5	CODESYS V2.3
Поддержка Web-визуализации	+	-
Напряжение питания	24 В	24 В*, 220 В

Параметр	ПЛК200	ПЛК100/150/154
Количество входов/выходов	до 28 шт.	до 20 шт.
Подключение энкодеров	4 AB или 2 ABZ	-
Подключаемые накопители	microSD	-
Габаритные размеры (Ш×В×Г)	82×124×83 мм	105×90×65 мм

ПЛК 750-881 компании WAGO (Германия).

Программно-технический комплекс на базе ПЛК 750-881 (серия 750) как и предыдущие ПТК предназначен для создания систем автоматизации малой и средней мощности. ПТК на базе ПЛК 750-881 объединил в себе лучшие решения, как по системе ввода/вывода WAGO-I/O-SYSTEM, так и по сетевым решениям.

Длительный срок эксплуатации систем автоматизации, построенных на базе ПЛК 750, показали его огромный функционал и высокую надёжность.

Стоимость контроллеров серии 750 и модулей ввода/вывода выше, чем ПЛК ОВЕН, незначительно.

Контроллер, как и предыдущие устройства, программируется в среде CODESYS V2.3.

Проанализировав достоинства и недостатки всех ПЛК, принято решение выполнить техническое перевооружение нефтеперегонной установки на базе ПЛК 750-881 компании WAGO.

2.2. Программно-технический комплекс на базе ПЛК 750-881 компании WAGO. Общие сведения

ПТК базе контроллеров WAGO серии 750 используются для малых и средних систем автоматизации в самых различных отраслях промышленного производства.

Контроллеры серии 750 обеспечивают работу системы в жёстком реальном времени, поддерживают большое количество промышленных протоколов, что обеспечивает связь с самым различным оборудованием и облегчает интеграцию системы в различные IT-среды.

Для ввода/вывода внешних сигналов используется продукция WAGO-I/O-SYSTEM 750, обладающая широкими функциональными возможностями.

К недостаткам ПТК можно отнести невысокую степень интеграции каналов в модулях ввода/вывода, которая компенсируется их относительно небольшими размерами.

Рассмотрим элементы серии 750, необходимые для построения системы автоматизации нефтеперерабатывающей установкой.

Контроллер серии 750 ПЛК 750-881

Контроллер является центральным элементом любой системы автоматизации и отражает её уровень. Внешний вид ПЛК 750-881 представлен на рисунке 2.1, а назначение элементов и разъёмов на его лицевой стороне - на рисунке 2.2.

Краткие технические характеристики приведены в таблице 2.3.

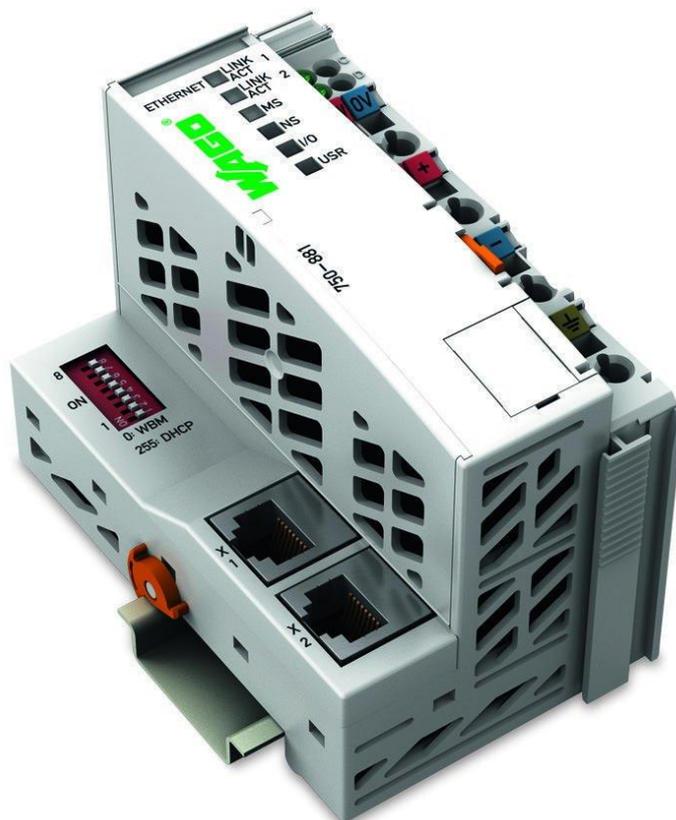


Рисунок 2.1 – Внешний вид контроллера серии 750-881 компании WAGO.

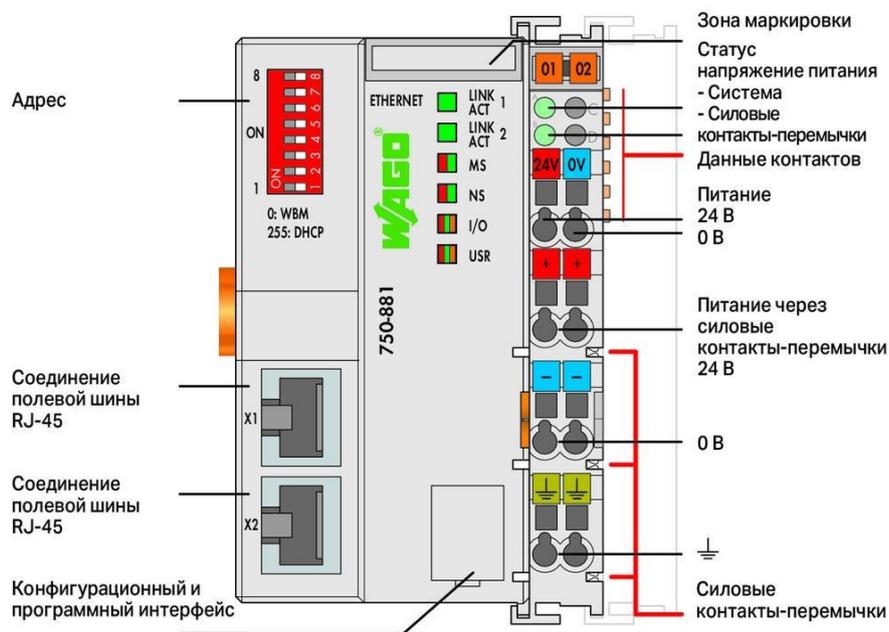


Рисунок 2.2 - Назначение элементов и разъёмов ПЛК 750-881.

Таблица 2.3 – Краткие технические характеристики ПЛК 750-881.

Наименование	Характеристика
Процессор	32 bits
Связь	EtherNet/IP™ Modbus TCP Ethernet
Протоколы	HTTP, BootP, DHCP, DNS, SNTP, FTP, SNMP
Языки программирования	Список инструкций (IL) Лестничная диаграмма (LD) Функциональная блок-схема (FBD), Непрерывная функциональная схема (CFC) Структурированный текст (ST) Последовательная функциональная схема (SFC)
Скорость передачи	10/100 Мбит / с
Напряжение питания системы постоянного тока	24 В (-25 ... +30 %);
Входной ток при номинальной нагрузке (24 В)	500 мА
Максимальный ток контактов (перемычек между модулями)	10 А
Ширина, мм	61.5
Высота, мм	71.9
Длина, мм	100
Вес, г	159

Источники питания постоянного тока компании WAGO

Практический опыт показывает, что надёжность системы автоматизации во многом зависит от способа организации электропитания её элементов. В проектируемой системе предполагается разделить источники электропитания на две группы:

- системное электропитание для контроллеров;
- питание модулей системы WAGO-I/O-SYSTEM 750 и полевых приборов.

С учетом того, что потребление контроллера при максимальной нагрузке составляет 0,5 А выберем источника питания на 2 А, для питания системы WAGO-I/O-SYSTEM 750 и полевых приборов выберем источника питания на 10 А. Внешний вид источника питания представлен на рисунке 2.3. Технические характеристики приведены в таблицах 2.4 и 2.5.



Рисунок 2.3 – Внешний вид источника питания.

Таблица 2.4 – Технические характеристики источника питания WAGO 2 А.

Наименование	Характеристика
Входы	
Фазы	1
Входное напряжение	1 x AC 100 ... 240 V
Диапазон входного напряжения	AC 90 ... 264 V; DC 125 ... 375 V
Частота сети	47 ... 63 <u>Hz</u> ; 0 <u>Hz</u>
Входной ток	≤ 0,5 A (230 VAC); ≤ 1 A (115 VAC)
Выходы	
Выходное напряжение	DC 24 V (SELV)
Диапазон выходного напряжения	DC 22 ... 26 V (настройка)
Настройки по умолчанию	DC 24 V
Выходной номинальный ток	2 A
Номинальная выходная мощность	48 Вт

Таблица 2.4 - Технические характеристики источника питания WAGO 10 А.

Наименование	Характеристика
Входы	
Фазы	1
Номинальное входное напряжение	1 x AC 100 ... 240 V
Диапазон входного напряжения	AC 90 ... 264 V; DC 125 ... 375 V
Частота сети	47 ... 63 <u>Hz</u> ; 0 <u>Hz</u>
Входной ток	≤ 2 A (230 VAC); ≤ 4 A (115 VAC)
Выходы	
Номинальное выходное напряжение	DC 24 V (SELV)
Диапазон выходного напряжения	DC 22 ... 26 V (настройка)
Настройки по умолчанию	DC 24 V
Выходной номинальный ток	10 A
Номинальная выходная мощность	240 <u>Вт</u>

Модуль аналогового ввода 4 – 20 мА 750-455

В системах автоматизации используются различные унифицированные сигналы, но наиболее широкое распространение получили сигналы 4 ...20 мА. С одной стороны токовые сигналы наиболее помехоустойчивые, чем сигналы напряжения, с другой стороны диапазон изменения сигнала позволяет производить диагностику устройств (датчиков) на работоспособность.

Модуль аналогового ввода **750-455** обеспечивает ввод 4-х сигналов 4 ...20 мА. В модуле выполнена гальваническая изоляция входного сигнала от системного. Разрядность преобразователя – 12 бит.

Нулевой (общий) потенциал всех входных сигналов объединён.

Внешний вид модуля и схема подключения представлены на рисунке 2.4.

Краткие характеристики модуля представлены в таблице 2.5

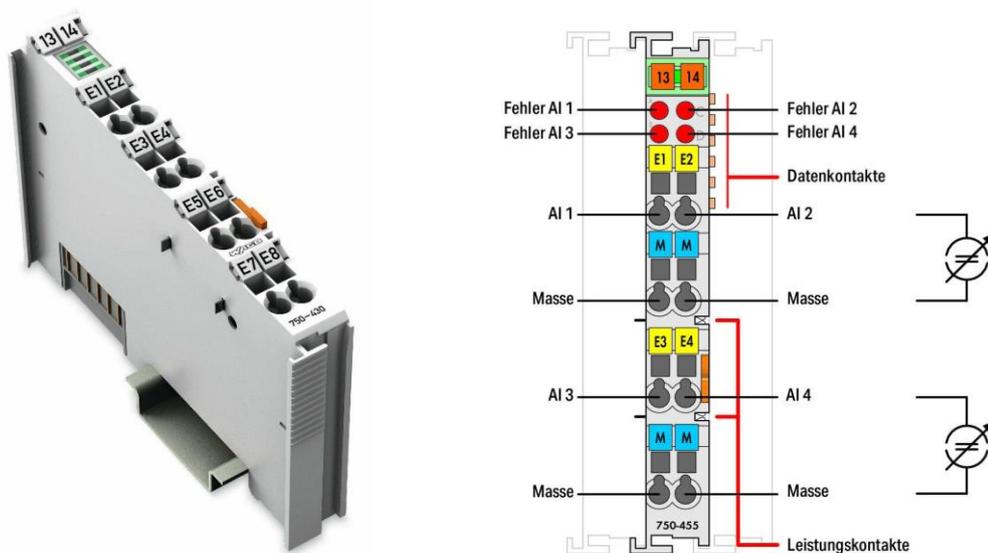


Рисунок 2.4 - Внешний вид и схема подключения модуля 750-455.

Таблица 2.5 – Краткие характеристики модуля 750-455.

Наименование	Характеристика
Количество аналоговых вводов	4
Тип сигнала	Электрический
Тип сигнала	4 ... 20 мА постоянного тока
Разрядность преобразователя	12 бит
Схема подключение датчика	2-х проводная

Модуль аналогового вывода 4 – 20 мА 750-555

Модуль генерирует стандартные сигналы 4–20 мА. Выходной сигнал электрически изолирован от системного и передаётся с разрешением 12 бит. Нулевой (общий) потенциал всех входных сигналов объединён.

Внешний вид модуля и схема подключения представлены на рисунке 2.5.

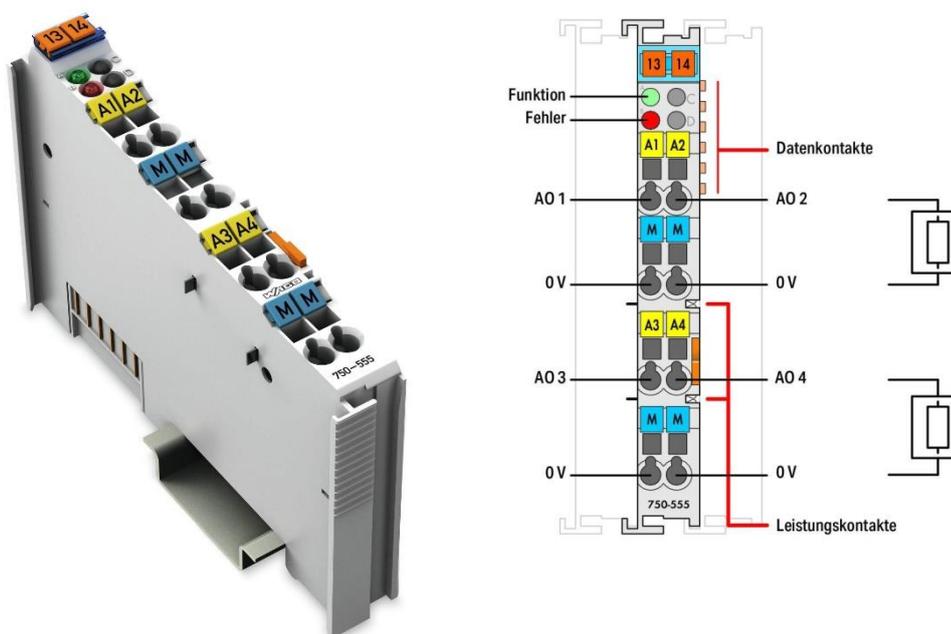


Рисунок 2.5 - Внешний вид и схема подключения модуля 750-455.

Краткие характеристики модуля представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Краткие характеристики модуля 750-555.

Наименование	Характеристика
Количество аналоговых выходов	4
Тип сигнала	Электрический
Тип сигнала	4 ... 20 мА постоянного тока
Разрядность преобразователя	12 бит
Схема подключения исполнительного устройства	2-х проводная

Модуль ввода дискретных сигналов 750-430

Модуль предназначен для ввода в систему дискретных сигналов типа «сухой контакт». Модуль оснащён фильтром подавления помех. Полевой и системный уровни электрически изолированы друг от друга. Внешний вид модуля и схема подключения модуля представлены на рисунке 2.6.

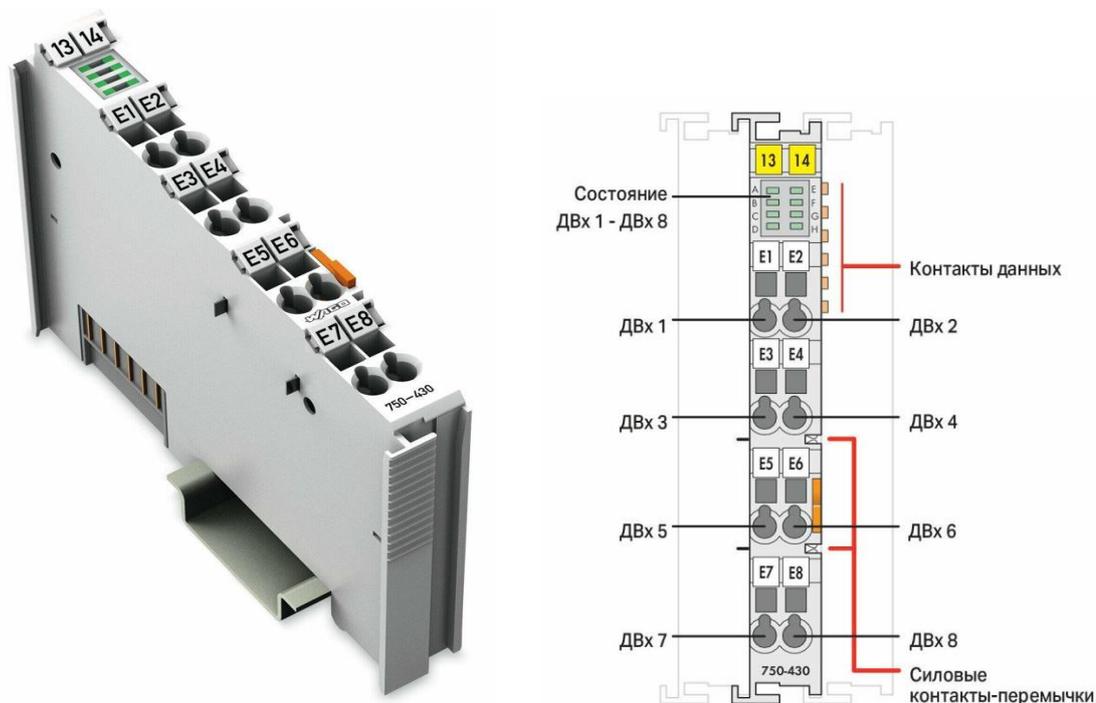


Рисунок 2.6 - Внешний вид модуля и схема подключения модуля 750-430.

Краткие характеристики модуля представлены в таблице 2.7

Таблица 2.7 – Краткие характеристики модуля 750-430.

Наименование	Характеристика
Количество дискретных входов	8
Тип сигнала	Напряжение
Сигнал в виде напряжения	24 В постоянного тока
Схема подключения датчика	Однопроводная

Модуль вывода дискретных сигналов 750-530

Модуль предназначен для вывода дискретных сигналов управления, Модуль имеет защиту от короткого замыкания. Полевой и системный уровни электрически изолированы друг от друга. Внешний вид модуля и схема подключения модуля представлены на рисунке 2.7.

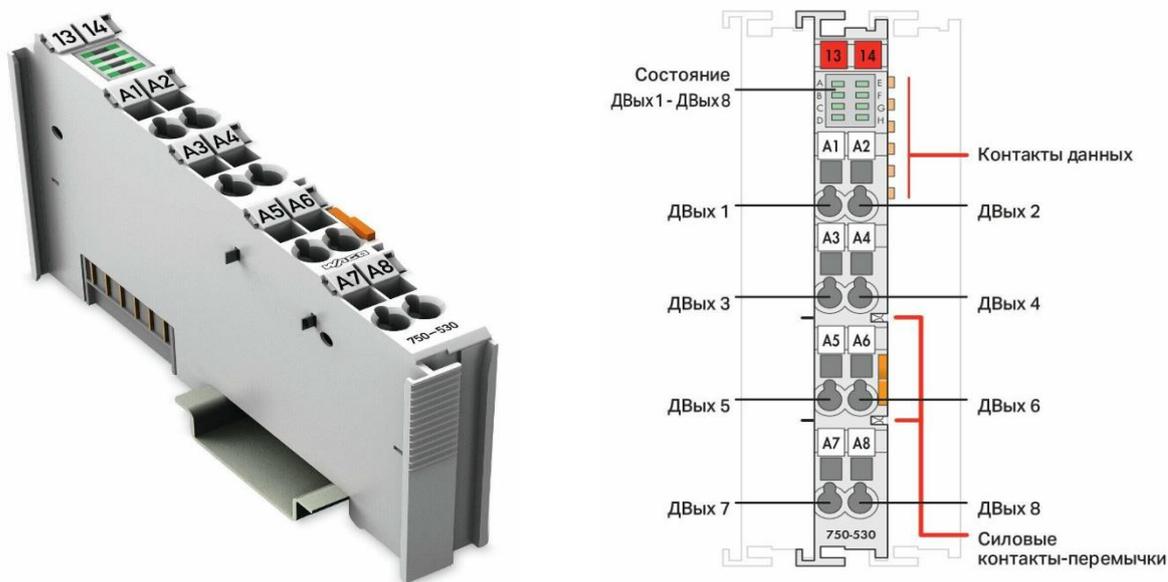


Рисунок 2.7 - Внешний вид модуля и схема подключения модуля 750-530.

Краткие характеристики модуля представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Краткие характеристики модуля 750-430.

Наименование	Характеристика
Количество дискретных входов	8
Тип сигнала	Напряжение
Сигнал в виде напряжения	24 В постоянного тока
Подключение датчика	Однопроводная

2.3.Выбор датчиков аналоговых сигналов

Природа основных измеряемых сигналов той части установки, которая подвергается техническому перевооружению, следующая:

- температура – 21 сигналов;
- давление - 6- сигналов;
- уровень - 3 сигнала.

Выходные сигналы – сигналы управления – 4...20 мА.

Входные и выходные дискретные сигналы – сигналы типа «сухой контакт».

К выбору оборудования, которое устанавливается непосредственно на технологическое оборудование (датчики) или участвует в технологическом процессе, предъявляются определённые требования, как со стороны технологического процесса, так и безопасного исполнения.

Основным требованием к оборудованию, устанавливаемому во взрывоопасных зонах класса В-Г, наличие средств взрывозащиты.

Основным способом взрывозащиты средств автоматизации являются следующие виды взрывозащиты:

- i – искробезопасная электрическая цепь;
- d – взрывонепроницаемая оболочка.

Для датчиков может быть использован любой вид взрывозащиты, для исполнительных механизмов из перечисленных видов возможно применение только d – взрывонепроницаемая оболочка.

В случае применения взрывозащиты вида *i*, необходимо использовать специальные барьеры искрозащиты, ограничивающие передачу энергии во взрывоопасную зону на уровне, при котором невозможно образования искры.

Если используется взрывозащита вида *d*, то таких дополнительных элементов устанавливать не надо.

Датчик температуры

Для измерения температуры выбран термометр сопротивления платиновый с градуировкой Pt100, класс точности 0,5 %, со встроенным преобразователем сигнала сопротивления в сигнал 4 ... 20 мА.

Взрывозащита (взрывонепроницаемая оболочка 1Ex d IIС Т6 Gb X) обеспечивается использованием металлической коммутационной головки.

На рисунке 2.8 представлен внешний вид датчика, а на рисунке 2.9 алгоритм формирования обозначения датчика.

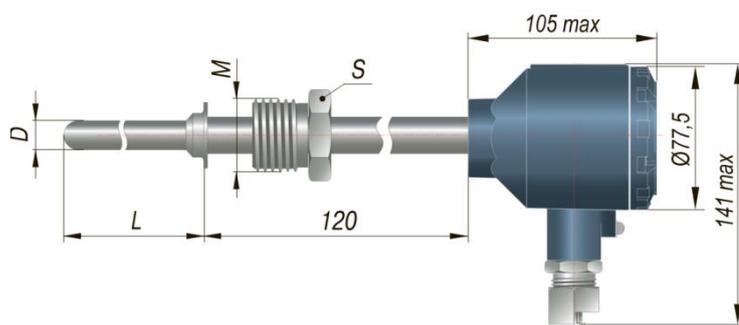


Рисунок 2.8 - Внешний вид датчика.

ДТСХХ5Д-РТ100.Х.Х.МГ.И.ЕХD-Т6[ХХ]

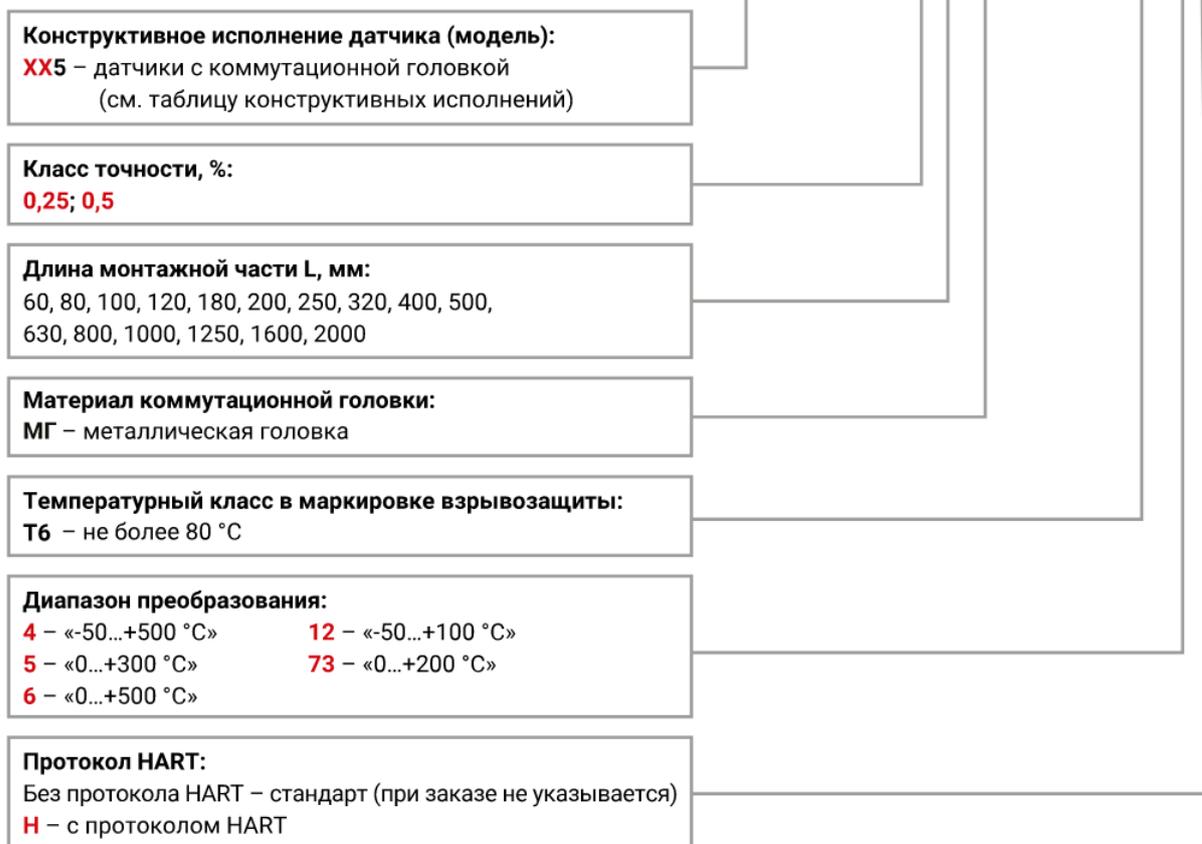


Рисунок 2.9 – Алгоритм формирования обозначения датчика.

Все используемые в работе датчики температуры имеют конструктивное исполнение 035 (подвижный штуцер) и устанавливаются в защитную гильзу. Гильза обеспечивает защиту преобразователя от агрессивной среды, механических воздействий со стороны потока, обеспечивает герметичность технологического процесса в месте установки датчика.

Длина рабочей части термопреобразователя и длина защитной гильзы выбираются исходя из конкретных условий применения.

Технические характеристики датчика температуры приведены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Технические характеристики датчика температуры.

№	Наименование	Значение
1	Диапазон допустимых напряжений питания (постоянного тока)	12...36 В
2	Номинальное значение напряжения питания (постоянного тока)	24 В
4	Диапазон выходного тока преобразователя	4...20 мА
3	Максимальная мощность, потребляемая преобразователем	0,8 Вт
5	Нелинейность преобразования, не хуже	± 0,2 %
6	Вид зависимости «ток от температурь»	линейная
7	Разрядность цифро-аналогового преобразователя, не менее	12 бит
9	Сопротивление линии связи с термоэлектрическим преобразователем, Ом, не более	100
8	Сопротивление каждого провода, соединяющего преобразователь с термометром сопротивления, Ом, не более	30
11	Максимальное допустимое сопротивление нагрузки (при напряжении питания 36 В) *	1250 Ом
10	Номинальное значение сопротивления нагрузки (при напряжении питания 24 В)	500 Ом ±5 %
12	Пульсации выходного сигнала	0,6 %
	Маркировка взрывозащиты	1Ex d IIС Т6 Gb X
13	Время установления рабочего режима для преобразователя (предварительный прогрев) после включения напряжения питания, не более	30 мин

Датчик давления

Для измерения давления выбран датчик того же производителя, что и датчик температуры, компании ОВЕН. Такой подход приводит к снижению количества поставщиков оборудования, позитивно влияет на процесс технического сопровождения, ремонта, обслуживания оборудования.

Датчик используется для непрерывного преобразования избыточно-вакуумметрического давления измеряемой среды в унифицированный сигнал постоянного тока 4...20 мА. В датчике реализован вид взрывозащиты «d - взрывонепроницаемая оболочка». Маркировка по взрывозащите - 1Exd ПСТ6Gb. Внешний вид датчика представлен на рисунке 2.10, алгоритм формирования обозначения датчика – на рисунке 2.11.



Рисунок 2.10 - Внешний вид датчика.



Рисунок 2.11 – Алгоритм формирования обозначения датчика.

В таблице 2.10 представлены технические характеристики датчика давления.

Таблица 2.10 – Технические характеристики датчика давления.

№	Наименование	Значение
1	Выходной сигнал постоянного тока	4...20 мА, 2-х проводная схема
2	Исполнение по взрывозащите	1Exd IICТ6Gb
3	Основная приведенная погрешность	0,25; 0,5% ВПИ
4	Диапазон рабочих температур измеряемой среды	-40...+100 °С
5	Напряжение питания	12...36 В постоянного тока
6	Сопротивление нагрузки	0...1,0 кОм (в зависимости от напряжения питания)
7	Потребляемая мощность	не более 0,8 Вт
8	Степень защиты корпуса	IP65
9	Устойчивость к климатическим воздействиям	УХЛ3.1
10	Диапазон рабочих температур окружающего воздуха	-40...+80 °С
11	Атмосферное давление рабочее	66...106,7 кПа
12	Средний срок службы	12 лет
13	Среднее время наработки на отказ	не менее 500 000 ч
14	Межповерочный интервал	2 года
15	Штуцер для подключения давления	M20x1,5 по ГОСТ 2405-88, черт.20
16	Тип электрического соединителя	Кабельный ввод под бронированный кабель 6-10 мм, диаметр брони 10-15 мм
17	Габаритный размер	не более 155x100 мм
18	Перегрузочная способность	не менее 200% от ВПИ
19	Предельное давление перегрузки	не менее 400% от ВПИ

Датчик уровня

Для измерения уровня в емкостях Е-3, Е-4 и кубе ректификационной колонны и РК-1 выбраны буйковые уровнемеры Сапфир-22МП1-ДУ.

Данный тип уровнемеров предназначен для использования в системах автоматизированного управления технологическими процессами. Выбор в

пользу этих уровнемеров сделан по следующим причинам. Все ёмкости и куб колонны РК-1 снабжены выносными уровнемерными колонками. Опыт показывает, что для таких случаев буйковый уровнемер является оптимальным решением.

Уровнемер состоит из буйка, измерительного блока и электронного преобразователя.

На рисунке 2.12 представлен измерительный блок и электронный преобразователь буйкового уровнемера.



Рисунок 2.12 – Измерительный блок и электронный преобразователь.

Принцип действия уровнемера основан на измерении выталкивающего усилия, которое оказывает жидкость на помещенный в неё буйёк. Выталкивающее усилие через рычаг закручивает торсионную трубку и передаётся на магнитную систему, которая перемещается относительно неподвижно закрепленного датчика Холла, при этом напряжение с датчика Холла изменяется пропорционально выталкивающей силе.

Напряжение с датчика Холла поступает в электронный блок, обрабатывается (фильтруется, линеаризуется, выполняется температурная

компенсация) и преобразуется в сигнал тока 4 ... 20 мА. Электронный преобразователь имеет цифровой индикатор, на котором отображается текущее значение уровня.

Преобразователи уровня Сапфир-22МП1-ДУ по виду взрывозащиты выпускаются в 2-х видах:

- **Сапфир-22МП1-ДУ-Ех** - с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» с уровнем «Особовзрывобезопасный»(0);
- **Сапфир-22МП1-ДУ-Вн** с видами взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» (d) с уровнем взрывозащиты «взрывобезопасный» (1).

В таблице 2.11 приедены краткие технические характеристики уровнемеров Сапфир-22МП1-ДУ.

В настоящей работе выбран уровнемер с видом взрывозащиты d - взрывонепроницаемая оболочка. Длину буйка уточняется при заказе.

Алгоритм формирования обозначения датчика (структура обозначения при заказа) представлены на рисунке 2.13.

Таблица 2.12–Технические характеристики уровнемеров.

Наименование	Характеристика
Диапазоны измерений	Верхний предел измерения уровня, м Модели 2620, 2622, 2630, 2640, 2642 - 0,25; 0,4; 0,6; 0,8; 1,0; 1,6; 2,0; 2,5; 3,0; 4,0; 6,0; 10,0 Модель 2650: 1,0; 1,6; 2,0; 2,5 Модель 2615: 0,6; 1,0; 1,6
Основная погрешность	$\pm 0,25\%$; $\pm 0,5\%$; $\pm 1,0\%$
Выходные сигналы	HART, Токовый 0-5 мА, 4-20 мА
Температура контролируемой среды	-50...+120 ^o C
Давление контролируемой среды	До 2,5...20 МПа (в зависимости от исполнения)
Материалы изготовления	Сталь 12Х18Н10Т; Сталь 20; Мембрана 36НХТЮ
Климатическое исполнение	У ₂ , УХЛ3.1
Исполнение по степени защиты	IP54
Питание	=24 В
Вес	10,5-21,5 кг

Структура обозначения, пример заказа

Сапфир-22МП1-ДУ	Ех	2620	01	У2	0,25	1000	42	ТП	850
Плотность контролируемой жидкости, кг/м ³ (для модели 2615 указывается разность плотностей и плотность нижней фазы, например, 120-990)									
Наличие радиатора (для температуры контролируемой среды ниже минус 50 °С или выше плюс 120 °С)									
Код выходного сигнала: 05 - (0-5 мА) 42 - (4-20 мА)									
Верхний предел измерения, мм									
Основная погрешность, %									
Климатическое исполнение									
Исполнение по материалам: 01 - Буюк 12Х18Н10Т, Корпус сталь 20, Мембрана вывода 36НХТЮ 02 - Буюк 12Х18Н10Т, Корпус 12Х18Н10Т, Мембрана вывода 36НХТЮ									
Модель преобразователя									
Исполнение по взрывозащите: Ех - «искробезопасная электрическая сеть» Вн - «взрывонепроницаемая оболочка»									
Наименование модели									

Рисунок 2.13 – Алгоритм формирования обозначения датчика.

Выбор электротехнического оборудования

Для перемещения продуктов по установке используются центробежные насосы. Насосы находятся в удовлетворительном состоянии и не требуют замены.

Для решения задачи регулирования температурных режимов ректификационных колонн РК-1 и РК-2 методом орошения требуется установка двух дополнительных насосов с возможностью регулирования их производительности. Основные требования к насосам:

- количество фаз – 3;
- наличие взрывозащиты;
- мощность не менее 3 кВт.

Для этих целей выбран центробежный электронасос КМ 50-32-160 Е.

Краткие характеристики насоса приведены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Характеристики электронасоса КМ 50-32-160 Е.

№	Наименование	Характеристика
1	Назначение	<p>Перекачивание нефтепродуктов:</p> <ul style="list-style-type: none"> - температурой от - 40 до + 500С; - вязкостью до 10-4 м²/с (100 сСт). <p>Содержание твердых взвешенных частиц:</p> <ul style="list-style-type: none"> - количество не более 0,2% - размер не более 0,2 мм.
2	Условное обозначение	<p>КМ50-32-160Е-а-м</p> <ul style="list-style-type: none"> - <u>КМ</u> — консольно-моноблочный насос; - 50 — диаметр всасывающего патрубка, <u>мм</u>; - 32 — диаметр напорного патрубка, <u>мм</u>; - 160 — номинальный диаметра рабочего колеса, <u>мм</u>; - Е — для перекачивания жидкостей во взрывоопасных зонах; - «а» или «б» — уменьшенный диаметр рабочего колеса; - <u>м</u> — двойное торцевое уплотнение.
3	Область применения	<ul style="list-style-type: none"> - нефтехимические и нефтеперерабатывающие производства; - технологические линии для подачи топлива и перекачивания нефтепродуктов; - перекачивающие насосные станции; - технологические процессы; - нефтебазы; - АЗС; - системы экстрагирования масла.

Внешний вид электронасоса представлен на рисунке 2.14. Основные технические характеристики представлены в таблице 2.13.



Рисунок 2.14 - Внешний вид электронасоса KM50-32-160E.

Таблица 2.13 – Основные технические характеристики KM50-32-160E.

№	Наименование	Характеристика
1	Типоразмер электронасоса	KM 50-32-160 E
2	Подача, м ³ /ч (л/с)	12,5 (3,5)
3	Напор, м	32
4	КПД электронасоса, %	45
5	Допустимый кавитационный запас, (не более), м	3,5
6	Мощность электродвигателя, кВт	3,0
7	Номинальный ток, А	6,1
8	Масса, кг	55

Частотный преобразователь ОВЕН ПЧВ203-5К5-В

Для регулирования производительности насосов используются преобразователи частотные векторные (ПЧВ) компании ОВЕН двух номиналов:

- 5,5 кВт - ОВЕН ПЧВ203-5К5-В;
- 3 кВт - ОВЕН ПЧВ103-3К0-В.

В таблице 2.14 представлен выбор ПЧВ для регуляторов.

Таблица 2.14 – Выбор ПЧВ для регуляторов.

№	Регулятор	Мощность двигателя	Тип ПЧВ
1	Уровень в кубе колонны РК-1	5 кВт	ПЧВ203-5К5-В
2	Уровень в колонне Е-2	5 кВт	ПЧВ203-5К5-В
3	Уровень в колонне Е-4	5 кВт	ПЧВ203-5К5-В
4	Температура бензина на выходе установки (АВО)	5,5 кВт	ПЧВ203-5К5-В
5	Орошение колонны РК-1	3 кВт	ПЧВ103-3К0-В
6	Орошение колонны РК-2	3 кВт	ПЧВ103-3К0-В

Внешний вид ПЧВ приведён на рисунке 2.8, технические характеристики представлены в таблице 2.15.



Рисунок 2.9 - Внешний вид ПЧВ.

Таблица 2.15 – Технические характеристики ПЧВ.

Наименование	Характеристики	
	ОВЕН ПЧВ203-5К5-В	ОВЕН ПЧВ103-3К0-В
Входные характеристики		
Напряжение питания	3 x 380- 480 VAC ±10 %	3 x 380- 480 VAC ±10 %
Частота напряжения \underline{U}	50 / 60 Гц ± 5 %	50 / 60 Гц ± 5 %
Входной ток	19.2 \underline{A}	11.5 \underline{A}
Выходные характеристики		
Выходной ток	11.9 \underline{A}	7.1 \underline{A}
Выходное напряжение	от 0 до 100 % $\underline{U}_{пит}$	от 0 до 100 % $\underline{U}_{пит}$
Частота выходного сигнала	от 0 до 200 Гц (режим «V»)	от 0 до 200 Гц (режим «V»)
	от 0 до 400 Гц (режим «U/f»)	от 0 до 400 Гц (режим «U/f»)
Время разгона / замедления	от 0,05 до 3600 с	от 0,05 до 3600 с
Цифровые входы		
Количество программируемых цифровых входов	5	5
Логика	PNP или NPN	PNP или NPN
Уровень напряжения	от 0 до 24 \underline{B}	от 0 до 24 \underline{B}
Максимальное напряжение на входе	DC 28 V	DC 28 V
Входное сопротивление	≈ 4 кОм	≈ 4 кОм
Входные сигналы прибора	0 – 10 \underline{B} , 0/4 – 20 мА	0 – 10 \underline{B} , 0/4 – 20 мА

Продолжение таблицы 2.15 –Технические характеристики ПЧВ.

Наименование	Характеристики	
	ОВЕН ПЧВ203-5К5-В	ОВЕН ПЧВ103-3К0-В
Аналоговые входы		
Количество аналоговых входов	2	2
Режимы	Клемма 60: ток	Клемма 60: ток
Клемма 53:	напряжение или ток	напряжение или ток
Уровень напряжения	от 0 до 10 В	от 0 до 10 В
Уровень тока	от 0 до 20 мА, от 4 до 20 мА	от 0 до 20 мА, от 4 до 20 мА
Аналоговый/цифровой выход		
Количество программируемых выходов	1	1
Диапазон по току	от 0 до 20 мА, от 4 до 20 мА	от 0 до 20 мА, от 4 до 20 мА
Максимальная относительная погрешность (в режиме аналогового выхода)	± 1 %	± 1 %

Часть оборудования и материалов, используемого в проекте перевооружения установки, в настоящей работе не описана по причине отсутствия серьёзных требований к ней и достаточно большом предложении такого оборудования на рынке, например: контакторов, пускателей для насосов, автоматических выключателей для системы электропитания, кабелей и т.д.

3. РАЗРАБОТКА СХЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ УНП

3.1. Структурная схема системы автоматизации

По структурной схемой в системах автоматизации понимают совокупность технических средств системы управления и связей между ними. Уровень детализации технических средств и связей может быть различным и определяется на этапе разработки проектной документации. В настоящей работе уровень детализации ограничен отдельным изделием: процессорным модулем, модулем ввода/вывода, станцией оператора и т.д. На рисунке 3.1 представлена структурная схема системы автоматизации УНП. В структурной схеме приняты следующие обозначения:

- 24 В Системное питание - источники питания постоянного тока (WAGO);
- 24 В Полевое питание - источники питания постоянного тока (WAGO);
- РС – процессорный модуль 750-881 (WAGO);
- AI – модуль 750-455 (WAGO) ввода аналоговых сигналов 4 – 20 мА;
- АО - модуль 750-555 (WAGO) вывода аналоговых сигналов 4 – 20 мА;
- ПЧВ – преобразователь частоты векторный (ОВЕН);
- Датчик Т, 4 – 20 мА - датчики температуры с встроенным преобразователем, с выходным унифицированным сигналом 4 – 20 мА
- Датчик Р, L, 4 – 20 мА – датчики давления и уровня с выходным унифицированным сигналом 4 – 20 мА.

Структура взаимодействия полевых датчиков, преобразователей и исполнительных механизмов с модулями ввода – вывода ПЛК - радиальная. Это означает, что для каждого полевого устройства выделена индивидуальная

линия связи. Количество проводов в этой линии зависит от типа устройства.
 Если это линия 4 ... 20 мА, то двухпроводная.

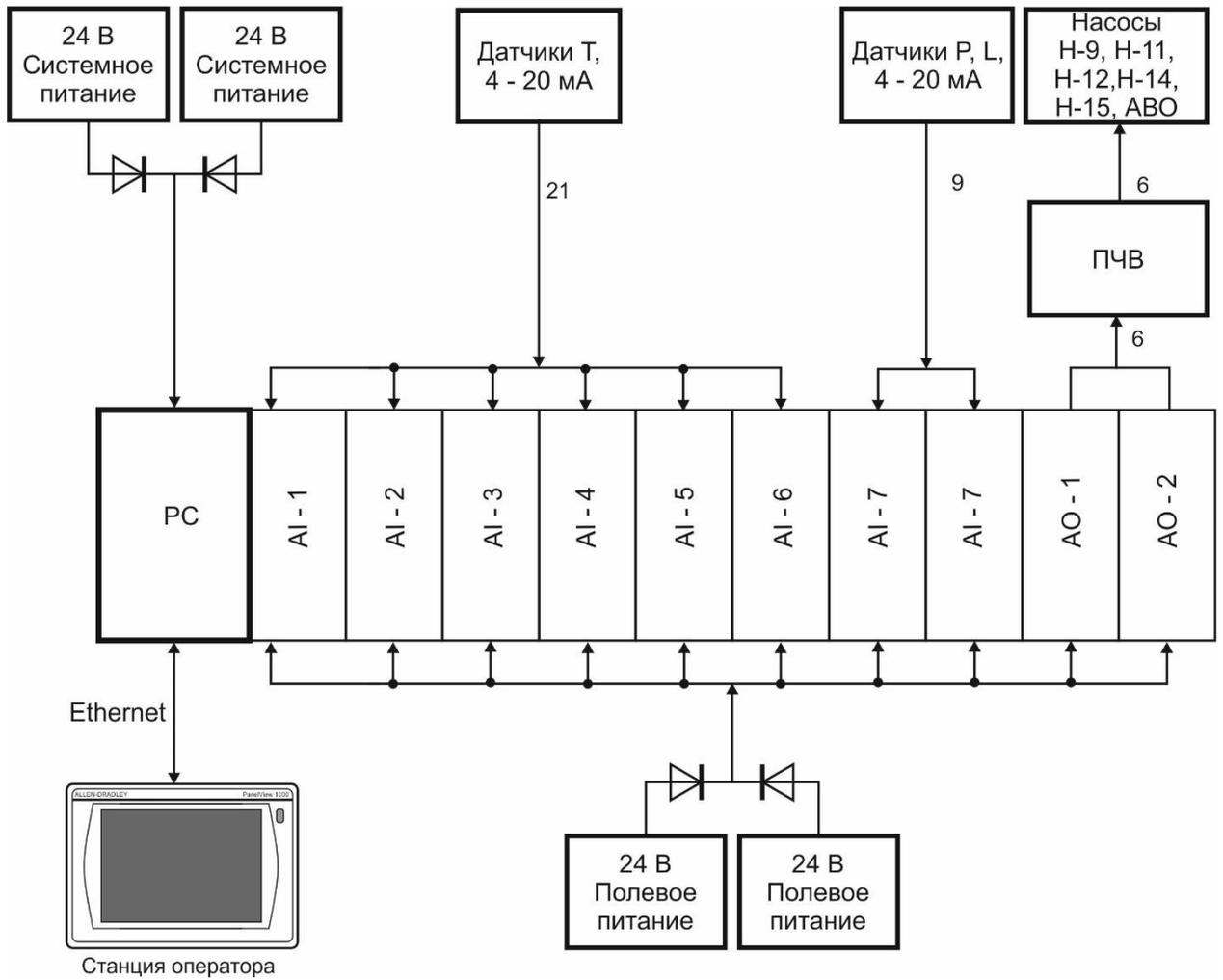


Рисунок 3.1 – Структурная схема КТС системы управления УПН.

3.2. Схема системы электропитания

Линейная схема системы электропитания представлена на рисунке 3.2.

Для повышения надёжности работы управляющих контроллеров система электропитания выполнена в резервированном варианте. Для предотвращения обратных токов через источники напряжения используются суммирующие диоды.

Для подачи напряжения на элементы системы используются одно- и трёхфазные автоматические выключатели. Краткие характеристики выключателей представлены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Краткие характеристики автоматических выключателей.

Наименование	Тип автоматического выключателя			
	ABB 3P 16A	ABB 3P 25A	ABB 1P 3A	ABB 1P 1A
Вес, кг	0.311	0.31	0.125	0.125
Гарантия (лет)	1	1	1	1
Страна производства	Германия	Германия	Германия	Германия
Компания	ABB	ABB	ABB	ABB
Количество полюсов	3	3	1	1
Напряжение (В)	480	400	230	230
Сила тока (А)	16	25	3	1
Отключающая способность (кА)	16	4.5	6	6
Тип электрической сети	Трёхфазный	Трёхфазный	однофазный	однофазный

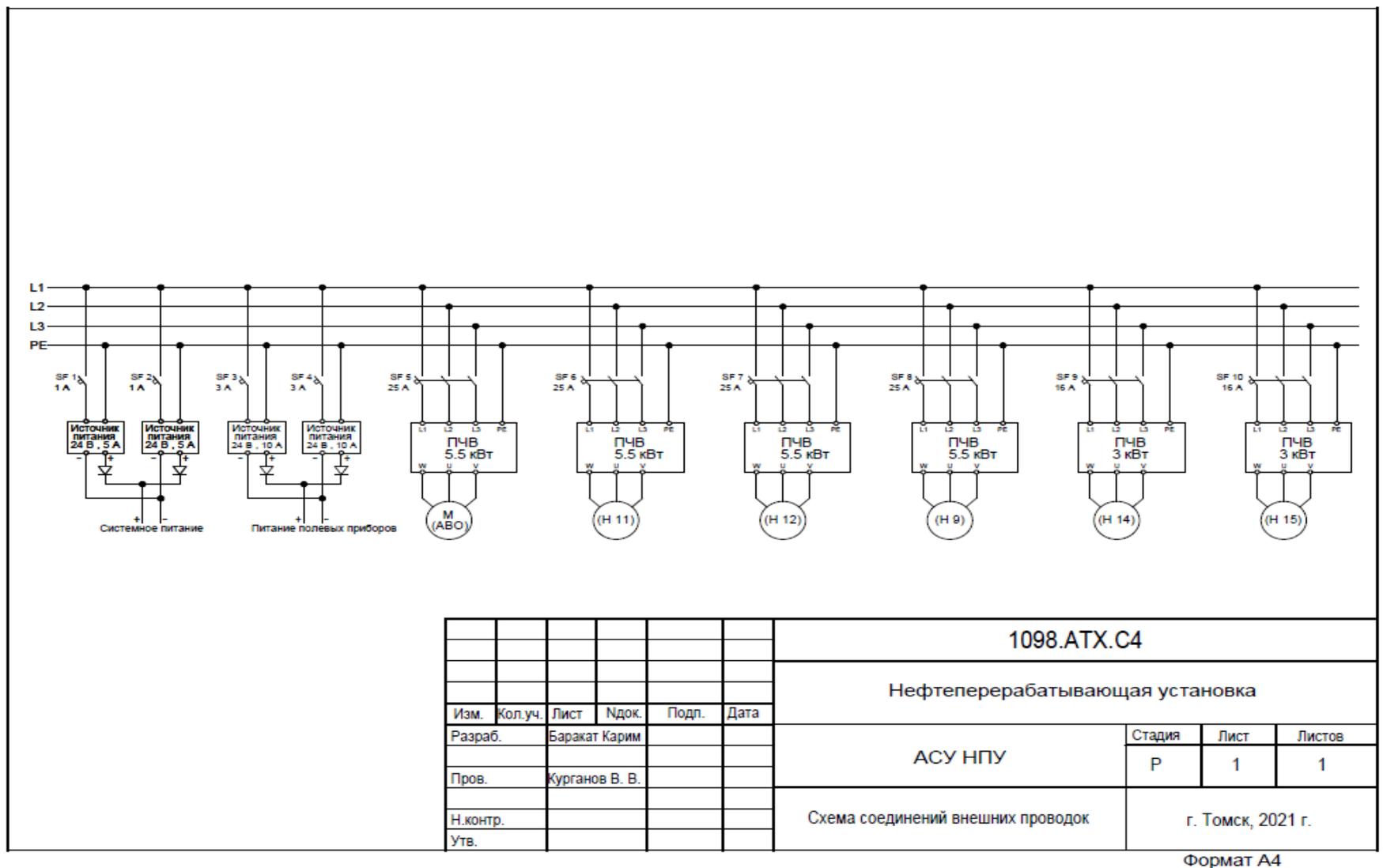


Рисунок 3.2 – Линейная схема системы электропитания АСУ ТП.

4. РАЗРАБОТКА ИНТЕРФЕЙСА ОПЕРАТОРА УПН

4.1. Выбор архитектуры системы

Для разработки интерфейса оператора используется SCADA – система.

Современные SCADA-системы это мощные программные пакеты, обеспечивающие комплексные решения задач, связанных с предоставлением информации оператору в самых различных видах, её регистрации, архивирования, использования. Как правило, SCADA-системы разворачиваются на персональных компьютерах. Для обмена данными с PLC, а также другими устройствами, используются стандартные интерфейсы, например, Ethernet, RS-232 и другие. Вопрос взаимодействия с внешним миром для SCADA-системы является наиважнейшим и именно поэтому разработчики таких систем всегда предлагают широкий выбор программ, так называемых драйверов, для связи с различными видами оборудования. Более того, в составе SCADA-системы всегда имеется инструмент для создания собственных драйверов на стандартных языках программирования.

Существует два основных способа обмена информацией между SCADA-системой и любым внешним устройством:

- протоколы, которые разрабатываются производителями SCADA-систем и интегрируются в программу;
- протоколы OPC (Open Platform Communications, ранее аббревиатура означала OLE for Process Control).

Первый вид протоколов, ввиду того что разрабатывается самим производителем, как правило, компактный и обеспечивает максимальное быстродействие. Недостатком является необходимость наличия драйвера к любому типу оборудования, что практически невозможно.

Второй способ связи наиболее универсальный и поддерживается практически всеми SCADA-системами. Протокол обмена OPC – технология, ориентированная на применение в задачах промышленной автоматизации, и в настоящее время является стандартом.

4.2. OPC - сервер

Структура взаимодействия SCADA-системы с устройством через OPC представлена на рисунке 4.1.

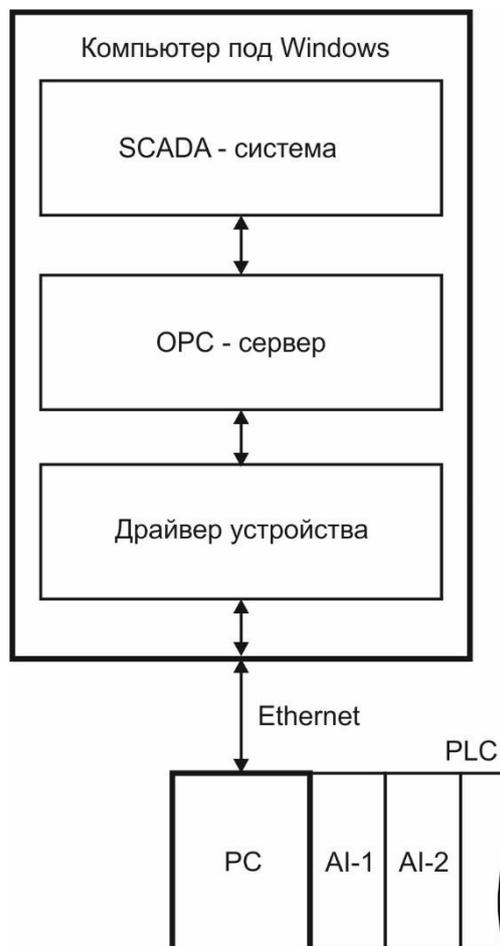


Рисунок 4.1 – Структура системы взаимодействия SCADA-системы с устройством через OPC.

Стандарт OPC позволяет:

- отказаться от использования многочисленных протоколов обмена между SCADA – системой и устройствами;
- объединить различные системы контроля и управления на уровне объектов.

Главная цель стандарта OPC состоит в создании некоего универсального механизма взаимодействия между устройством и SCADA – системой.

В отличие от первого варианта, в котором драйверы связи с устройствами разрабатываются производителями SCADA – систем (не путать

с драйвером устройства на рисунке 4.1, который выполняет функции подключения устройства к системе), во втором варианте разработка драйвера по стандартам OPC возлагается на производителя оборудования. Это означает, что производитель оборудования предлагает купить не только какие-либо устройства, но и OPC драйвер к ним, который позволит этим устройствам интегрироваться в любую SCADA – систему, поддерживающую OPC. Другими словами, задача разработки драйвера по известным правилам возложена на производителя устройства, избавив тем самым разработчиков SCADA – систем от рутинной работы.

На одном компьютере могут быть запущены несколько OPC-серверов, выполняющих связь с различными группами оборудования, и каждый из них может выступать в качестве OPC сервера, поставляя данные различным программам, включая SCADA – систему.

Обмен данными с OPC – сервером может происходить двумя различными способами:

1. способ – периодический, при котором клиенты запрашивают данные с определённой частотой;
2. способ – по изменению значения.

Второй способ является более предпочтительным, так как экономит время, но и реализуется сложнее, чем первый.

В таблице 4.1 представлены стандарты на разработку OPC, в каждом из которых прописано назначение определенных функций.

Таблица 4.1– Стандарты на разработку OPC.

Название	Содержание
OPC DA (Data Access)	Основной стандарт. Описывает набор функций обмена данными в реальном времени с ПЛК, РСУ, ЧМИ, ЧПУ и другими устройствами.
OPC AE (Alarms & Events)	Предоставляет функции уведомления по требованию о различных событиях: аварийные ситуации, действия оператора, информационные сообщения и другие.
OPC Batch	предоставляет функции шагового и рецептурного управления технологическим процессом
OPC DX (Data eXchange)	Предоставляет функции организации обмена данными между OPC-серверами через сеть Ethernet. Основное назначение — создание шлюзов для обмена данными между устройствами и программами разных производителей.
OPC HDA (Historical Data Access)	Предоставляет доступ к уже сохраненным (историческим) данным.
OPC Security	Определяет функции организации прав доступа клиентов к данным системы управления через OPC-сервер.
OPC XML-DA (XML-Data Access)	Предоставляет гибкий, управляемый правилами формат обмена данными через SOAP и HTTP.
OPC UA (Unified Architecture)	Последняя по времени выпуска спецификация, которая основана не на технологии Microsoft COM, что предоставляет кросс-платформенную совместимость.

4.3. SCADA – системы

В настоящее время разработчики предлагают достаточно широкий выбор SCADA – систем, отличающихся как по стоимости, так и по функциональным возможностям.

Для того чтобы привлечь пользователей использовать в проектах свои программные продукты, отечественные разработчики используют различные маркетинговые шаги, например:

- бесплатное распространение систем разработки интерфейса оператора;
- ограниченная по времени работа run-time версии;
- неограниченная работа run-time версии с ограниченным функционалом;
- приобретение SCADA – системы с заданным функционалом, т. д.

Рассмотрим некоторые отечественные SCADA – системы

4.3.1. MasterSCADA

Разработчиком программы MasterSCADA является компания ИнСат г. Москва. MasterSCADA полнофункциональный пакет программ, предназначенный для визуализации технологических процессов и решения всевозможных сопутствующих задач, а именно:

- редактирование мнемосхем;
- тренды технологических параметров;
- ведение внутреннего архива данных;
- ведение архива сообщений и документов;
- создание и редактирование отчетов и т.д.

Предоставляет пользователю базовый набор библиотеки функциональных блоков, а также механизмы их создания на языках FBD, ST, C#.

Опционально в рамках программы могут поставляться возможности создания сетевых проектов, взаимодействие с внешними базами данных и т.д.

Особым достоинством программы MasterSCADA является политика разработчика в области её распространения:

- бесплатная среда разработки MasterSCADA;
- бесплатная версия на 32 тега с ограниченным функционалом;
- бесплатная полнофункциональная версия с ограниченным on-line режимом (время ограничения 1 час).

4.3.2. FreeSCADA

Пакет FreeSCADA является свободно распространяемой версией программного продукта Телескоп+. В пакет включены приложения Дизайнер форм и Пульт диспетчера.

В приложении Пульт диспетчера идет наблюдение за состоянием технологического оборудования и системы управления, получение срочные сообщения о нарушениях технологического процесса.

В приложении Дизайнер форм присутствует возможность разработки панели диспетчера.

По сравнению с коммерческой версией ПО Телескоп+ Дизайнер форм имеет следующие ограничения:

- отображение только текущих данных, без архивной информации;
- не поддерживается взаимодействие с базой данных;
- не поддерживается дерево объектов;
- не поддерживается просмотр отчетов и стандартный вывод сообщений об авариях;
- работа организована на одном компьютере.

4.3.3. SoloSCADA

SCADA-система SoloScada является Web ориентированной системой. Отображение технологического процесса производится в браузере или приложении клиент. Использование HTML5, JavaScript даёт возможность отображать мнемосхемы, таблицы, графики непосредственно в браузере на любом мобильном устройстве и компьютере. Благодаря векторной графике SVG мнемосхема автоматически масштабируется под разные разрешения экранов и разные размеры экранов браузеров.

SCADA-система позволяет получать данные от нескольких OPC-серверов, по протоколу ModBus. С помощью графического редактора можно нарисовать мнемосхему из графических примитивов, создавать свою библиотеку изображений, вставлять на мнемосхему различные готовые SVG-изображения, созданные в других более продвинутых редакторах. Можно создавать кнопки перехода на другие мнемосхемы. Есть изменение атрибутов (размера, цвета, положения) графических примитивов во время исполнения для визуализации технологического процесса.

Поддержка получения данных по протоколу ModBus, ModBus-RTU, ModBus-TCP или ModBus-RTU поверх TCP.

Самостоятельная реализация обмена с контроллерами через COM-порт и TCP/IP для получения с них данных с помощью скриптов.

Есть возможность добавления в проект собственных html-страниц. Графики, таблицы отчеты. Их можно создавать самому, таким образом, обеспечивается гибкость.

Имеется расширяемое API взаимодействия клиента (Web-браузера) с сервером через json-формат.

Поддержка пользовательских скриптов. Скрипты исполняются периодически, при изменении значения переменной, при запуске сервиса, при

остановке сервиса. Так же с помощью скриптов можно самому сгенерировать Json-файл в ответ на запрос Web-клиента.

Работа с несколькими разными базами данных MySQL, PostgreSQL, Microsoft SQL Server, SQLite одновременно. Вы сами можете создавать таблицы с нужным форматом под конкретную задачу.

Также имеется архивирование в файлы. Есть заготовки для просмотра данных из файловых архивов.

Управление правами пользователей: добавление новых, редактирование прав существующих пользователей.

Работа с алармами. Разделение важности сигналов (Аварийная и предупредительная сигнализация)

Главным недостатком является ориентирование на Web-сервис.

4.3.4. OpenSCADA

Программа OpenSCADA как и предыдущие программы предназначена для сбора, архивирования, визуализации информации, выдачи управляющих воздействий, а также других родственных операций, характерных для полнофункциональной SCADA системы. Область применения программы от полнофункциональных SCADA – систем до построения различных моделей технологических процессов.

Внешне, OpenSCADA состоит из трех основных компонентов - модуля визуализации, модуля конфигурирования, и модуля настройки интерфейса визуализации.

Модуль визуализации – это рабочее место оператора АСУ ТП. Рабочее место показывает данные в различных формах, актуальные данные мониторинга, позволяет просмотреть значения параметров за любой промежуток времени, воспринимает команды управления, отданные оператором.

Основная настройка работы всей OpenSCADA системы происходит в модуле конфигурирования. В нем происходит настройка подсистемы сбора данных, указываются какие данные от датчиков, через какие транспортные порты будут передаваться. Часто данные от датчиков поступают в "сыром" виде, и чтобы привести их к понятным физическим размерностям, надо сделать над такими данными некоторые математические действия. В OpenSCADA есть встроенный Java-подобный язык, который позволяет делать любые вычисления над используемыми в среде значениями. Кроме того можно указать логику слежения за значениями датчиков, и при различных отклонениях можно выдавать различные управляющие сигналы.

В модуле конфигурирования так же настраивается архивирование данных. Архивы могут храниться в разных форматах и физически, для обеспечения надежности, могут даже располагаться на другом компьютере, используя базу данных, которая поддерживает репликацию.

Недостатком среды разработки OpenSCADA является возможность разработки и режима работы только на ОС Linux.

4.4.Выбор SCADA системы

В процессе анализа существующих на отечественном рынке систем диспетчерского контроля и визуализации был проведен сравнительный анализ следующих программных пакетов:

- MasterSCADA;
- FreeSCADA;
- SoloSCADA;
- OpenSCADA.

По итогу анализа для данной работы выбрана программа MasterSCADA, разработанная компанией ИнСАТ. MasterSCADA является низкобюджетной, вертикально интегрированной и легко расширяемой программой в зависимости от сложности объекта.

Основным достоинством, как отмечалось выше, является возможность разработки проектов визуализации без финансовых затрат на приобретение продукта и ответственная политика компании Инсат области сопровождения программного продукта.

4.5. Разработка экранных форм

Для разработки основного «кадра» интерфейса оператора принята доработанная в процессе выполнения ВКР функциональная схема автоматизации нефтеперерабатывающей установки. Кадр имеет статическую и динамическую составляющие.

Статическая составляющая представляет собой технологический процесс в виде колонн, теплообменников и трубопроводов. Данные элементы кадра не изменяют атрибуты в процессе работы (on-line режиме).

Динамическая составляющая кадра представлена в виде изменяющихся в процессе работы установки значений технологических параметров, всплывающих окон управления (панелек) электрооборудованием, различных журналов, формируемых автоматически. Основной «кадр» интерфейса оператора представлен на рисунке 4.2.

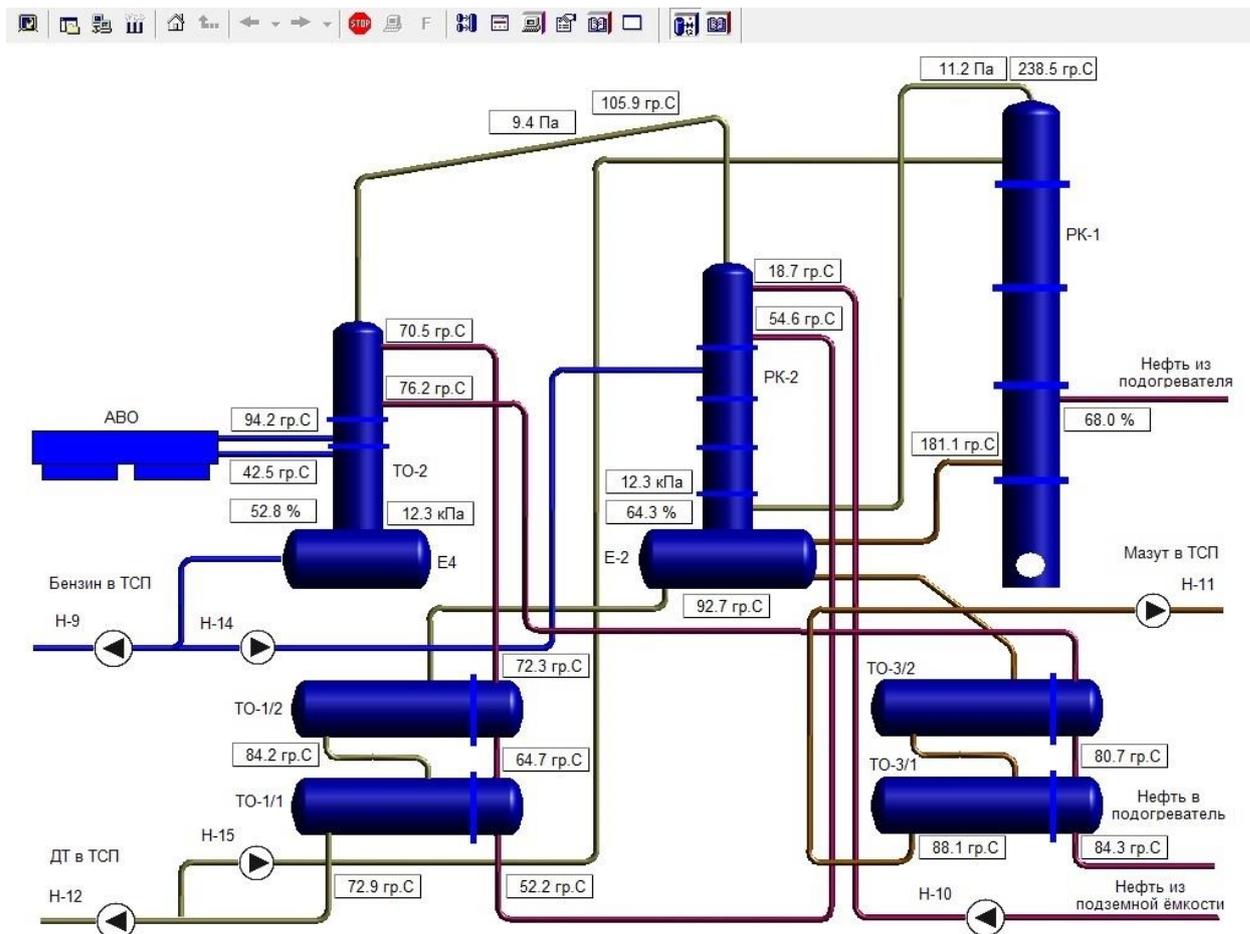


Рисунок 4.2 – Основной «кадр» (мнемосхема) интерфейса оператора.

Управление исполнительными механизмами, в качестве которых используются насосы, выполняется с помощью специально разработанных окон, которое вызывается при нажатии на исполнительный механизм.

Окна управления представляют собой своеобразный пульт управления и содержат элементы цветовой и цифровой индикации значений параметров, состояния регулятора, а также клавиши для управления режимом, установки значения задания и скорости вращения.

Окна всех регуляторов могут быть открыты одновременно. Новое окно будет располагаться поверх старых и в центре экрана. Если нажата кнопка уже открытого регулятора, то только в его окно передается управление, и оно становится активным. Цвет заголовка активного окна – синий, а не активного – серый.

Все регуляторы имеют тип пропорционально – интегрально – дифференциальный (ПИД).

Внешний вид панельки регулятора представлен на рисунке 4.2.

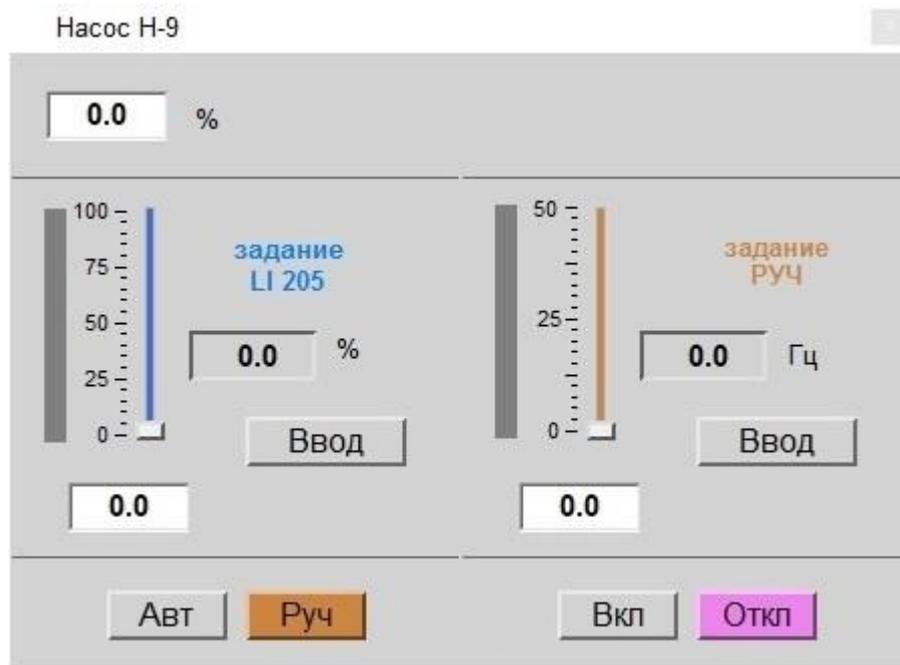


Рисунок 4.2 – Внешний вид панельки регулятора.

Рассмотрим данное окно, как пример для работы с панельками регуляторов. В заголовке окна расположено название исполнительного механизма. Слева расположен блок для автоматического регулирования, справа - для ручного. В верхней части блока расположено текущее значение технологического параметра (в данном случае уровень LI 205 в емкости Е-4), которое дублируется столбиком левее ползунка с заданием. Задание задается либо непосредственно передвижением ползунка вверх или вниз, или путем ввода необходимого значения в поле с белым фоном. (После набора значения в поле с белым фоном, необходимо нажать клавишу «Enter» на клавиатуре). После этого задание не применится до тех пор, пока вы не нажмете кнопку «Ввод», после чего желаемое задание должно установиться в поле с серым фоном, которое отображает текущее задание в контроллере. Кнопкой «Режим» переключается левый блок (автоматическое управление) и правый (ручное управление). Если система находится в автоматическом режиме, то она не

будет обрабатывать задание в блоке ручного управления до тех пор, пока вы не переключите «Режим» в положение «Руч» и наоборот.

Для технологических параметров, отображённых в окнах регуляторов, осуществляется динамическая поддержка цвета при отклонении от нормы так же, как и на мнемосхемах.

Частота вращения насоса индицируется барграфом. Для этого используется выходной аналоговый сигнал на насос. Текущее значение параметра, задание индицируются и числовым значением в физических единицах.

Прохождение команды на изменение степени открытия регулирующей арматуры возможно только в ручном режиме, как и смена задания – только в автоматическом.

5. РАЗРАБОТКА ПРОГРАММ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ

5.1. Программно-технический комплекс УПН

Автоматизированная система контроля и управления установкой переработки нефти выполнена на базе микропроцессорного контроллера WAGO-I/O-SYSTEM-750 компании WAGO (Германия). Контроллеры решают следующие задачи:

- измерение технологических параметров;
- контроль отклонений технологических параметров от нормы;
- автоматическая защита и блокировки;
- автоматическое регулирование параметров;
- ручное дистанционное управление;
- предупредительная сигнализация;
- визуализация и архивирование информации о ходе технологического

процесса.

Программный проект представляет собой набор отдельных программных модулей, разработанных в среде программирования WAGO-I/O-PRO-САА.

Взаимодействие программных модулей, представляющих собой логическую часть проекта с технологическим процессом (физическая часть) выполняется благодаря модулям ввода-вывода.

Модули ввода-вывода являются специализированными устройствами, т. к. решают хоть и широкий, но конечный круг задач в своей области. Перечень модулей ПТК и в том числе модулей ввода-вывода, используемых в проекте, и их назначение приведён в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Состав программно-технического комплекса.

№ п/п	Код оборудования	Наименование	Ед. изм.	Кол.
1	750-841	Контроллер программируемый	шт.	1
2	753-455	Модуль ввода аналоговых сигналов 4 – 20 мА, 4-х канальный	шт.	8
3	753-554	Модуль вывода аналоговых сигналов 4 – 20 мА, 2-х канальный	шт.	2
6	750-600	Оконечный модуль	шт.	1
7	759-911	Программное обеспечение контроллера WAGO-I/O-PRO	компл.	1
9	Soft-SCADA-RT-MSRTNET	SCADA система MasterSCADA. Сетевая исполнительная SCADA-система на 1000 внешних точек ввода-вывода	компл.	1

5.2. Структура проекта

Программное обеспечение контроллера WAGO-I/O-SYSTEM-750 WAGO-I/O-PRO в соответствии со стандартом IEC1131-3 содержит языки технологического программирования FBD (функциональных блоков), LD (релейных схем), SFC (последовательных функциональных схем) и ST (структурированного текста). Каждый алгоритмический модуль ориентирован на решение отдельных задач управления.

Часть задач по первичной обработке информации в АСУ ТП (фильтрация, масштабирование) решены в программном обеспечении модулей ввода-вывода, настройкой соответствующих свойств модулей.

В разделе конфигурации свойств модулей решены следующие задачи:

- определены входные диапазоны сигналов;
- определены инженерные и технические диапазоны;

- определены постоянные времени фильтров.

Все аналоговые сигналы представлены в контроллере в диапазоне (0-100) %, а на станции оператора – в технических единицах. Для аналоговых сигналов фильтр настроен на частоту 50 Гц, постоянная времени цифрового фильтра для всех сигналов выбрана равной 1 с. На этапе наладки системы, по отдельным параметрам, величина времени фильтра может быть уточнена. Такт работы контроллера для задач, запускаемых по времени, выбран 10 мс.

Органайзер контроллера имеет вид, представленный на рисунке 5.1.

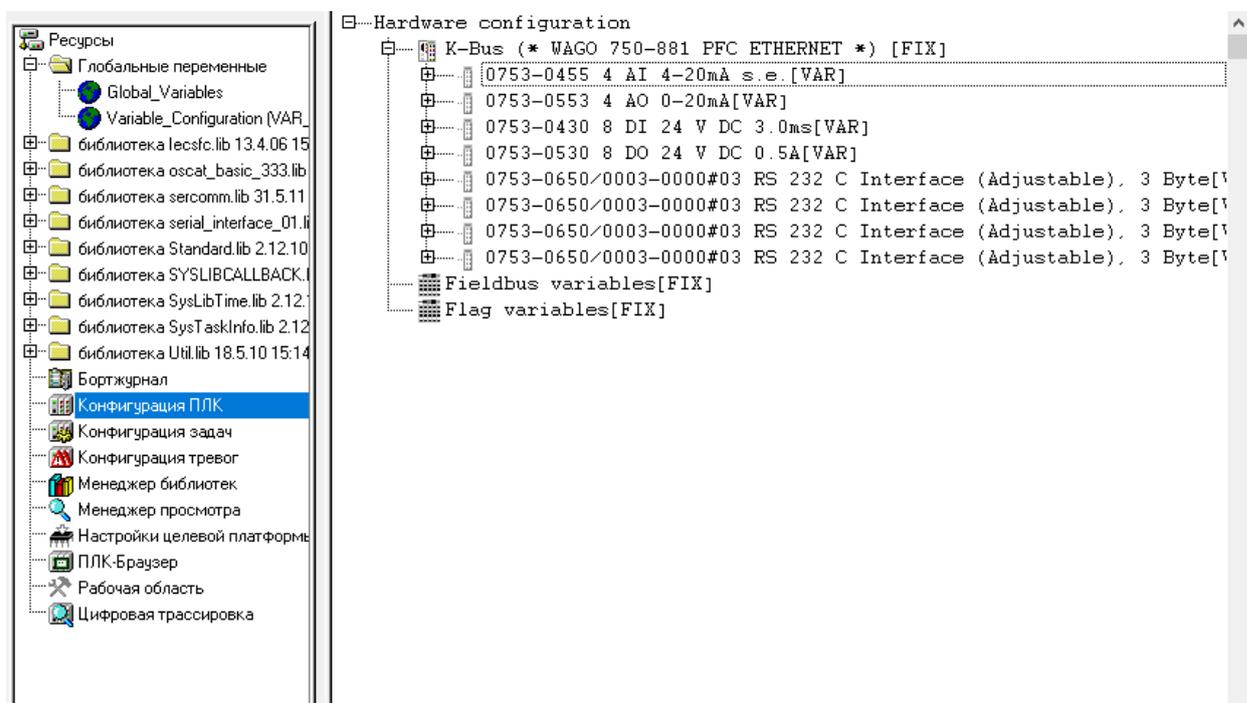


Рисунок 5.1 – Органайзер проекта.

Каждый модуль, подключенный к контроллеру, имеет несколько входов/выходов (см. рисунок 5.2).

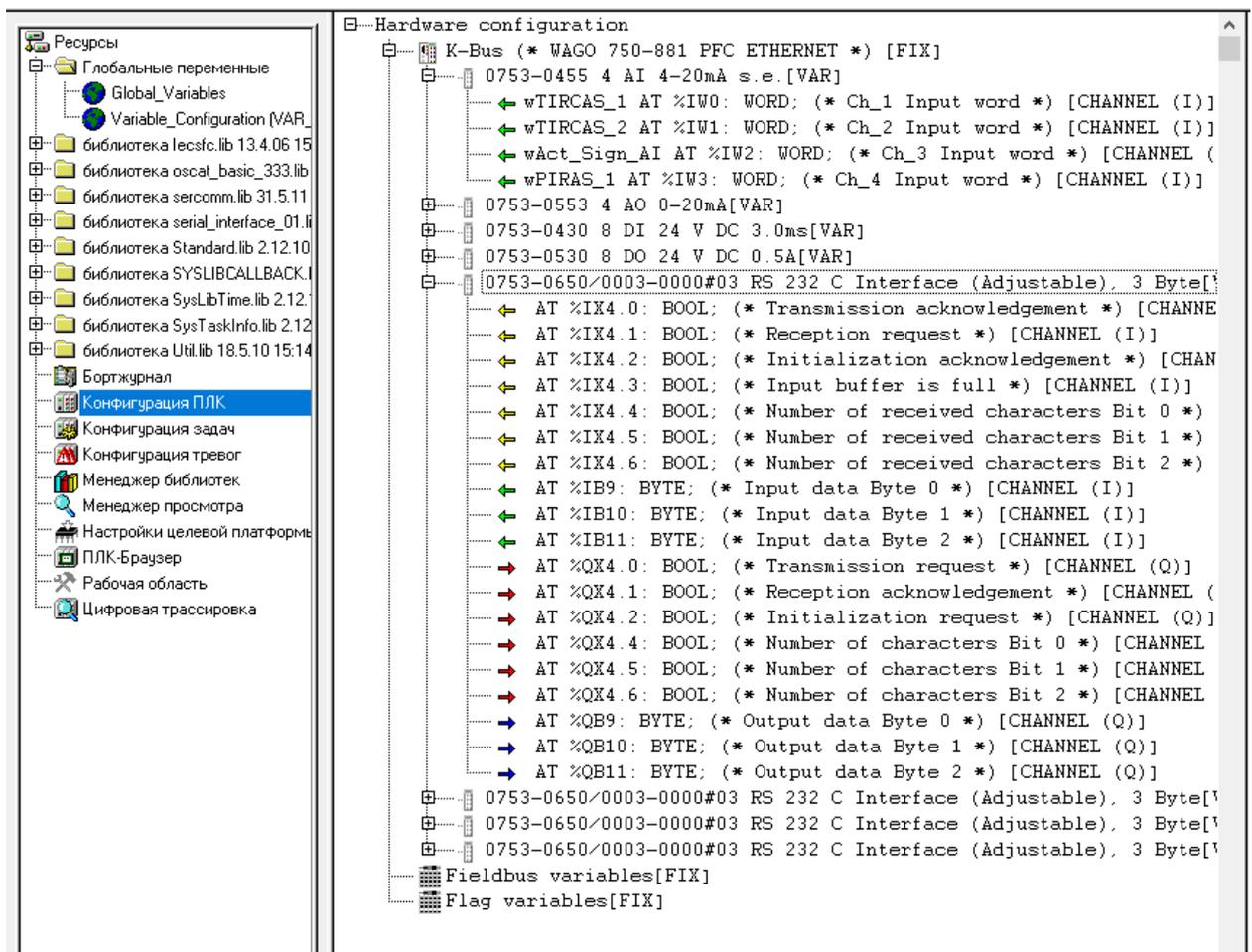


Рисунок 5.2 – Входы/выходы проекта.

5.3. Описание программ решения задач

В данном разделе представлены только основные типовые программы решения задач автоматизации Преобразование сигнала Программа преобразования сигнала уровня и проверки его на достоверность представлена на рисунке 5.3. Все программы написаны на языке CFC (последовательных функциональных схем).

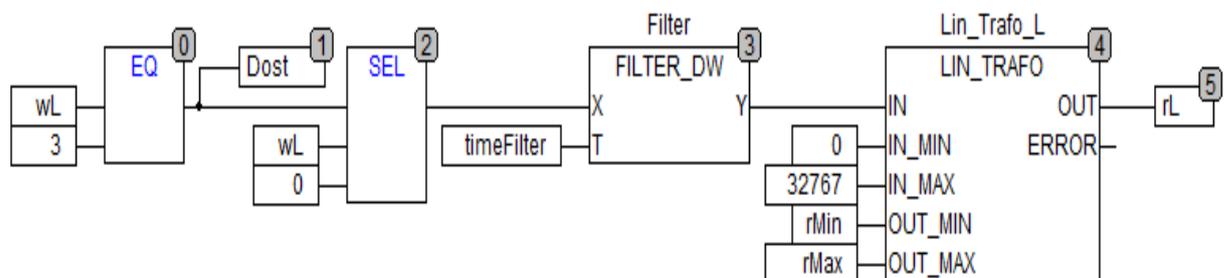


Рисунок 5.3 – Алгоритм преобразования сигнала.

В таблице 5.2 перечислены тэги параметров алгоритма.

Таблица 5.2 - Параметры алгоритма.

Тэг параметра	Значение	Примечание
wL	WORD	Входной аналоговый сигнал
Dost	BOOL	Сигнал о достоверности параметра
timeFilter	TIME	Постоянная времени фильтра
rMin	-9999...9999 REAL	Нижняя граница уставки параметра
rMax	-9999...9999 REAL	Верхняя граница уставки параметра
rL	rMin...rMax REAL	Реальное значение параметра

Программа регулирования уровня представлена на рисунке 5.4.

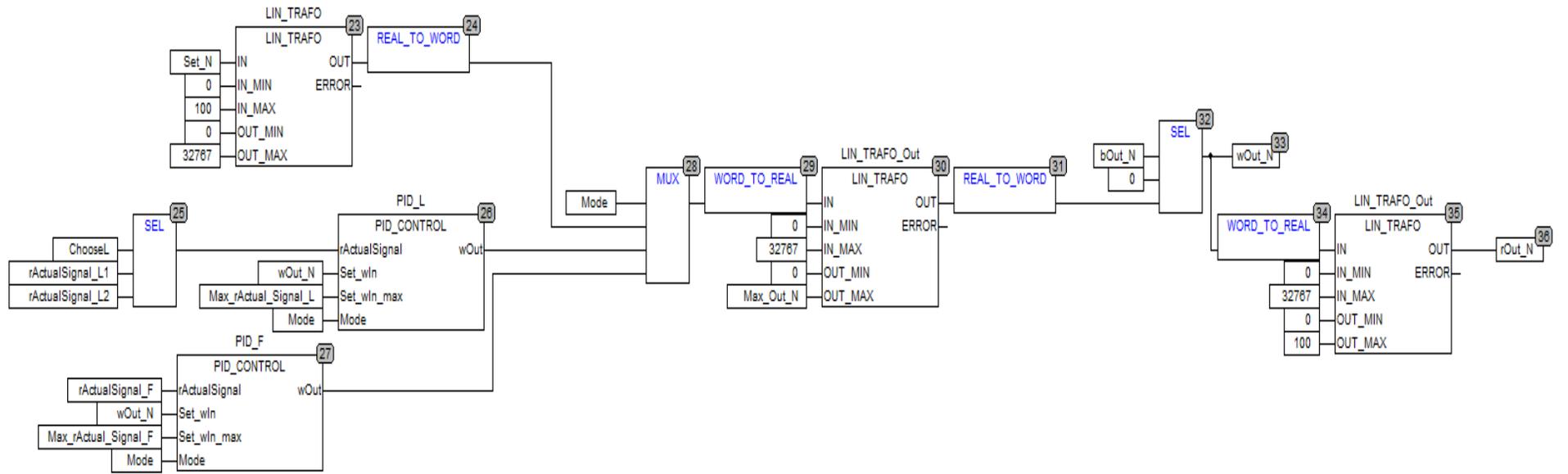


Рисунок 3.7 - Алгоритм регулювання.

В таблице 5.3 перечислены тэги параметров алгоритма.

Таблица 5.3 – Параметры алгоритма.

Тэг параметра	Значение	Примечание
Set_N	0...100 REAL	Уставка для ручного регулирования параметра
ChooseL	BOOL	Выбор сигнала для регулирования
rActualSignal_L1	0...9999 REAL	Реальное значение параметра
rActualSignal_L2	0...999 REAL	Реальное значение параметра
rActualSignal_F	0...9999 REAL	Реальное значение параметра
Mode	BOOL	Выбор режима регулирования
bOut_N	BOOL	
wOut_N	WORD	Выходной сигнал на модуль аналогового выхода
rOut_N	REAL	Реальное значение параметра
Max_rActual_Signal_L	REAL	Максимальное значение реального значения сигнала
Max_rActual_Signal_F	REAL	Максимальное значение реального значения сигнала

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью или конечным результатом выполнения ВКР является техническое перевооружение системы управления установкой переработки нефти (УПН), связанное с переходом на новые способы управления процессом на базе программируемых логических контроллеров. Достичь поставленной задачи планируется при помощи использования надежных и бюджетных составляющих

Цель раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» – проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Задачами данного исследования являются:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований;
- планирование научно-исследовательских работ;
- определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

6.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследований являются организации, специализирующиеся в нефтегазовой отрасли, в частности занимающиеся очисткой и подготовкой нефтепродуктов. Для данных предприятий индивидуально разрабатывается система диспетчерского управления для установки комплексной подготовки нефти.

В нефтегазовой отрасли помимо НПЗ «Сафоново» данной разработкой могут воспользоваться такие компании как «Роснефть», «Башнефть», «Татнефть». В таблице 6.1 приведены основные сегменты рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика и направление деятельности.

Таблица 6.1 – Карта сегментирования

Размер компании	Направление деятельности				
	Проектирование строительства	Выполнение проектов строительства	Разработка АСУ ТП	Внедрение SCADA систем	Проектирование строительства
крупные	+	+	+	+	+
средние	+	+	+	+	+
малые	+	+	+	+	-

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

6.2. Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. Анализ приведен в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Проект АСУ ТП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией	Проект АСУ ТП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1.Повышение производительности	0,08	5	5	5	0,4	0,4	0,4
2. Удобство в эксплуатации	0,1	4	3	5	0,4	0,3	0,5
3.Помехоустойчивость	0,06	5	4	5	0,3	0,24	0,3
4.Энергоэкономичность	0,04	4	5	4	0,16	0,2	0,16
5.Надежность	0,1	4	3	4	0,4	0,3	0,4
6.Безопасность	0,08	5	4	5	0,4	0,32	0,4
7.Потребность в ресурсах памяти	0,05	4	5	5	0,2	0,25	0,25
8.Функциональная мощность	0,05	5	3	5	0,25	0,15	0,25
Экономические критерии оценки эффективности							
1.Конкурентоспособность	0,05	4	3	4	0,2	0,15	0,2
2.Уровень роникновения на	0,05	0	5	5	0	0,25	0,25
3.Цена	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
4.Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	4	5	0,5	0,4	0,5
5.Послепродажное обслуживание	0,08	5	4	5	0,4	0,32	0,4
Всего:	1	59	58	65	4,34	4,01	4,61

Опираясь на полученные результаты, можно сделать вывод, что разрабатываемая система диспетчерского управления проигрывает

разработкам других компаний. Но значительно выигрывает по цене, а следовательно, и по экономическим параметрам в целом. После выхода на рынок и представления потребителям своего продукта возможно стать эффективнее, предлагая лучшую цену для качественного и надежного продукта с хорошим послепродажным обслуживанием.

6.3. SWOT-анализ

Анализ заключается в том, что необходимо описать сильные и слабые стороны исследовательского проекта, а также выявить его возможности и угрозы, которые могут проявиться во внешней среде. Результаты SWOT-анализа отображены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Итоговая матрица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны: С1. Низкая стоимость. С2. Широкая область применения. С3. Минимальные затраты ресурсов на обслуживание. С4. Высокая надежность системы.</p>	<p>Слабые стороны: Сл1. Недостаток средств финансирования. Сл2. Отсутствие клиентской базы. Сл3. Недостатки рекламной политики. Сл4. Недостаток положительных отзывов.</p>
<p>Возможности: В1. Увеличение спроса. В2. Выход на иностранный рынок. В3. Расширение диапазона предоставляемых услуг. В4. Повышение стоимости услуг конкурентов.</p>	<p>Низкая стоимость позволит быстро увеличить объем прибыли, расширить границы сбыта и клиентской базы. Обширная направленность позволит быстро увеличить спрос.</p>	<p>Высокие начальные затраты уменьшат и не позволят воспользоваться высоким спросом в полной мере. Расширение диапазона позволит нарастить клиентскую базу и сгладит минусы в рекламной компании.</p>
<p>Угрозы: У1. Отсутствие потребности на новые технологии. У2. Увеличение конкуренции.</p>	<p>Низкая стоимость и минимальные затраты ресурсов на обслуживание улучшат конкурентную позицию, потребительскую способ-</p>	<p>Высокие начальные затраты, увеличение конкуренции и нестабильная экономическая</p>

У3. Нестабильность экономической ситуации в стране.	ность, сгладят экономический кризис и не позволят спросу уменьшиться.	ситуация могут ослабить интерес покупателей.
У4. Снижение спроса.		

Таким образом, сильные стороны проекта удовлетворяют его возможностям. Наличие оборудование и программного обеспечения, а также простота эксплуатации позволяют использовать практически все возможности для развития исследований. Однако, слабые стороны проекта в сочетании с внешними угрозами ставят под вопрос будущее развитие проекта. Для их минимизации необходимо повысить уровень квалификации разработчиков.

Оценка готовности проекта к коммерциализации

Таблица 6.4 – приведен Перечень вопросов.

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научнотехнический задел	Разработан 3 главы 1. Предложения по техническому перевооружению установки 2. Разработка схем автоматизации упр 3. Разработка интерфейса оператора упр	5
2.	Определены перспективные направления коммерциализации научнотехнического задела	-	-
3.	Определены отрасли и технологии(товары, услуги) для предложения на рынке	В нефтегазовой отрасли помимо НПЗ «Сафоново» данной разработкой могут воспользоваться такие компании как «Роснефть», «Башнефть», «Тат- нефть».	4
4.	Определена товарная форма научнотехнического задела для представления на рынок	Системы управления установкой переработки нефти (УПН), связанное с переходом на новые способы управления процессом на базе программируемых логических контроллеров.	5
5.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	-	-

6.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	Подготовлена програма презентации разработки для компании нетигазовыйй отрасли	4
7.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	Предполагается концентрация на одной группе потребителей из нефтедобывающей отрасли	4
8.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	Научный руководитель и магстрант	5

Методы коммерциализации результатов наунотехнического исследования

Инжиниринг как самостоятельный вид коммерческих операций предполагает предоставление на основе договора инжиниринга одной стороной, именуемой консультантом, другой стороне, именуемой заказчиком, комплекса или отдельных видов инженерно-технических услуг, связанных с проектированием, строительством и вводом объекта в эксплуатацию, с разработкой новых технологических процессов на предприятии заказчика, усовершенствованием имеющихся производственных процессов вплоть до внедрения изделия в производство и даже сбыта продукции.

Инициация проекта

Устав научного проекта магистерской работы должен иметь следующую структуру: Цели и результат проекта. Проект инициирован научным руководителем и студентом. В таблице 6.5 приведен

Таблица 6.5 – цель и результат проекта.

Цели проекта:	Системы управления установкой переработки нефти (УПН), связанное с переходом на новые способы управления процессом на базе программируемых логических контроллеров.
Ожидаемые результаты проекта:	Разработана полнофункциональный интерфейс оператора УПН на базе программы MasterSCADA.

6.4. Организационная структура проекта

Таблица 6.6 – Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции
1	Курганов В. В. , ИШИТР, ОАР, Доцент	руководитель	Управление
2	Баракат Абдулкарим , ИШИТР, ОАР, студент	Инженер	Исполнение

Труда-затраты расшитаем в следующем параграфе.

6.5. Планирование управления научно-техническим проектом

6.5.1. План проекта

Представим перечень этапов, работ и исполнителей приведен в таблице 6.7

Таблица 6.7 – Перечень этапов, работ и исполнителей.

Этапы работ	Исполнители	Загрузка исполнителей
Подготовительный этап		
Постановка целей и задач, получение исходных данных	НР	НР – 100 %
Составление и утверждение ТЗ	НР, И	НР – 10 % И – 90 %
Теоретические исследования		
Календарное планирование по теме	НР, И	НР – 100 % И – 100 %
Выбор способа решения задач	И	И – 100 %
Экспериментальные исследования		
Анализ и выбор оборудования	И	И – 100 %
Экономическое обоснование		
Проведение технико-экономических расчетов и оценка безопасности и экологичности проекта	И	И – 100 %
Разработка программы и интерфейса оператора		
Разработка алгоритмов и программ	И	И – 100 %
Разработка интерфейса оператора	И	И – 100 %
Оценка полученных результатов	НР	НР – 100 %
Тестирование и отладка	НР, И	НР – 100 % И – 100 %

Анализ опасных и вредных производственных факторов		
Анализ выявленных вредных и опасных факторов производственной среды, защита в чрезвычайных ситуациях, правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	И	И – 100 %
Документирование		
Составление и согласование расчетно-пояснительной записки	НР, И	НР – 100 % И – 100 %
Оформление графического материала	И	И – 100 %
Подведение итогов	НР, И	НР – 100 % И – 100 %

Представим расчет трудоемкости выполнения работ. Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Определили ожидаемого значения трудоемкости используется формула (1):

$$T_{\text{ож}i} = \frac{3 \cdot T_{\text{min}} + 2 \cdot T_{\text{max}}}{5} \rightarrow (1)$$

Где:

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

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

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

Для выполнения перечисленных в таблице 6.6 работ требуются специалисты:

- инженер-разработчик ПО;
- научный руководитель.

Для построения линейного графика необходимо рассчитать длительность этапов в рабочих днях, а затем перевести в календарные дни.

Расчет продолжительности выполнения каждого этапа в рабочих днях ведется по формуле:

$$T_{РД} = T_{ожі} \cdot K_{Д} \rightarrow (2)$$

Где:

$T_{РД}$ – продолжительность выполнения этапа в рабочих днях;

$T_{ожі}$ – трудоемкость работы, чел/дн.;

$K_{Д}$ – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсации и согласование работ ($K_{Д} = 1.2$).

Представим график проведения научного исследования. Для этой цели длительность каждого из этапов работ из рабочих дней перевели в календарные дни. Расчет продолжительности выполнения работ проводили по формуле:

$$T_{КД} = T_{РД} \cdot T_{К} \rightarrow (3)$$

Где:

$T_{РД}$ – продолжительность выполнения этапа в рабочих днях;

$T_{КД}$ – продолжительность выполнения этапа в календарных днях;

$T_{К}$ – коэффициент календарности. Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$T_{К} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{356}{356 - 66} = 1.22 \rightarrow (4)$$

Где:

$T_{кал}$ – количество календарных дней в году ($T_{кал} = 356$);

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

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

В таблице 6.8 приведены длительность этапов работ и число исполнителей, занятых на каждом этапе:

Таблица 6.8. – Трудозатраты на выполнение.

№	Этапы работ	Исполнители	Трудоемкость работы, дни			Длительность работ, чел/дн			
						ТРД		ТКД	
			tmin i	tmax i	тож i	НР	И	НР	И
Подготовительный этап									
1	Постановка целей и задач, получение исходных данных	НР	2	5	3.2	3.84	-	4.63	-
2	Составление и утверждение ТЗ	НР, И	3	4	3.4	4.08	4.08	4.92	4.92
Теоретические исследования									
3	Календарное планирование по теме	НР, И	2	4	2.8	3.36	3.36	4.05	4.05
4	Выбор способа решения задач	И	6	10	7.6	-	9.12	-	10.99
Экспериментальные исследования									
5	Анализ и выбор оборудования	И	2	4	2.8	-	3.36	-	3.36
Экономическое обоснование									
6	Проведение технико-экономических расчетов и оценка безопасности и экологичности проекта	И	4	6	4.8	-	5.76	-	6.94
Разработка программы и интерфейса оператора									
7	Разработка алгоритмов и программ	И	12	17	14	-	16.8	-	20.24
8	Разработка интерфейса оператора	И	6	9	7.2	-	8.64	-	10.41
9	Оценка полученных результатов	НР	2	5	3.2	3.84	-	4.63	-

10	Тестирование и отладка	НР, И	2	5	3.2	3.84	3.84	4.63	4.63
Анализ опасных и вредных производственных факторов									
11	Анализ выявленных вредных и опасных факторов производственной среды, защита в чрезвычайных ситуациях, правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	И	2	4	2.8	-	3.36	-	4.05
Документирование									
12	Составление и согласование расчетно-пояснительной записки	И	3	6	4.2	-	5.04	-	6.07
13	Оформление графического материала	И	2	5	3.2	-	3.84	-	4.63
14	Подведение итогов	НР, И	4	7	5.32	6.38	6.38	7.69	7.69
Всего:					67,72	25,34	73,58	30,55	87,98

Разработка графика проведения научного исследования

На основе полученной таблицы строится календарный план-график. Гра-фик строится для максимального по длительности исполнения работ с разбивкой по месяцам и декадам. на рисунке 41 представлен календарный план-график.

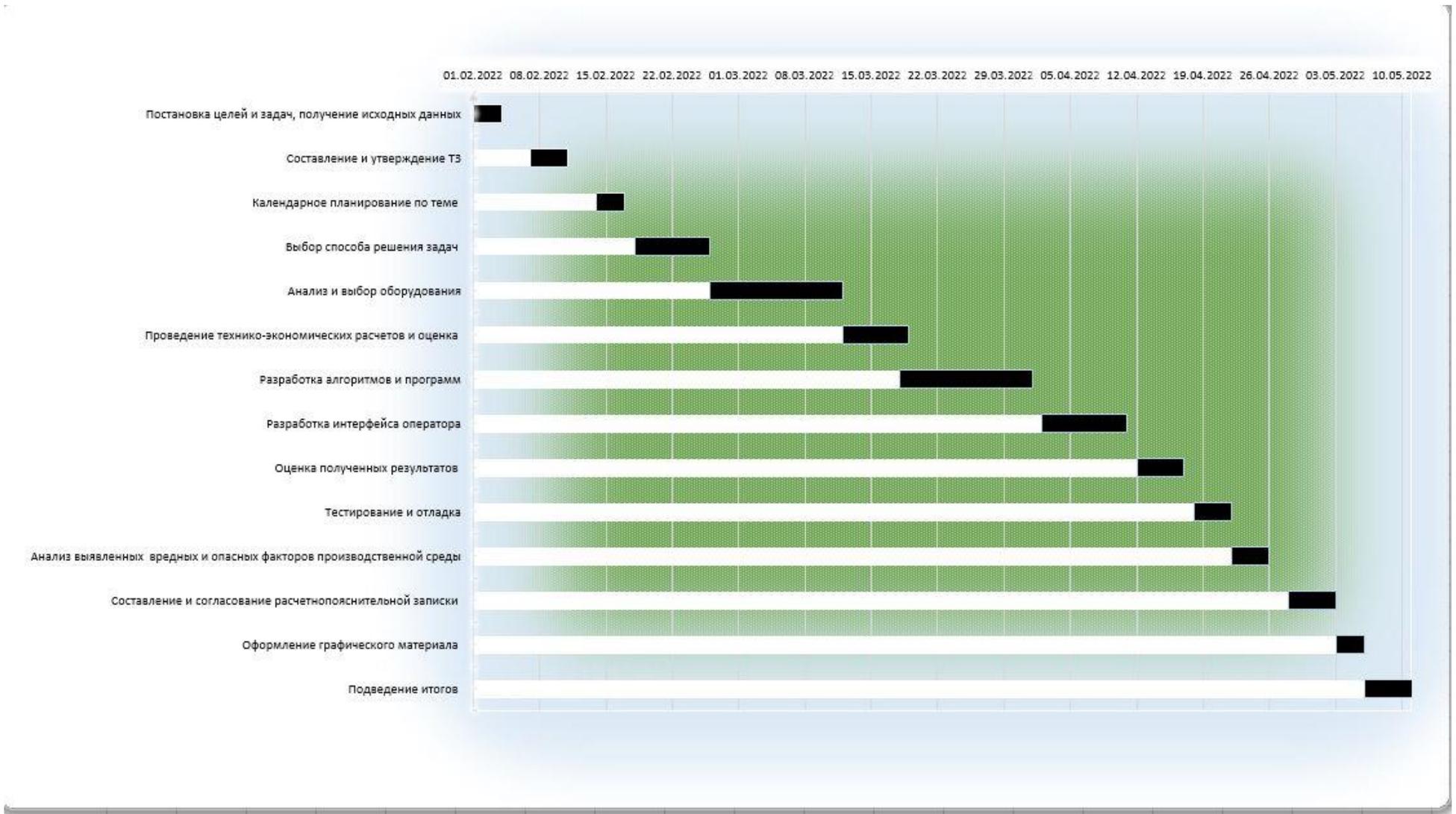


Рисунок 6.1 – Календарный план-график выполнения проекта.

6.5.2. Разработка графика проведения научного исследования

На Бюджет научного исследования (НТИ)

Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_i^m C_i \cdot N_{расхi} \rightarrow (5)$$

Где:

m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования;

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов;

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

В таблице 6.9 сведены данные о материальных затратах на научное исследование.

Таблица 6.9 – Материальные затраты.

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед.,руб.	Затраты на материалы, руб.
Исполнение 1				
Датчик температуры "ДТС015Д- РТ100.0,5.МГ.И-EXD [5]"	Шт.	21	16200	340200
Датчик давления "ПД100-ДИВ1,5-115- 0,25-EXD"	Шт.	6	33 396	200376
Датчик уровня " Сапфир-22МП1-ДУ "	Шт.	3	27740	83220
Насос " КМ50-32-160Е"	Шт.	2	79860	159720
Насос " КМ 65-50-160Е"	Шт.	3	105 504	316512
ПЧВ103-3К0-В	Шт.	2	41700	83400
ПЧВ203-5К5-В	Шт.	4	58 860	235440

ПЛК200 компании ОВЕН	Шт.	1	48 840,00	48840
источника питания ОВЕН 10 А (БП240К-24 ОВЕН)	Шт.	2	25 980	51960
источника питания ОВЕН 2 А (БП30А-24)	Шт.	2	5 580	11160
Всего:				1530828

Продолжение таблицы 6.9 – Материальные затраты.

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед.,руб.	Затраты на материалы, руб.
Исполнение 2				
Датчик температуры " ДТС015Д- РТ100.0,5.100.МГ.И.ЕХD-Т6 [5]"	Шт.	21	16200	340200
Датчик давления "ПД100- ДИВ1,5-115- 0,25-ЕХD"	Шт.	6	33 396	200376
Датчик уровня " Сапфир-22МП1- ДУ "	Шт.	3	27740	83220
Насос " КМ50-32-160Е"	Шт.	2	79860	159720
Насос " КМ 65-50-160Е"	Шт.	3	105 504	316512
ПЧВ103-3К0-В	Шт.	2	41 700	83400
ПЧВ203-5К5-В	Шт.	4	58 860	235440
ПЛК компании WAGO	Шт.	1	101 512.32	101513
источника питания WAGO 10 А	Шт.	2	15 501	31002
источника питания WAGO 2 А	Шт.	2	12 633	25266
AI – модуль 750-455 (WAGO)	Шт.	7	23 656	165592
АО - модуль 750-555 (WAGO)	Шт.	2	37 934.13	75870
Всего:				1818111

Несмотря на увеличение стоимости на 287283 тысяч рублей, использование ПЛК WAGO даёт ряд преимуществ, а именно:

- высокая надёжность, подтверждённая временем;
- наличие опробованных решений;
- большая номенклатура модулей для подключения различных устройств.

Представим Расчет затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Для проведения работ планируем использовать программу «MasterSCADA». Данный программный пакет предназначен для проектирования систем диспетчерского управления и сбора данных (SCADA). Основными свойствами является модульность, масштабируемость и объектный подход к разработке. Система предназначена для сбора, архивирования, отображения данных, а также для управления различными технологическими процессами[14]. Расчет по приобретению спецоборудования включены в таблицу 6.10.

Таблица 6.10 - Расчет бюджета на приобретение спецоборудования.

Наименование	Цена за ед.,руб.	Количество	Сумма, руб.
MasterSCADA	40 000	1	40 000
Всего:			40 000

Представим результаты расчета основной заработной платы научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величину расходов по заработной плате определяли исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включили премию, выплачиваемую ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада. Статья включает основную заработную плату работников,

непосредственно занятых выполнением НИИ, и дополнительную заработную плату:

$$Z_{ЗП} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad \rightarrow (6)$$

Где:

$Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20% от основной).

Основная заработная плата руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p \quad \rightarrow (7)$$

Где:

$Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн.

Среднедневная зарплата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad \rightarrow (8)$$

Где:

Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя; (для инженера)

при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;(для руководителя);

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. Баланс рабочего времени приведен в таблице 6.11.

Таблица 6.11 – Баланс рабочего времени.

Показатели рабочего времени	Руководитель	Магистрант
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней (праздники/ выходные)	66	66
Потери рабочего времени (отпуск/невыходы по болезни)	50	60
Действительный годовой фонд рабочего времени	249	239

Месячный должностной оклад работника:

$$З_M = З_{ТС} \cdot (1 + K_{ПР} + K_{\partial}) \cdot K_P \rightarrow (9)$$

Где:

$Z_{ТС}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{ПР}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3;

k_{∂} – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2-0,5;

k_P – районный коэффициент, равный 1,3 для Томска.

Месячный должностной оклад работников Томского политехнического университета указан в «Таблице окладов ППС и НС» ТПУ.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле:

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн} \rightarrow (10)$$

Где:

$k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, на стадии проектирования принимается равным 0,13. Расчеты дополнительной заработной платы включены в таблицу 6.12;

Расчет основной и дополнительной заработной платы представлен в таблице 6.12.

Таблица 6.12 – Расчет основной заработной платы.

Исполнители	Зтс	кпр	кд	кр	Зм	Здн	Фд	Тр	Здоп	Зосн
Руководитель	37700	0,3	0,4	1,3	147407	6157	249	10,8	8644,4	66495,6
Магистрант	23800	0,3	0,4	1,3	93058	4361	239	32,3	18311,8	140860,3
Всего:									26956,2	207355

Отчисление во внебюджетные фонды

В данной статье отражаются обязательные отчисления по установленным законодательствам Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда и медицинского страхования.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = K_{внеб} \cdot (З_{доп} + З_{осн}) \rightarrow (11)$$

где $K_{внеб}$ - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Расчет отчислений приведен в таблице 6.13.

Таблица 6.13 – Расчет отчисления во внебюджетные фонды.

№	Исполнитель	Основная з/п, руб.	Дополнительная з/п, руб.	Коэффициент отчислений	Итого для каж дого	всего
1	Руководитель	66495,6	8644,4	0,30	22542	70293,6
2	инженер (Магистрант)	140860,3	18311,8		47751,6	

Накладные расходы

В накладные расходы должны быть включены те затраты организации, которые не попали в предыдущие статьи расходов: оплата электроэнергии, услуг связи, размножение материалов, печать и ксерокопирование материалов и т.д.

Накладные расходы определяются по формуле (12):

$$З_{Накал} = K_{нр} \cdot (З_{доп} + З_{осн}) = 374,897.92 \rightarrow (12)$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, 16 %.

Получили следующие значения:

6.6. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научнотехнической продукции.

Определение бюджета затрат приведено в таблице 6.14.

Таблица 6.14 – Расчет бюджета НТИ.

№	Наименование статьи	Исп.1, Сумма, руб	Исп.2, Сумма, руб
1	Материальные затраты НТИ	1530828	1818111
2	Затраты на специальное оборудование для научных работ	40000	40000
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	207355	207355
4	Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	26956,2	26956,2
5	Отчисление во внебюджетные фонды	70293,6	70293,6
6	Накладные расходы	374,897.92	374,897.92
7	Бюджет затрат НТИ	1875807,698	2163090,698

Реестр рисков проекта

Идентифицированные риски проекта включают в себя возможные неопределенные события, которые могут возникнуть в проекте и вызвать последствия, которые повлекут за собой нежелательные эффекты. Информацию по данному разделу необходимо свести в таблицу 6.15.

Таблица 6.15 – Реестр рисков.

№	Риск	Потенциальное воздействия	Вероятность наступления (1-5)	Влияния риска(1-5)	Уровень риска*
1	Отсутствие потребности на новые технологии	-	3	5	Средний
2	Увеличение конкуренции	-	4	2	Высокий
3	Нестабильность экономической ситуации в стране	-	2	3	Высокий
4	Снижение спроса	-	5	4	Низкий

6.7. Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального финансового показателя, определяемого по следующей формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \rightarrow (13)$$

Где:

$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{1875807,698}{2163090,698} = 0,86 ;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{2163090,698}{2163090,698} = 1 .$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \rightarrow (14)$$

Где:

I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a , b_i^p , – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки,

устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Сравнительный анализ приведен в таблице 6.16.

Таблица 6.16 – Сравнительная оценка вариантов исполнения.

№	Критерии	Весовой коэффициент	Исп. 1 ОВЕН	Исп. 2 WAGO
1	Способствует росту производительности труда пользователя MasterSCADA	0,1	5	5
2	Удобство в эксплуатации	0,15	3	5
3	Энергосбережение	0,1	3	3
4	Надежность	0,20	2	5
5	Помехоустойчивость	0,20	4	4
6	Материалоемкость	0,1	4	2
7	Номенклатура модулей	0,15	2	5
Всего		1	3,5	4

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Объектом исследования является полнофункциональная система управления блоком установки атмосферной перегонки нефти и разработка программного обеспечения для контролирования удалённых промышленных распределённых объектов. При разработке программного обеспечения, работа выполняется на компьютере, состоящего из системного блока и монитора, работа производится сидя, при небольшом физическом напряжении.

В настоящее время нефть остаётся одним из самых востребованных источников энергии. Невзирая на заявления экологических организаций и правительств отдельных государств о желании слезть с «нефтяной иглы», потребление нефти в мире неуклонно растёт. Бизнес по продаже нефти и нефтепродуктов очень выгодный, когда цена нефти высокая при высокой рентабельности (отношению себестоимости продукции к его цене при продаже должно быть как можно меньше). Стремясь получить максимальную прибыль, производители увеличивают добычу и сталкиваются с переизбытком предложения нефти. В силу вступают рыночные механизмы, цена падает, предложение естественно уменьшается, что является поводом для последующего повышения цены. Этот процесс периодический с интервалом 7...10 лет.

Для того чтобы этот процесс хоть каким-то образом был управляем 10 - 14 сентября 1960 на конференции в столице Ирака Багдаде была создана Организация стран — экспортёров нефти (The Organization of the Petroleum Exporting Countries; сокращённо ОПЕК). ОПЕК (в русской транскрипции ОПЕК) это международная межправительственная организация, часто рассматриваемая как «картель», созданная для контроля квот добычи нефти.

Поводом для создания такой организации явился переизбыток нефти на мировых рынках в это время и, как следствие, низкие цены, которые

отрицательно влияли на экономику нефтедобывающих стран. Целью образования организации являлось стремление нефтедобывающих стран ограничить предложение нефти и предотвратить дальнейшее падение цен на неё.

Первоначально ОПЕК составляли пять развивающихся, обладающих большими запасами нефти, стран: Иран, Ирак, Кувейт, Саудовская Аравия и Венесуэла, а в 2020 году организация насчитывала уже 13 членов. К выше указанным странам присоединились следующие: Габон, Алжир, Ангола, Конго, Ливия, Объединённые Арабские Эмираты, Экваториальная Гвинея, Нигерия.

История получения нефтепродуктов методом высокотемпературной перегонки насчитывает 130 лет

В 1891 году русские ученые С. П. Гаврилов и В. Г. Шухов предложили идею крекинга - разделения нефти на отдельные фракции, и создали первую установку для его реализации [5].

Переработка нефти – это достаточно сложный, трудоемкий, опасный, но достаточно хорошо изученный процесс, который начинается с момента поступления сырой нефти на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ).

Доставка нефти может осуществляться различными способами, в том числе:

- магистральными нефтепроводами (МНП)
- по железной дороге с использованием вагонов - цистерн,
- нефтеналивными танкерами для прибрежных НПЗ;
- автомобильным транспортом
- и т.д.

При поступлении на НПЗ нефть проходит определённые стадии переработки.

Стадия переработки нефти

1. Обессоливание

Одним из важных этапов подготовки нефти к последующей переработке является обессоливание. Наличие солей приводит к коррозии и отложению солей на поверхности технологического оборудования, что отрицательно сказывается на эксплуатации, особенно при высоких температурах. Для удаления солей, нефть смешивают с водой. В специальных аппаратах - электродегидраторах, под воздействием высокого тока эмульсия разрушается, соли растворяются в воде и вместе с водой удаляются из нефти. Для более эффективного разрушения эмульсии используют деэмульгаторы. Процесс обессоливания происходит при температуре 100 ... 120 °С.

6. Стадия атмосферной перегонки нефти

Очищенная от солей и воды нефть поступает на атмосферную перегонку. В результате атмосферной перегонки (ректификации³) происходит отделение светлых нефтепродуктов: дизельная фракция и прямогонный бензин, а также другие незначительные фракции, температура кипения которых не превышает 360 °С. Светлые нефтепродукты, в зависимости от качества нефти, могут составлять 45-60% от объёма нефти.

Нагрев нефти перед ректификацией осуществляется в змеевиках печи за счет сжигания мазута. В последнее время часто используют газообразное топливо, что улучшает экологические показатели процесса.

Нагретая нефть разделяется на отдельные фракции в ректификационной колонне (РК). Ректификационная колонна это установленный вертикально цилиндрический аппарат. Внутри аппарата расположены тарелки, через которые жидкость движется вниз (стекает), а пары поднимаются вверх.

³ Ректификации - процесс разделения однородных жидких смесей на практически чистые компоненты или фракции, отличающиеся температурами кипения, путём противоточного взаимодействия жидкости и пара. [6]

Так как подача горячей нефти выполняется в вниз колонны, а пары поднимаются вверх, то температура от низа к верху постепенно снижается.

В результате легкокипящие фракции (пары бензина, дизельного топлива, керосиновых фракций) поднимаются выше и конденсируются на верхних тарелках и выводятся, а тяжелые фракции (мазут), температура кипения которых выше стекают в куб колонны и откачиваются с нижней части РК.

7. Стадия вакуумной перегонки

Вакуумная перегонка обеспечивает углубленную переработку мазута, в результате из него дополнительно выделяют, в зависимости от специализации НПЗ, масляные дистилляты или вакуумный газойль.

Перегонка идёт при давлении, близком к вакууму, отсюда и термин «вакуумная перегонка»

Остатком вакуумной перегонки является гудрон, востребованный продукт в автодорожной отрасли.

7.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)[1], работник имеет право на:

- ГОСТ 12.2.032-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования)[17] рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;

- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;
- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра [16];

7.2. Производственная безопасность

7.2.1. анализ потенциально вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.

Для выбора факторов использовался ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [16]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для среды проектирования представлен в виде таблицы 7.1.

Таблица 7.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по моделированию жаровой трубы ГТД.

Факторы ГОСТ 12.0.003-2015	Нормативные документы
Повышенный уровень шума	Общие требования к уровню шума изложены в ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [3]
Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения	В соответствии с характером выполняемых работ освещенность рабочего места по СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278 [5]
Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды на местонахождении работающего	Оптимальные и допустимые метеорологические условия температуры и влажности устанавливаются согласно ГОСТ 12.1.005-88 [4]

Физические перегрузки, связанные с рабочей позой	Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDTs) по ГОСТ Р ИСО 9241-1-2007 [6]
Умственное перенапряжение, в том числе вызванное информационной нагрузкой	Эргономические принципы обеспечения адекватности умственной нагрузки по ГОСТ Р ИСО 10075-1-2019 [7]
Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, включая действие молнии	С точки зрения электробезопасности (ГОСТ 12.1.030-81) оборудование, запитываемое напряжением выше 42 В [8]

При несоблюдении санитарно-гигиенических правил и норм работа на компьютере может привести к развитию ряда заболеваний. На состояние здоровья могут влиять такие вредные факторы, как длительное неизменное положение тела, вызывающее мышечно-скелетное нарушение, постоянное напряжение глаз, влияние электростатических и электромагнитных полей. Существует тесная взаимосвязь между эргономикой (научной организацией рабочего места) и уровнем психологических расстройств и нарушением здоровья [16].

Повышенный уровень шума

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты. [17].

Уровни звукового давления источников шума, действующих на оператора ЭВМ на его рабочем месте, представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Предельно допустимые и допустимые уровни звукового давления, уровни звука, эквивалентные и максимальные скорректированные по А уровни звука в помещениях производственных, жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Защита от шума. СНиП 23-03-2003 [4].

Назначение помещений или территорий	Время суток, ч	Уровень звукового давления (эквивалентный уровень звукового давления) L, дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами									Уровень звука L _A , (эквивалентный уровень звука L _A) дБА	Максимальный уровень звука L _{A макс} , дБА
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
Рабочие помещения административно-управленческого персонала производственных предприятий, лабораторий, помещения для измерительных и аналитических работ	-	93	79	70	63	58	55	52	50	49	60	70

Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды на местонахождении работающего

Микроклиматом понимаются метеорологические условия внутренней среды рабочего помещения, которые определяются действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности, скорости движения воздуха и теплового излучения [19].

Принцип нормирования микроклимата – создание оптимальных условий для теплообмена тела человека с окружающей средой. Такие параметры представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Оптимальные параметры микроклимата в помещениях с наличием персональных компьютеров.

Период года	Категория работ по энергозатратам, Вт	Параметр микроклимата	Величина
Холодный	Iб (140–174)	Температура воздуха в помещении	21–23 °С
		Относительная влажность	40–60 %
		Скорость движения воздуха	до 0,1 м/с
Тёплый	Iб (140–174)	Температура воздуха в помещении	22–24 °С
		Относительная влажность	40–60 %
		Скорость движения воздуха	0,1–0,2 м/с

Вычислительная техника является источником существенных тепловыделений, что может привести к повышению температуры и снижению относительной влажности в помещении. В санитарных нормах СН-245-71 установлены величины параметров микроклимата, создающие комфортные условия.

Допустимые микроклиматические условия установлены по критериям допустимого теплового и функционального состояния человека на период восьмичасовой рабочей смены представлены в таблице 7.4. Они не вызывают повреждений или нарушений состояния здоровья, но могут приводить к возникновению общих и локальных ощущений теплового дискомфорта, напряжению механизмов терморегуляции, ухудшению самочувствия и понижению работоспособности [19].

Таблица 7.4 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах.

Период года	Холодный	Тёплый
Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Iб (140–174)	Iб (140–174)
Температура воздуха, °С	19–23	20–26
Температура поверхностей, °С	18,0–25,0	19,0–29,0
Относительная влажность воздуха, %	15–75	15–75
Скорость движения воздуха, м/с	0,1	0,2–0,3

Физические перегрузки, связанные с рабочей позой и умственное напряжение, вызванное информационной нагрузкой

Пользователи видеодисплейных терминалов (VDT) в офисной работе обычно принимают определенные рабочие позы (сидят, наклонив корпус вперед, или держат корпус прямым, или откидываются назад, или стоят, или комбинируют эти позы). Рабочее место, которое адаптировано к таким предпочтениям пользователя, может способствовать его перемещениям, поддерживать комфортность работы и уменьшать физические, умственные и зрительные нагрузки.

Любая деятельность, даже физическая, может приводить к умственному стрессу. Умственный стресс вызывает процессы увеличения или уменьшения умственного напряжения человека. Умственное напряжение имеет как положительные, так и отрицательные последствия, такие как усталость и/или состояния, аналогичные усталости. Усталость – временное снижение умственной и физической функциональной производительности, зависящее от интенсивности, продолжительности и изменений во времени предшествующего умственного напряжения. Для быстрого восстановления при умственной усталости необходим отдых, а не смена вида деятельности. Медленно развивающееся состояние пониженной активности, возникающее при длительном выполнении однообразных, повторяющихся заданий или действий, проявляющееся в виде сонливости, снижения общего уровня активности, уменьшения или колебания работоспособности, снижения

адаптируемости и восприимчивости и сопровождающееся повышением неравномерности частоты сердечных сокращений. Снижение бдительности – медленно развивающееся состояние, характеризующееся пониженной способностью к обнаружению (например, при отслеживании экранов радаров или панелей управления приборов), возникающее при выполнении однообразных заданий по обнаружению [20, 21].

Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк. Освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк согласно СанПиНу 1.2.3685-21. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий [19].

Расчет освещенности рабочего места сводится к выбору системы освещения, определению необходимого числа светильников, их типа и размещения. Исходя из этого, рассчитываются параметры искусственного освещения. Обычно искусственное освещение выполняется посредством электрических источников света двух видов: ламп накаливания и люминесцентных ламп. При расчёте используются люминесцентные лампы, которые по сравнению с лампами накаливания имеют ряд существенных преимуществ [20]:

- по спектральному составу света они близки к дневному, естественному свету;
- обладают более высоким КПД (в 1,5–2 раза выше, чем КПД ламп накаливания);
- обладают повышенной светоотдачей (в 3–4 раза выше, чем у ламп накаливания);
- более длительный срок службы.

Расчет освещения производится для комнаты площадью 30 м², ширина которой 6 м, высота – 5 м. Воспользуемся методом светового потока [20].

Для определения количества светильников определяется световой поток, падающий на поверхность по формуле:

$$F = \frac{E \cdot K \cdot S \cdot Z}{\eta \cdot n} ;$$

Где:

F – рассчитываемый световой поток, лм;

E – нормированная минимальная освещенность, лк (определяется по таблице) [25]. Работу специалиста, в соответствии с этой таблицей, можно отнести к разряду точных работ, следовательно, минимальная освещенность будет E = 400 лк;

S – площадь освещаемого помещения (в нашем случае S = 30 м²);

Z – отношение средней освещенности к минимальной (обычно принимается равным 1,1 – 1,2, пусть Z = 1,1);

K – коэффициент запаса, учитывающий уменьшение светового потока лампы в результате загрязнения светильников в процессе эксплуатации (его значение зависит от типа помещения и характера проводимых в нем работ и в данном случае K = 1,8);

η – коэффициент использования, (выражается отношением светового потока, падающего на расчетную поверхность, к суммарному потоку всех ламп и исчисляется в долях единицы; зависит от характеристик светильника, размеров помещения, окраски стен и потолка, характеризуемых коэффициентами отражения от стен (P_С) и потолка (P_П)), значения коэффициентов P_С и P_П были указаны выше: P_С = 40%, P_П = 60%. Значение η определяется по таблице коэффициентов использования различных светильников.

Для этого вычисляется индекс помещения по формуле:

$$I = \frac{S}{h \cdot (A + B)} ;$$

Где:

S – площадь помещения, $S = 30 \text{ м}^2$;

h – расчетная высота подвеса, $h = 3 \text{ м}$;

A – ширина помещения, $A = 5 \text{ м}$;

B – длина помещения, $B = 6 \text{ м}$.

Подставив значения, получается:

$$I = \frac{30}{(3 \cdot (5 + 6))} = 0,9 .$$

Зная индекс помещения, по таблице 7 [21] находится $\eta = 0,81$. При выборе осветительных приборов устанавливаются светильники типа ОД. Каждый светильник комплектуется двумя лампами.

Размещаются светильники в два ряда. В каждом ряду устанавливаются три светильника типа ОДР мощностью 30 Вт (с длиной 1,23 м), при этом разрывы между светильниками в ряду составят 50 см. Схема размещения светильников представлена на рисунке 8.2.

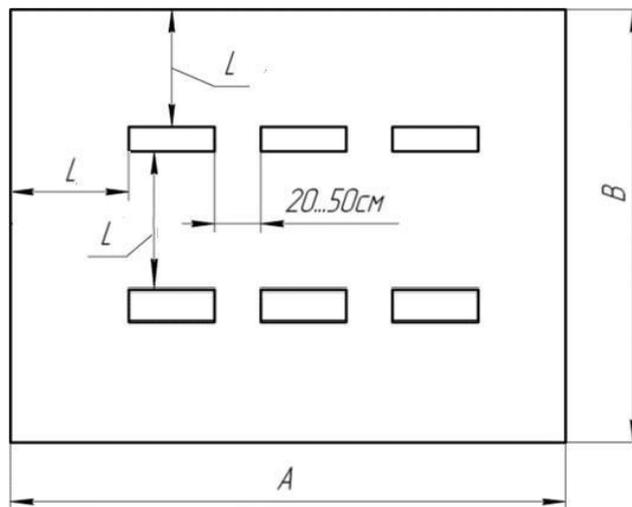


Рисунок 7.2 – Схема размещения искусственного освещения (светильников с люминесцентными лампами).

Подставляются все значения в формулу для определения светового потока F :

$$F = \frac{400 \cdot 30 \cdot 1,8 \cdot 1,1}{0,8 \cdot 12} = 2444,44 \text{ лм} ;$$

По таблице 1 [21] подбирается ближайшая стандартная лампа – ЛХБ404 Вт с потоком 2600 лм.

7.2.2. Анализ опасных факторов

Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, включая действие молнии.

Статическое электричество – совокупность явлений, связанных с возникновением, сохранением и релаксацией свободного электрического заряда на поверхности или в объеме диэлектриков или на изолированных проводниках [22].

Опасность поражения электрическим током возникает при соприкосновении с электрической цепью, в которой присутствуют источники напряжения и/или источники тока, способные вызвать протекание тока по попавшей под напряжение части тела. Обычно чувствительным для человека является пропускание тока силой более 1 мА.

Сила поражения зависит от мощности разряда, от времени воздействия, от характера тока (постоянный или переменный), от состояния человека — влажности рук и т. п., а также от места соприкосновения и пути прохождения тока по организму.

Последствия поражения электрическим током:

- из-за высокого электрического сопротивления человеческих тканей происходит довольно быстрое их нагревание, что может вызывать ожоги;
- даже сравнительно малые напряжения, порядка 110–230 В, при кратковременном контакте с грудной клеткой могут вызывать сбой в работе сердечной мышцы (60 мА для переменного тока, 300–500 мА для постоянного);

- удар током может вызвать сбой в работе нервной системы, например, беспорядочные сокращения мышц. Повторяющиеся удары могут вызвать невралгию. Острая электротравма может стать причиной нарастающей асистолии;
- при поражении головы электрическим током возможна потеря сознания.

Рабочее помещение по опасности относится к первой группе, т.е. пожарная нагрузка относительно мала.

Категория персонала – II (электротехнический персонал). Рабочее место удовлетворяет всем требованиям безопасности жизнедеятельности: нет доступа к токоведущим частям, все источники питания пронумерованы, корпуса компьютеров заземлены.

7.2.3. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работника

Обеспечение рабочего места соответствию стандартам

Рабочее место в аудитории 125, 10 корпуса ТПУ должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.032-78. Оно должно занимать площадь не менее 4,5 м², высота помещения должна быть не менее 4 м, а объем – не менее 20 м³ на одного человека. Высота над уровнем пола рабочей поверхности, за которой работает оператор, должна составлять 720 мм. Оптимальные размеры поверхности стола 1600x1000 мм². Под столом должно иметься пространство для ног с размерами по глубине 650 мм. Рабочий стол должен также иметь подставку для ног, расположенную под углом 15° к поверхности стола. Длина подставки 400 мм, ширина – 350 мм. Удаленность клавиатуры от края стола должна быть не более 300 мм, что обеспечит удобную опору для предплечий. Расстояние между глазами оператора и экраном видеодисплея должно составлять 40 – 80 см. Так же рабочий стол должен быть устойчивым, иметь однотонное неметаллическое покрытие, не обладающее способностью накапливать статическое электричество. Рабочий

стул должен иметь дизайн, исключая онемение тела из-за нарушения кровообращения при продолжительной работе на рабочем месте. Рабочее место сотрудника аудитории 101, 10 корпуса ТПУ соответствует требованиям ГОСТ 12.2.032-78. Рабочие позы оператора ПЭВМ представлены на рисунке 7.1 [20].

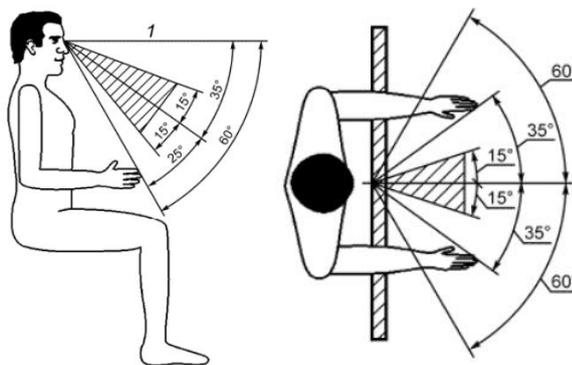


Рисунок 7.1 – Рабочая поза в положении сидя оператора ПЭВМ.

Обеспечение надлежащего микроклимата в помещении

Количество приточного воздуха при естественной вентиляции должно быть не менее 30 м³/ч на одного человека, при объеме помещения приходящегося на него менее 20 м³. В рассматриваемом помещении располагается девять рабочих мест при объеме помещения равном 252 м³. Таким образом, на каждого человека приходится приблизительно 28 м³ пространства помещения. Таким образом, естественный воздухообмен не обеспечивает необходимые санитарные нормы и требует повышения качества вентиляции. Повышения качества вентиляции можно осуществить путем установки систем механической вентиляции и кондиционирования. Допустимые нормы по запыленности должны соответствовать санитарным нормам для ПДК веществ четвертого класса опасности, более 10 мг/м³, и требуют влажной ежедневной двухразовой уборкой пола в помещении .

Обеспечение санитарных норм по освещению

Обеспечение санитарных норм по уровню шума

В качестве мер по снижению уровня шума используется размещение вентиляторов в защитном кожухе внутри корпуса, либо улучшение конструкции персональных компьютеров. Уровень шума на рабочем месте инженеров, работающих с компьютером не должен превышать 55 дБА. Для снижения уровня шума стены и потолок помещений, где установлены компьютеры, могут быть облицованы звукопоглощающими материалами .

Обеспечение электробезопасности

В связи с изложенными выше опасностями к самостоятельной работе в компьютерной аудитории допускаются лица, не моложе 18 лет, которые прошли инструктаж по технике безопасности. В рассматриваемом помещении, с целью снижения рисков поражения электрическим током, в оборудовании применяется изоляция токопроводящих элементов. Оборудование, находящееся под напряжением, имеет защитные кожухи, т.е. корпуса компьютеров. Они обеспечивают защиту от случайного прикосновения к токопроводящим элементам компьютера, а также предохраняют оборудование от попадания в него посторонних предметов и влаги.

Для предупреждения и предотвращения электрическим током в помещении применяются следующие мероприятия:

- а) контроль состояния и своевременное устранение неисправности оборудования;
- б) регулярная проверка изоляции;
- в) соблюдение техники безопасности и правил работы с оборудованием;
- г) установка защитных устройств, таких как автоматические выключатели и сетевые фильтры [26].

7.3. Экологическая безопасность

Атмосфера: на производственно-нефтеперегонной станции основным видом топлива является низкосернистый природный газ, он считается

наиболее экологичным топливом. Основными вредными веществами, содержащимися в дымовых газах, при сжигании, являются: оксиды углерода CO и NO₂.

Методами уменьшения концентрации оксидов углерода являются в основном дожигание CO до CO₂ при высоком содержании CO, при низком - используют каталитическое окисление [27].

Снижение выбросов оксидов азота с дымовыми газами обеспечивается режимными и конструктивными мероприятиями, направленными на уменьшение образования газов в топках котлов (двухступенчатое сжигание, рециркуляция дымовых газов в зону горения, сжигание топлива при малых избытках воздуха, разработка новых типов горелок и различное конструктивное решение топочных устройств).

Гидросфера: в следствии выбросов оксидов вредных веществ в атмосферу, они оседают в водоемы, что в свою очередь снижает рН пресных вод, увеличивает содержание в них сульфатов и нитратов, также происходит загрязнение от системы водоподготовки.

Для водоподготовки, в частности умягчения водопроводной воды до требуемых нормативных показателей, в котельных применяется натрий-катионирование. В результате образуются сточные воды, содержащие значительные концентрации кальция, магния, натрия и хлоридов

Согласно ГОСТ 17.1.3.13-86 [28], на промышленных предприятиях при соответствующем техникоэкономическом обосновании должны создаваться замкнутые системы водоснабжения. Если сточные воды, подлежащие сбросу в канализационную сеть населенных пунктов, содержат вредные вещества в концентрациях, превышающих установленные нормы, то их следует подвергать предварительной очистке.

Должны соблюдаться требования нормативных актов, регулирующих отношения в области охраны водных ресурсов. Для обеспечения безопасного пользования гидросферой применяются следующие мероприятия:

оборудование отдельных систем хозяйственно-бытовой и ливневой канализации.

Литосфера: в ходе эксплуатации установки переработки нефти станции происходит загрязнение земель оксидами азота, которые попадают в атмосферу с дымовыми газами и оседают, но также сюда можно включить влияние сточных вод.

При этом должны соблюдаться требования нормативных правовых актов, регулирующих отношения в области охраны земельных ресурсов и недр в соответствии с законами.

При эксплуатации установки переработки нефти должна вестись работа по охране земель от загрязнения, а также обеспечиваться рекультивация деградированных и загрязненных земель. Для территорий промплощадок АС организован контроль режима температуры и химического загрязнения близлежащих к поверхности горизонтов грунтовых вод.

7.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Вероятной чрезвычайной ситуацией возникающей при проведении анализа динамических свойств системы автоматического регулирования скорости двигателя с интервальными параметрами является пожар.

При этом причинами возникновения пожара могут быть:

- неисправности электропроводки, розеток и выключателей, которые могут привести к короткому замыканию или пробоем изоляции;
- использование поврежденных (неисправных) электроприборов;
- использование в помещении электронагревательных приборов с открытыми нагревательными элементами;
- возникновение пожара вследствие попадания молнии в здание;
- возгорание здания вследствие внешних воздействий;
- неаккуратное обращение с огнем и несоблюдение мер пожарной безопасности.

Пожарная профилактика представляет собой комплекс организационных и технических мероприятий, направленных на обеспечение безопасности людей, на предотвращении пожара, ограничение его распространения, а также создание условий для успешного тушения пожара. Для профилактики пожара чрезвычайно важна правильная оценка пожароопасности здания, определение опасных факторов и обоснование способов и средств пожар предупреждения и защиты .

Одно из условий обеспечения пожаробезопасности - ликвидация возможных источников воспламенения. В целях предотвращения пожара предлагается проводить с инженерами, работающими в лаборатории, противопо- жарный инструктаж.

В лаборатории источниками воспламенения могут быть неисправное электрооборудование, неисправности в электропроводке, электрических розетках и выключателях.

Несоблюдение мер пожарной безопасности и курение в помещении также может привести к пожару. Поэтому курение в помещении лаборатории необходимо категорически запретить.

В случае возникновения пожара необходимо отключить электропитание, вызвать по телефону пожарную команду, эвакуировать людей из помещения согласно плану эвакуации и приступить к ликвидации пожара углекислотными огнетушителями.

При наличии небольшого очага пламени можно воспользоваться подручными средствами с целью прекращения доступа воздуха к объекту возгорания.

Рабочее место должно соответствовать требованиям ФЗ Технический регламент по ПБ и норм пожарной безопасности (НПБ 105-03) и

удовлетворять требованиям по предотвращению и тушению пожара по ГОСТ 12.1.004- 91 и СНиП 21-01-97.

По пожарной, взрывной, взрывопожарной опасности помещение относится к категории В – горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть.

Основным поражающим фактором пожара для помещений данной категории является наличие открытого огня и отравление ядовитыми продуктами сгорания оборудования.

В качестве средств пожаротушения применяются устанавливаемые в коридорах и на лестничных площадках пожарные краны. В качестве средства первичного средства пожаротушения следует использовать огнетушители, подходящие для тушения электроустановок, в частности, порошковые огнетушители. Углекислотные огнетушители также подходят для тушения электро- установок, однако, из-за опасности испарений огнетушащего вещества не подходят для использования в замкнутом помещении. План эвакуации предостав- лен на рисунке 7.2.

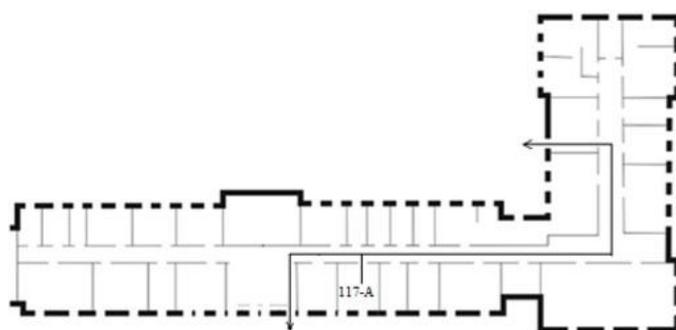


рисунок 7.2 План эвакуации при пожаре и других ЧС из помещений учебного корпуса №10, пр. Ленина, 2, 1-й этаж.

7.5. Выводы по главе «Социальная ответственность»

В ходе реализации данного раздела были рассмотрены организационные и правовые вопросы обеспечения безопасности, проанализированы нормативные документы, касающиеся проектирования, реализации и эксплуатации разрабатываемой системы наблюдения и удаленного управления распределенными объектами с применением MasterSCADA технологий

Значение всех производственных факторов на изучаемом рабочем месте соответствует нормам, которые также были продемонстрированы в данном разделе. Категория помещения по электробезопасности, согласно ПУЭ, соответствует первому классу – «помещения без повышенной опасности».

Согласно правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок персонал должен обладать I группой допуска по электробезопасности. Присвоение группы I по электробезопасности производится путем проведения инструктажа, который должен завершаться проверкой знаний в форме устного опроса и (при необходимости) проверкой приобретенных навыков безопасных способов работы или оказания первой помощи при поражении электрическим током.

Категория тяжести труда в лаборатории по СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" относится к категории Ib (работы, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся физическим напряжением).

Помещение лаборатории категории помещения группы Д, возможный класс пожара А. Характеристика веществ и материалов, находящихся в помещении: Негорючие вещества и материалы в холодном состоянии [29].

Рассмотренный объект, оказывающий незначительное негативное воздействие на окружающую среду, относится к объектам III категории [30].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатом выполнения выпускной квалификационной работы является полнофункциональная система управления блоком установки атмосферной перегонки нефти.

В ходе выполнения работы были подробно изучены процессы, протекающие при переработке, изучена технологическая схема блока УПН, предложены технические решения, позволяющие усовершенствовать процесс перегонки и повысить качество конечного продукта.

В результате проделанной работы были разработаны трехуровневая структурная схема АСУ ТП, функциональная и структурная схемы автоматизации.

Произведен сравнительный анализ не дорогих ПЛК отечественного и иностранного производства. Сделан выбор в пользу контроллера WAGO-I/O-SYSTEM-750 WAGO-I/O-PRO. Проведён выбор средств КИПиА, насосов, частотных преобразователей.

Проведен сравнительный анализ бесплатных и низкобюджетных (не дорогих) SCADA-систем. Разработана полнофункциональная мнемосхема процесса на базе MasterSCADA.

В работе представлены программы решения основных задач автоматизации: измерение, преобразование и проверка достоверности входных сигналов и регулирование. Задачи решены на языке SFC (последовательных функциональных схем).

Предложенный вариант системы автоматизации имеет высокую гибкость и возможность дальнейшего развития и по праву может считаться очередным шагом в направлении дальнейшего совершенствования АСУ ТП.

Conclusion

The result of the final qualifying work is a fully functional control system for the unit of the atmospheric distillation of oil.

In the course of the work, the processes occurring during processing were studied in detail, the technological scheme of the OTU unit was studied, technical solutions were proposed to improve the distillation process and improve the quality of the final product.

As a result of the work done, a three-level block diagram of the automated process control system, functional and block diagrams of automation were developed.

A comparative analysis of inexpensive PLCs of domestic and foreign production was made. The choice was made in favor of the WAGO-I/O-SYSTEM-750 WAGO-I/O-PRO controller. The selection of instrumentation, pumps, frequency converters was carried out.

A comparative analysis of free and low-budget (not expensive) SCADA systems was carried out. A full-featured mnemonic diagram of the process based on MasterSCADA has been developed.

The paper presents programs for solving the main tasks of automation: measurement, transformation and verification of the reliability of input signals and regulation. The tasks are solved in the CFC language (sequential functional diagrams).

The proposed version of the automation system has high flexibility and the possibility of further development and can rightfully be considered the next step towards further improvement of the process control system.

Литература

1. ГОСТ 34396-2018 Системы измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия
2. ГОСТ 1756-2000 (ИСО 3007-99) Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров.
3. ГОСТ 2517-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб
4. ГОСТ 31378-2009 Нефть. Общие технические условия
5. Смидович Е. В., Технология переработки нефти и газа, 3-е изд., ч. 2, М., 1980.
6. Большая российская энциклопедия.
7. ГОСТ 33272-2015 «Безопасность машин и оборудования. Порядок установления и продления назначенных ресурса, срока службы и срока хранения».
8. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-7 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2006. – 854 с. ил.
9. ГОСТ 24.104-85 Автоматизированные системы управления. Общие требования
10. ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования
11. ГОСТ 12.2.020-76 Система стандартов безопасности труда. Электрооборудование взрывозащищенное. Термины и определения. Классификация. Маркировка.
12. MasterSCADA [Электронный ресурс] // URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/MasterSCADA> (дата обращения: 05.04.2018).
13. OpenSCADAWiki: Doc/ОписаниеПрограммы [Электронный ресурс] // URL: <http://wiki.oscada.org/Doc/OpisanieProgrammy/#1>.

14. MasterSCADA [Электронный ресурс] // URL: [URL: https://ru.wikipedia.org/?curid=3471919&oldid=120738277](https://ru.wikipedia.org/?curid=3471919&oldid=120738277).
15. Е.Н. Пашков, А.И. Сечин, И.Л. Мезенцева, О.А. Антоневиц, И.И. Авдеева. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра и специалиста всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ / Е.Н. Пашков, А.И. Сечин, И.Л. Мезенцева, О.А. Антоневиц, И.И. Авдеева. – Томск: Изд-во НИ ТПУ, 2022. – 18 с.
16. ГОСТ 12.0.003-2015. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М: Стандартинформ, 2019. – 10 с.
17. ГОСТ 12.1.003-2014. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. ШУМ. Общие требования безопасности. – Открытое акционерное общество "Научно-исследовательский центр контроля и диагностики технических систем", 2015. – 45 с
18. СП 51.13330.2010. Строительные нормы и правила Российской Федерации. Защита от шума. – Научно-исследовательский институт строительной физики РААСН, – 2004. – 34 с
19. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М: Стандартинформ, 2008. – 48 с
20. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания. – Государственный санитарный врач Российской Федерации, 2021
21. Тимченко Е.В. Взаимодействие лазерного излучения с веществом: метод. указания / сост.: Е.В. Тимченко, П.Е. Тимченко. – Самара: Изд-во Самар. гос. аэрокосм. ун-та, 2014. – 60 с.

- 22.ГОСТ Р ИСО 9241-1-2007. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDTs). – М: Стандартинформ, 2008. – 20 с
- 23.ГОСТ Р ИСО 10075-1-2019. Эргономические принципы обеспечения адекватности умственной нагрузки. – М: Стандартинформ, 2019. – 11 с
- 24.ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. – М: Стандартинформ, 1988. – 24 с
- 25.СП 60.13330.2016. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. – М: Мин. строительства и ЖКХ РФ, 2017. – 102 с
- 26.Бондалетова Л. И., Новиков В. Т., Алексеев Н. А. Расчет выбросов загрязняющих веществ при сжигании топлива в котлоагрегатах котельных: методическое пособие //Томск.: Изд-во ТПУ. – 2000
- 27.Анопольский В. Н., Фельдштейн Г. Н., Фельдштейн Е. Г. Проблема загрязнения гидросферы продуктами, используемыми для водоподготовки и очистки сточных вод //Биосфера. – 2012. – Т. 4. – №. 2. – С. 167-176.
- 28.ГОСТ 17.1.3.13-86
29. СП 12.13130.2009. Свод правил. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200071156>, свободный (дата обращения 21.05.2022).
- 30.Федеральный закон Об охране окружающей среды (с изменениями на 26 марта 2022 года) [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/901808297>, свободный (дата обращения 21.05.2022).

Приложение А

(Справочное)

Main part,
Description of the technological process,
Analysis of the current management system,
Analysis of functions and tasks implemented by the automation system,
Analysis of the functional diagram of automation.

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ01	Баракат Абдуллкарим Д. А.		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Курганов В.В..	к.т.н.		

Консультант-лингвист: отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ ШБИП	Сидоренко Т. В.	к.п.н.		

1. MAIN PART

1.1. Oil refining stages

The history of obtaining petroleum products by high-temperature distillation has 130 years. In 1891, Russian scientists S.P. Gavrillov and V.G. Shukhov proposed the idea of cracking - the separation of oil into separate fractions, and created the first installation for its implementation [5].

Oil refining is a rather complex, laborious, dangerous, but well-studied process that begins from the moment crude oil enters the refinery.

Oil can be delivered in a variety of ways, including:

- main oil pipelines (MNP)
- by rail using wagons - tanks,
- oil tankers for coastal refineries;
- by car, etc.

Upon receipt at the refinery, oil goes through certain stages of processing.

Oil refining stage

1. Demineralization

One of the important stages in the preparation of oil for further processing is desalination. The presence of salts leads to corrosion and deposition of salts on the surface of process equipment, which adversely affects operation, especially at high temperatures. To remove salts, oil is mixed with water. In special devices - electric dehydrators, under the influence of high current, the emulsion is destroyed, salts dissolve in water and are removed from the oil together with water. For more effective destruction of the emulsion, demulsifiers are used. The desalination process takes place at a temperature of 100 ... 120 °C.

2. Stage of atmospheric distillation of oil

The oil, purified from salts and water, goes to atmospheric distillation. As a result of atmospheric distillation (rectification), light oil products are separated: diesel fraction and straight-run gasoline, as well as other minor fractions, the boiling

point of which does not exceed 360 ° C. Light oil products, depending on the quality of the oil, can be 45-60% of the volume of oil.

Heating of oil before distillation is carried out in the coils of the furnace due to the combustion of fuel oil. Recently, gaseous fuels are often used, which improves the environmental performance of the process.

Heated oil is separated into separate fractions in a distillation column (RC). The distillation column is a vertically mounted cylindrical apparatus. Inside the device there are plates through which the liquid moves down (drains), and the vapors rise up.

Since the supply of hot oil is carried out in the down column, and the vapors rise up, the temperature gradually decreases from the bottom to the top.

As a result, light-boiling fractions (fumes of gasoline, diesel fuel, kerosene fractions) rise above and condense on the upper plates and are removed, while heavy fractions (fuel oil), the boiling point of which is higher, flow into the bottom of the column and are pumped out from the lower part of the reactor.

3. Vacuum distillation stage

Vacuum distillation provides in-depth processing of fuel oil, as a result, depending on the specialization of the refinery, oil distillates or vacuum gas oil are additionally extracted from it.

The distillation takes place at a pressure close to vacuum, hence the term "vacuum distillation".

The residue of vacuum distillation is tar, a product in demand in the road industry.

1.2. Description of the technological process

In this paper, the issues of automation of the stage of atmospheric distillation of oil are considered. The prototype of the installation is located in a small town in the Smolensk region. The technological scheme of the process is shown in Figure 1.1.

Prepared (desalinated and dehydrated) oil from tank E1 is pumped by pump H-10 to the unit. Going sequentially:

- dephlegmator of distillation column RK-2(column rectification 2);
- pipe part of heat exchangers TO-1/1 and TO-1/2;
- dephlegmator of TO-2 heat exchanger;
- pipe part of TO-3/1 and TO-3/2 heat exchangers,

Oil is heated to a temperature of 140...160 °C and enters the furnace coil, where it is heated to a working temperature of 300...320 °C.

Getting into the distillation column RK-1(column rectification1), the gaseous fraction of light hydrocarbons rises up the column, and the heavy one condenses and flows into the lower part (cube) of the column. The heaviest fractions of hydrocarbons with a high boiling point are collected in the RK-1 cube. This fraction is called fuel oil. From the cube of the column RK-1. fuel oil is pumped out by the “hot pump” H-11 into the tank E-2 for storage through the coil of the column E-3, the annulus of the heat exchangers TO-3/1 and TO-3/2. Further, fuel oil can be used as a raw material for vacuum distillation, as well as fuel for the P-1 oil heating furnace.

Vapors of light hydrocarbons with a temperature of 265 ... 275 °C are collected in the upper part of RK-1. Getting into the lower part of the PK2 column, their temperature drops to 185 ... 195 °C. Rising to the top of the column, the gas mixture cools down, partially condenses and flows down into the container E-3. The temperature of the liquid fraction of hydrocarbons in the tank E-3 (cube column RK-2) is 170 ... 190 °C. This fraction is called diesel fuel. From tank E-3, diesel fuel is

pumped out by pump H-12 to tank E-5 for storage through the annulus of heat exchangers TO-1/1 and TO-1/2.

Light hydrocarbons with a temperature of 100 ... 110 ° C enter the annular space of the TO-2 heat exchanger, are additionally cooled in the air cooling unit (ACU) and drain into the E-4 tank. This fraction is called straight-run gasoline. From tank E-4, straight-run gasoline is pumped out by pump H-9 to tank E-6 for storage.

To stabilize the temperature regimes of operation of RK-1 and RK-2, which determines the quality, the method of irrigation with a product similar to the gas phase of hydrocarbons is used. In the column RK-1, irrigation is carried out with diesel fuel, which is partially supplied from the outlet of the pump H-12 to the upper part of the column. In the RK-2 column, irrigation is carried out with straight-run gasoline, which is partially supplied from the outlet of the H-8 pump. According to the PUE [8], the installation site belongs to explosive zones of class V-Ig.

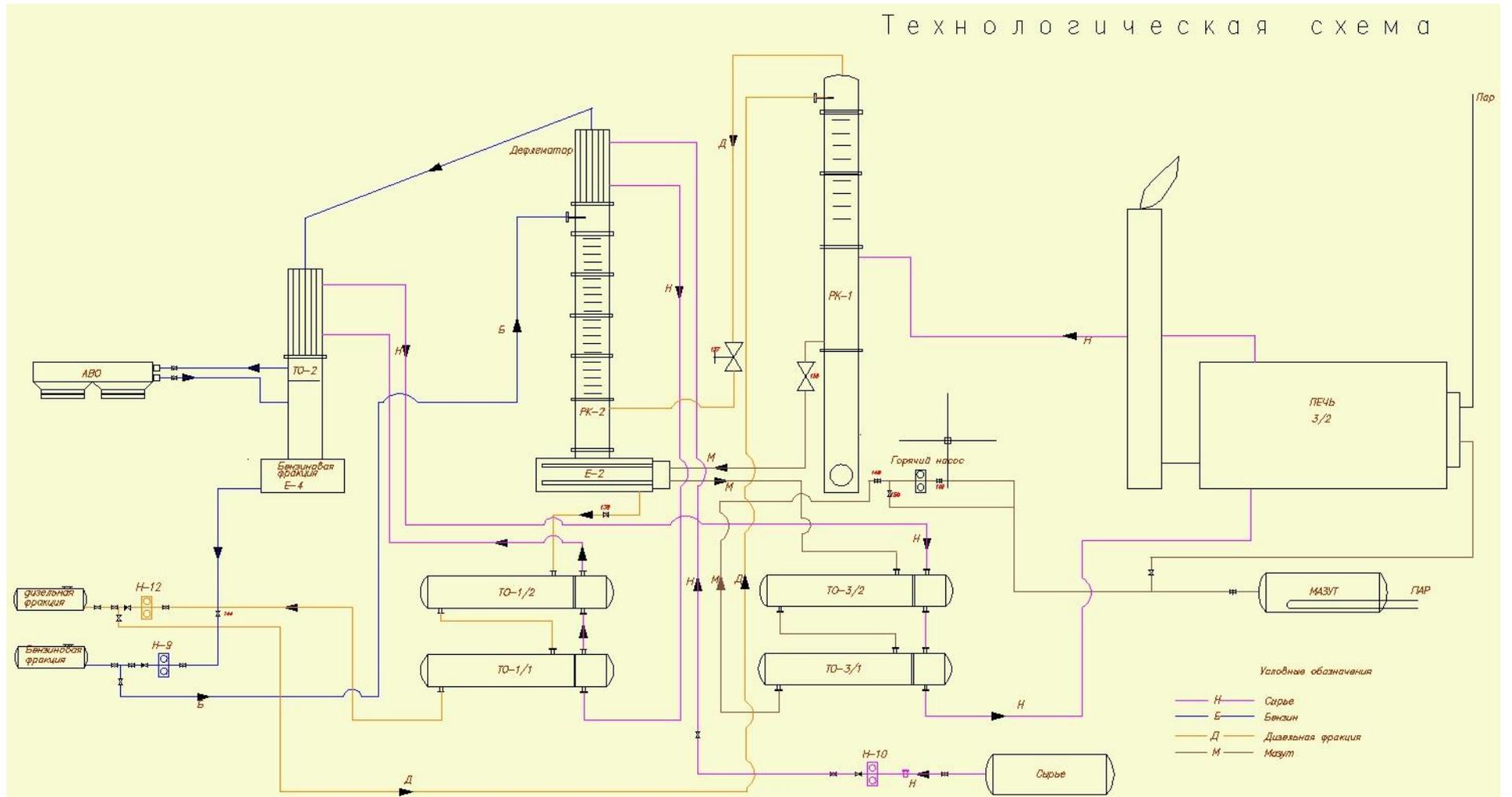


Figure 1.1 - Technological scheme of the process

1.3. Analysis of the current management system

The automated control system for the oil refining unit (the refinery is located in the Smolensk region) was designed on the local automation equipment of the OWEN company and was introduced in 2017. In accordance with GOST 33272-2015 “Safety of machines and equipment. The procedure for establishing and extending the assigned resource, service life and storage period” the equipment can be operated for a sufficiently long time, providing the level of automation and service laid down by the design organization and provided to the plant operator. However, the moral methods of management proposed by the project are outdated. Disadvantages of an automated control system:

- the predominance of manual control;
- throttle control of the main modes of operation;
- a distributed system for monitoring the process in the form of a set of electronic devices;
- use of multi-channel devices with switchable, as a rule, one indicator;
- manual registration of replaceable protocols;
- lack of information in the form of trends, messages, etc.

The use of local devices for automation also limits the functionality of the system.

1.4. Analysis of functions and tasks implemented by the automation system

Any automation system is assigned a certain list of tasks that it must perform. This list is standard, but due to certain limitations, not every automation system can fulfill it.

According to GOST 24.104-85 “Automated control systems. General requirements” [9], the functions of the automated control system are as follows:

- collection, processing and analysis of information (signals, messages, documents, etc.) about the state of the control object;
- automatic and automated maintenance of the technological process;
- control of technological process parameters;
- control and management of operating modes of technological equipment;

- warning and pre-emergency signaling, registration and recording of deviations of technological parameters from regulatory standards;
- protection and blocking of technological equipment;
- regulation of individual technological parameters;
- remote control of actuators;
- accounting for the operating time of technological equipment;
- formation and maintenance of information databases;
- archiving information about the progress of the technological process;
- formation and display of video frames on workstations;
- formation and printing of reporting documents;
- diagnostics of the state of the complex of technical means of the system;
- information exchange between system levels, as well as adjacent subsystems.

Some functions for a real control system are really redundant, but they are insignificant in number and this is due more to the structure of the system than to control.

The absence of an operator's station makes it impossible to implement a large number of functions related to registration, archiving, displaying information.

1.5. Analysis of the functional diagram of automation

Figure 1.2 shows a functional diagram of the automation of an oil refinery.

One of the significant shortcomings of the re-equipped system is the lack of an effective system for regulating the operating modes of the installation. The regulation was carried out in manual mode or by remote throttling. Throttling is one of the ways to control the flow of liquid or gas through the cross section of the pipeline using technical devices. Such devices can be various valves, gate valves, gate valves, etc. The re-equipped installation uses gate valves with a three-phase electric drive, as well as a manual override. Such a control system does not allow obtaining stable modes of operation of the plant, which affects the quality of the products.

Reequipment based on industrial controllers will solve this problem, as well as a number of problems associated with registration, archiving, displaying information. Table 1.2 lists the parameters of the oil refinery unit.

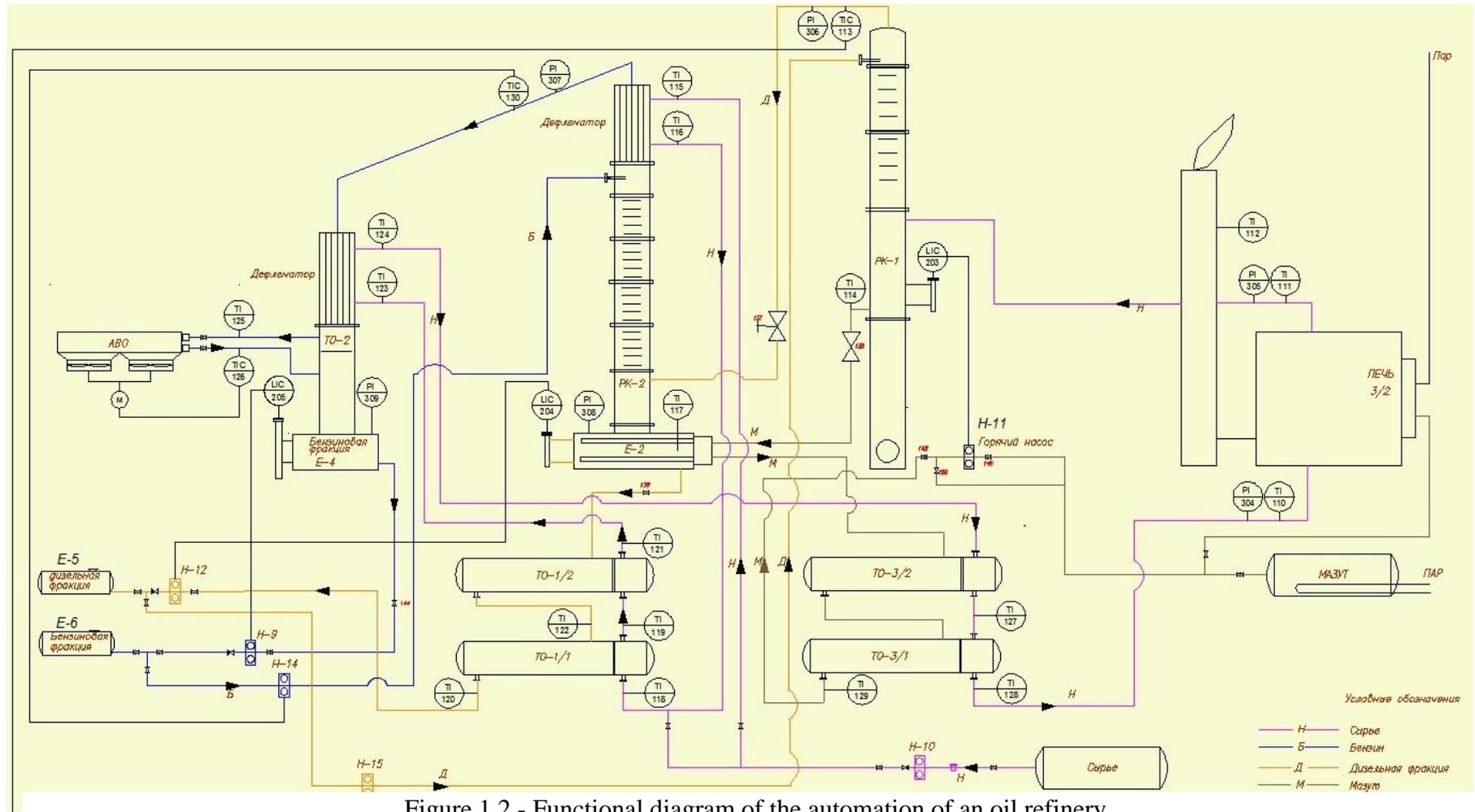


Figure 1.2 - Functional diagram of the automation of an oil refinery

Table 1.2 - List of parameters of the oil refining unit.

№	Parameter name	Position	Unit rev.	Range	Адрес
Bake					
1	Inlet pressure	PI-304	кгс/см ²	0 ... 6,0	
2	outlet pressure	PI-305	кгс/см ²	0 ... 3,0	
3	T at the entrance	TI-110	°C	0 ... 200	
4	T at the exit	TI-111	°C	0 ... 400	
5	Flue gas t at kiln pass	TI-112	°C	0 ... 500	
Column PK-1					
6	T top RK-1	TIC-113	°C	0 ... 400	
7	Top pressure RK-1	PI-306	кгс/см ²	0 ... 1,0	
8	T liquid cubed	TI-114	°C	0 ... 400	
9	Level in cube RK-1	LIC-203	%	0 ... 100	
Column PK-2					
10	T at the dephlegmator inlet	TI-115	°C	0 ... 200	
11	T at the dephlegmator outlet	TI-116	°C	0 ... 200	
12	Level in the cube of RK-2 (in E2)	LIC-204	%	0 ... 100	
13	T cubed	TI-117	°C	0 ... 300	
14	top pressure	PI-307	кгс/см ²	0 ... 1,0	
15	Pressure in the cube (gas phase)	PI-308	кгс/см ²	0 ... 3,0	
16	top temperature	TIC-130	°C	0 ... 200	
Heat exchanger TO-1/1					
17	T raw materials at the entrance	TI-118	°C	0 ... 100	
18	Ta raw material outlet	TI-119	°C	0 ... 200	

№	Parameter name	Position	Unit rev.	Range	Адрес
19	DT outlet temperature	TI-120	°C	0 ... 100	
	Heat exchanger TO-1/2				
20	T of raw materials at the exit	TI-121	°C	0 ... 200	
21	T DT at the exit	TI-122	°C	0 ... 200	
	Heat exchanger TO-2				
22	T raw materials at the entrance	TI-123	°C	0 ... 200	
23	T of raw materials at the exit	TI-124	°C	0 ... 200	
	Capacity E-4				
24	T of gasoline from the side selection in front of the air cooler	TI-125	°C	0 ... 200	
25	T of gasoline from the side selection after ABO	TI-126	°C	0 ... 100	
26	Pressure in the cube (E-4)	PI-309	кгс/см ²	0 ... 3,0	
27	Level cubed (E-4)	LIC-205	%	0 ... 100	
	Heat exchanger TO-3/2				
28	T of raw materials at the exit	TI-127	°C	0 ... 200	
	Heat exchanger TO-3/1				
29	T of raw materials at the exit	TI-128	°C	0 ... 200	
30	T of fuel oil at the exit	TI-129	°C	0 ... 200	

Table 1.3 - Installation parameters of sensors and actuators.

№	Parameter name	Quantity	characteristic
Input analog signals (changes)			
1	Temperature	21	<p>12 pcs. - installation on a pipe Du50 at an angle. Sensor length 80 mm. Process connection M20x1.5</p> <p>2 pcs. - installation in capacity from above. Sensor length 700 mm. Process connection M20x1.5</p> <p>2 pcs. - installation on a DN32 pipe using an expanded from a DN50 pipe at an angle. Sensor length 80 mm. Process connection M20x1.5.</p> <p>2 pcs. - installation on a pipe Du100, Du80. Sensor length 100 mm. Process connection M20x1.5</p> <p>1 PC. - installation on a pipe Du150. Sensor length 120 mm. Process connection M20x1.5</p> <p>1 PC. - installation in a chimney. Sensor length 300 mm. Process connection M20x1.5</p>
2	Level	3	<p>3 pcs. - installation on a level gauge column.</p> <p>Sensor type - buoy Sapphire DU. The length of the buoy is 400 mm. Flange connection.</p>

№	Parameter name	Quantity	characteristic
3	Pressure	6	9 pcs. - Sensor type - ARIES complete with a tap. Process connection ½” male threaded socket
	Total	30	
Input analog signals (control)			
	Pump control (irrigation)	2	Management with the help of VFD(variable frequency drive). 4-20 mA signal.
	Pump control	3	
	(level control)	1	
	Total	6	

Table 1.3 shows the installation parameters of sensors and actuators.

The upgraded system has six automatic controllers. The list and detailed information on regulators is presented in Table 1.4.

Table 1.4 - Installation regulators.

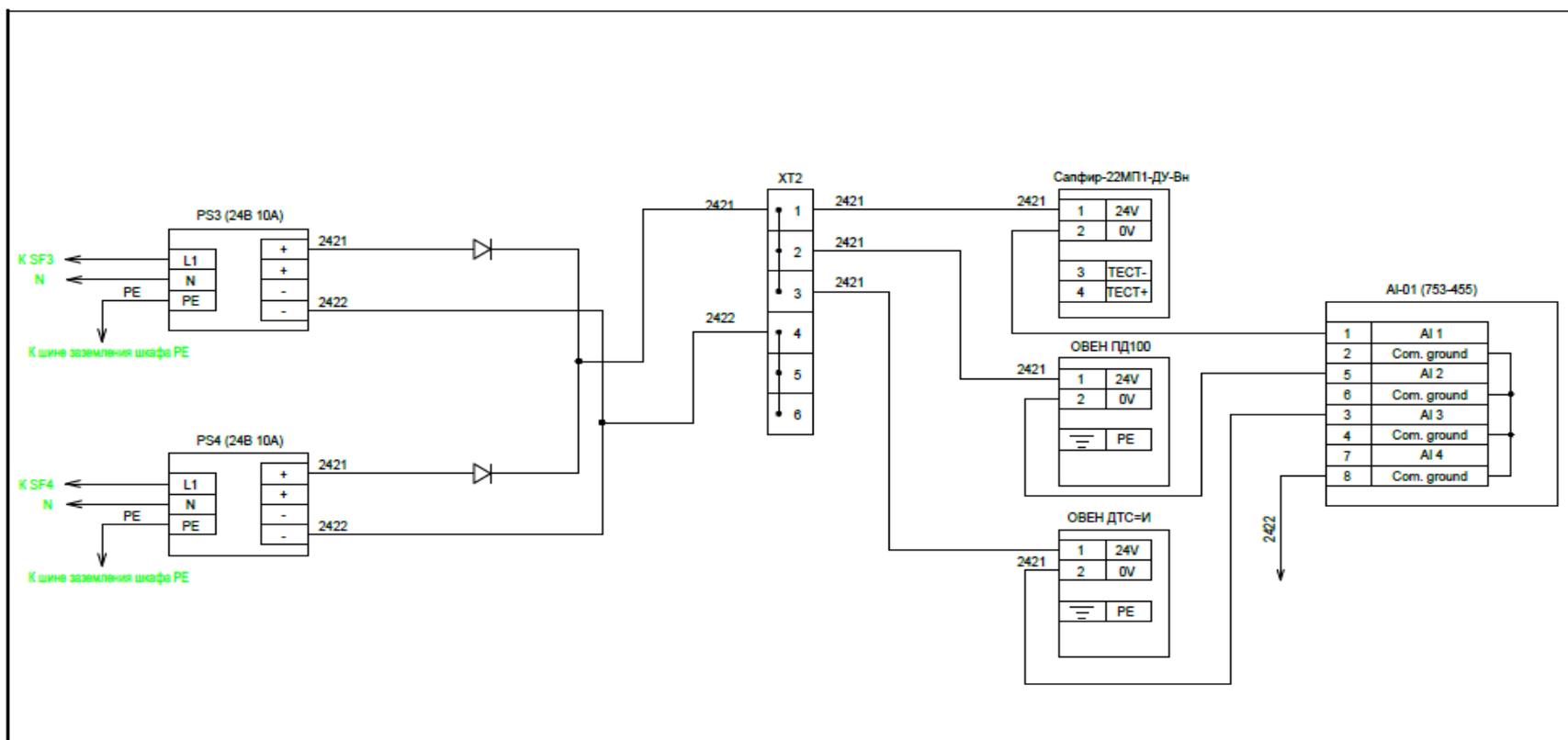
№	Name	Adjustment position	Executive device	Type of control signal
1	Level in the cube of the column RK-1	LIC-203	Pump H-11, VFD	4 ... 20 mA
2	Level in column E-2	LIC-204	Pump H-12, VFD	4 ... 20 mA
3	Level in column E-4	LIC-203	Pump N-9, VFD	4 ... 20 mA
4	The temperature of gasoline at the outlet of the installation	TIC-126	AVO, VFD	4 ... 20 mA

5	Irrigation of the column RK-1	TIC-126	Насос Н-14, ПЧВ	4 ... 20 мА
6	Irrigation of column RK-2	TIC-130	Насос Н-15, ПЧВ	4 ... 20 мА

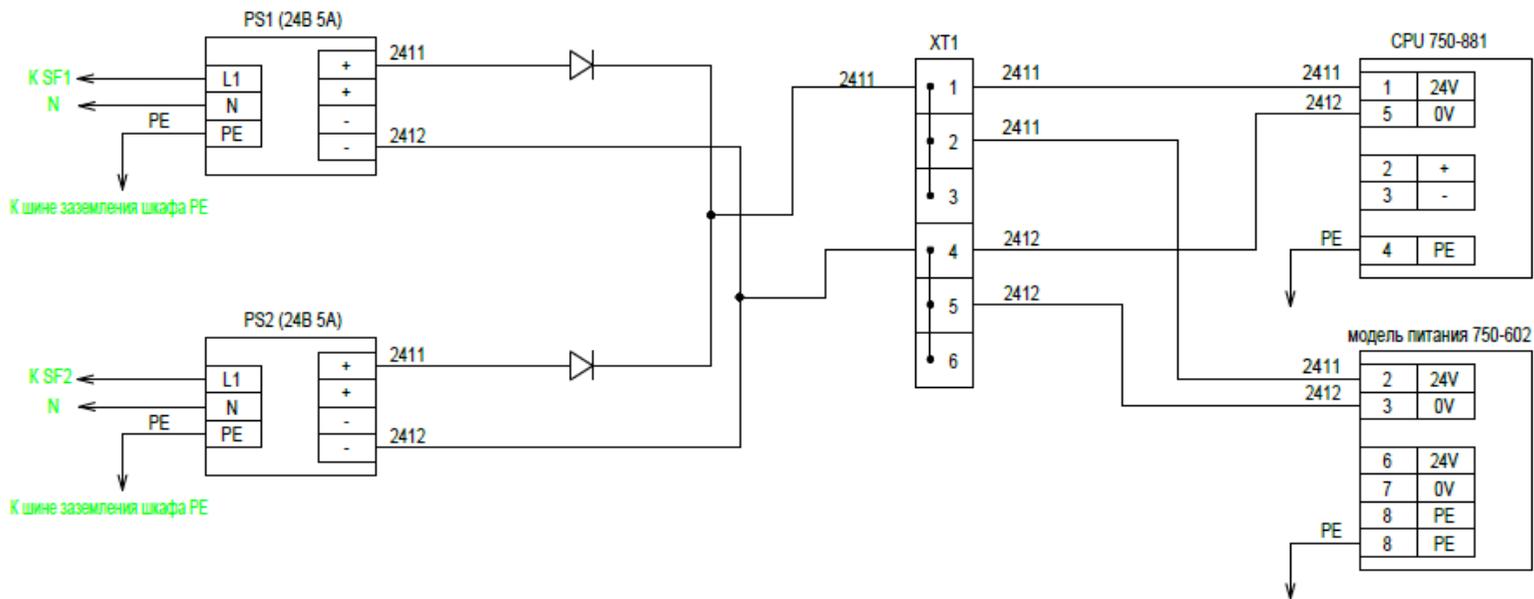
In the designed system, it was decided to abandon the throttle control. All regulators are made according to the principle of pump and fan capacity control (AVO). To do this, frequency converters are used that control the speed of rotation of the rotor and, as a result, the performance of the pump.

For the temperature controllers of the top of the columns RK-1 and RK-2, implemented with the help of irrigation, it is necessary to select and install two new pumps H-14 and H-15

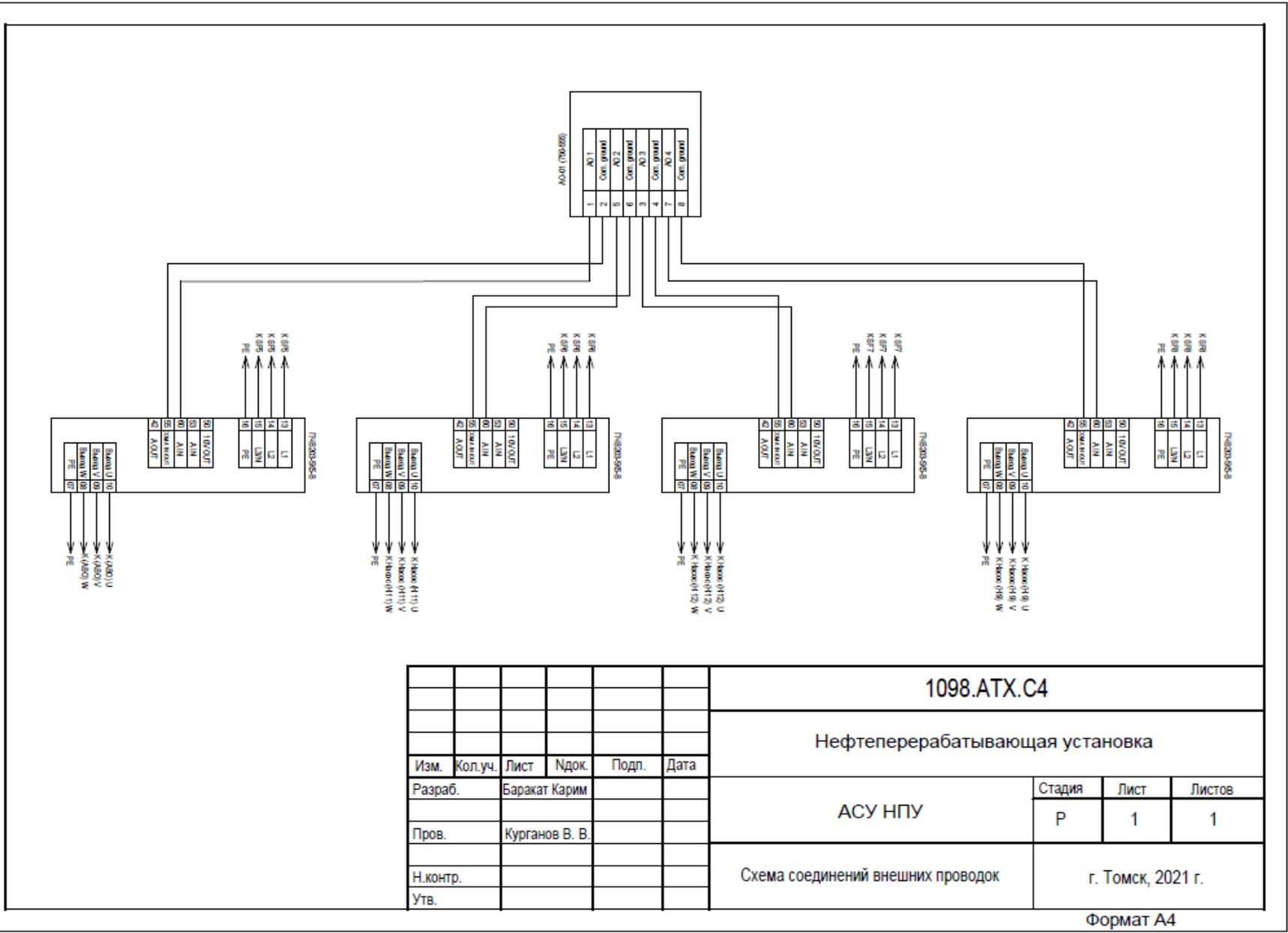
Приложение В



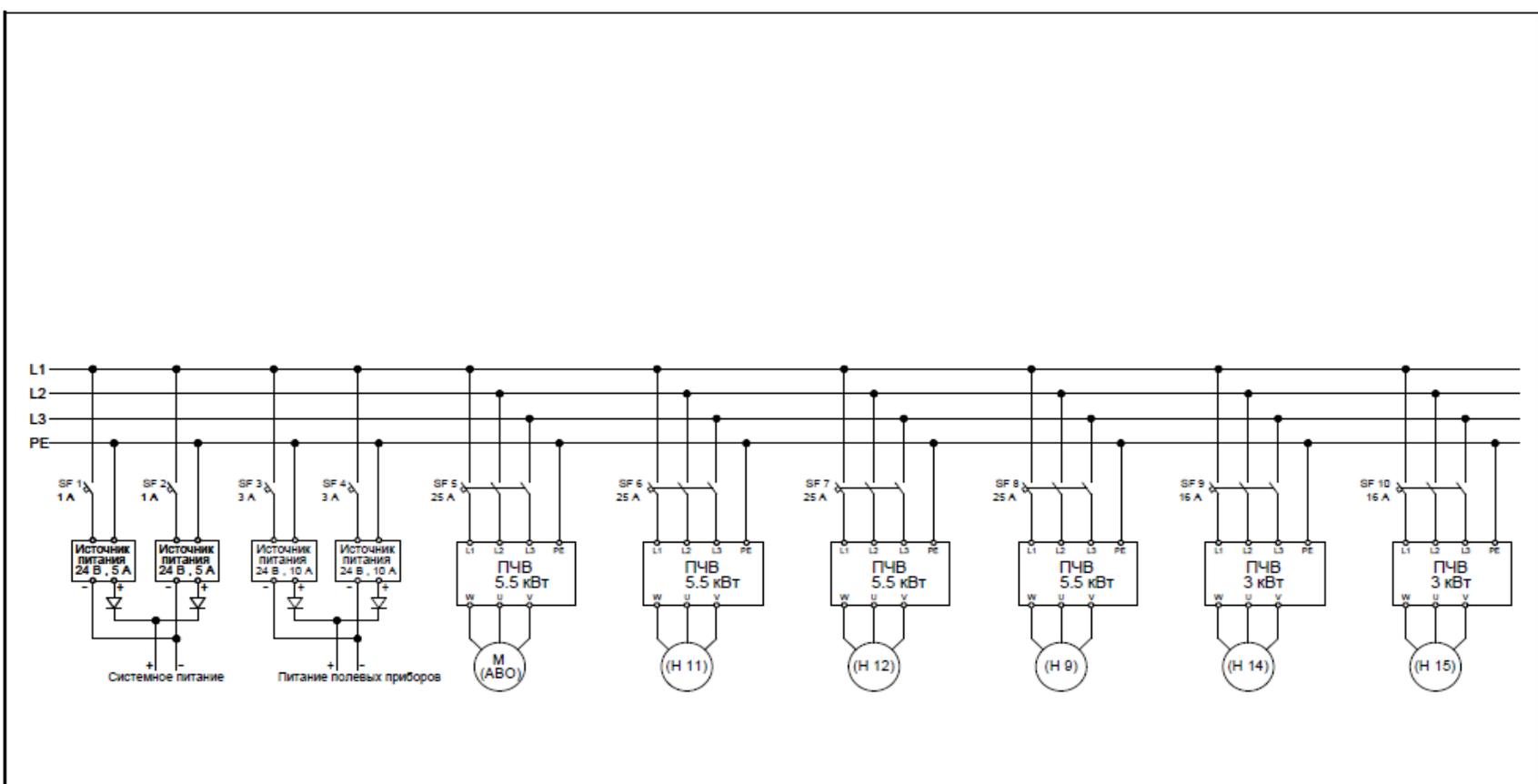
						1098.ATX.C4				
						Нефтеперерабатывающая установка				
Изм.	Кол.уч.	Лист	Ндок.	Подп.	Дата	АСУ НПУ		Стадия	Лист	Листов
		Баракат Карим						Р	1	1
		Курганов В. В.				Схема соединений внешних проводов		г. Томск, 2021 г.		
Н.контр.								Формат А4		
Утв.										



						1098.ATX.C4				
						Нефтеперерабатывающая установка				
Изм.	Кол.уч.	Лист	Ндок.	Подп.	Дата	АСУ НПУ		Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Баракат Карим						Р	1	1
Пров.		Курганов В. В.								
Н.контр.						Схема соединений внешних проводов		г. Томск, 2021 г.		
Утв.								Формат А4		



						1098.ATX.C4				
						Нефтеперерабатывающая установка				
Изм.	Кол.уч.	Лист	Ндок.	Подп.	Дата	АСУ НПУ		Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Баракат Карим							Р	1	1
Пров.	Курганов В. В.					Схема соединений внешних проводов		г. Томск, 2021 г.		
Н.контр.										
Утв.						Формат А4				



						1098.ATX.C4				
						Нефтеперерабатывающая установка				
Изм.	Кол.уч.	Лист	Ндок.	Подп.	Дата	АСУ НПУ		Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Баракат Карим							Р	1	1
Пров.	Курганов В. В.					Схема соединений внешних проводов		г. Томск, 2021 г.		
Н.контр.										
Утв.						Формат А4				