

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
Автоматизированная система управления перевалочной нефтебазой
УДК 004.896:622.692.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8TM02	Коновалов Евгений Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	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 ООД ШБИП	Антоневич Ольга Алексеевна	К.б.Н.		

По разделу «Иностранный язык»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ ШБИП	Сидоренко Татьяна Валерьевна	К.П.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР, Руководитель ООП	Суходоев М.С.	К.Т.Н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	способность осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном (-ых) языке (-ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	готовность к коммуникации в устной и письменной формах на русском и иностранном языках для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-2	готовность руководить коллективом в сфере своей профессиональной деятельности, толерантно воспринимая социальные, этнические, конфессиональные и культурные различия
ОПК(У)-3	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
ОПК(У)-4	способность руководить подготовкой заявок на изобретения и промышленные образцы в области автоматизированных технологий и производств, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	способность 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)-2	способность 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)-3	способность 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)-4	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)-5	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
ПК(У)-15	способность разрабатывать теоретические модели, позволяющие исследовать качество выпускаемой продукции, производственных и технологических процессов, средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний и управления, проводить анализ, синтез и оптимизацию процессов автоматизации, управления производством, жизненным циклом продукции и ее качеством на основе проблемно-ориентированных методов
ПК(У)-16	способность проводить математическое моделирование процессов, оборудования, средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний и управления с использованием современных технологий научных исследований, разрабатывать алгоритмическое и программное обеспечение средств и систем автоматизации и управления
ПК(У)-17	способность разрабатывать методики, рабочие планы и программы проведения научных исследований и перспективных технических разработок, подготавливать отдельные задания для исполнителей, научно-технические отчеты, обзоры и публикации по результатам выполненных исследований
ПК(У)-18	способность осуществлять управление результатами научно-исследовательской деятельности и коммерциализацией прав на объекты интеллектуальной собственности, осуществлять ее фиксацию и защиту

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

 (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
8ТМ02	Коновалову Евгению Александровичу

Тема работы:

Автоматизированная система управления перевалочной нефтебазой	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 47-9/с от 16.02.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <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><i>Объект исследования:</i> резервуарный парк <i>Цель работы:</i> повышение точностных и экономических характеристик автоматизированной системы управления резервуарным парком перевалочной нефтебазы. <i>Режим работы:</i> непрерывный.</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>	<p>Описание технологического процесса; Разработка структурной схемы АС; Разработка функциональной схемы автоматизации; Разработка схемы информационных потоков АС; Выбор средств реализации АС; Разработка схемы соединения внешних проводок; Разработка экранной формы АС; Моделирование работы системы регулирования.</p>
---	---

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408-2013; Структурная схема; Схема соединения внешних проводок; Схема информационных потоков; Экранная форма; Дерево экранных форм.</p>
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Былкова Татьяна Васильевна
Социальная ответственность	Антоневич Ольга Алексеевна
Иностранный язык	Сидоренко Татьяна Валерьевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	16.02.2022
--	------------

Задание выдал руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	к.т.н., доцент		16.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ02	Коновалов Евгений Александрович		16.02.2022

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 подготовки
 Направление подготовки 15.04.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Отделение школы (НОЦ) Отделение автоматизации и робототехники

Период выполнения – весенний семестр 2022 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы :

Дата контроля	Название раздела(модуля)/ вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.05.2022	Основная часть	60
30.05.2022	Раздел «Социальная ответственность»	20
30.05.2022	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	к.т.н.		16.02.2022

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Суходоев М.С.	к.т.н.		16.02.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 8TM02		ФИО Коновалову Евгению Александровичу	
Школа	ИШИТР	Отделение (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	15.04.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Тема ВКР:

Автоматизированная система управления перевалочной нефтебазой	
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><i>Объект исследования:</i> резервуарный парк нефтебазы <i>Область применения:</i> нефтегазовая сфера, нефтехранилища. <i>Рабочая зона:</i> комната оператора (офис) <i>Размеры помещения:</i> 3·4 м <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> персональный компьютер, компьютерная мышь, принтер, сканер <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> контроль работы параметров; наблюдения за параметрами системы и выполнение команд.</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</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"> – отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения; – аномальные микроклиматические параметры воздушной среды на местонахождении работающего; – повышенный уровень шума; <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – производственные факторы, связанные с электрическим током. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных</p>

	<p>факторов: вентиляция воздуха, отопление, источники света, световые проемы, защитные заземления.</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 <u>при эксплуатации</u>	<p>Воздействие на селитебную зону: не осуществляется;</p> <p>Воздействие на литосферу: отчуждение и загрязнение земель нефтепродуктами;</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение грунтовых вод;</p> <p>Воздействие на атмосферу: выбросы паров нефтепродукта из резервуаров.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при эксплуатации</u>	<p>Возможные ЧС: пролив нефтепродуктов, пожар, взрыв</p> <p>Наиболее типичная ЧС: пожар.</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Антоневич Ольга Алексеевна	к.б.н		16.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ02	Коновалов Евгений Александрович		16.02.2022

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

Студенту:

Группа	ФИО
8ТМ02	Коновалов Евгений Александрович

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	Оклад руководителя - 20000 руб. Оклад консультанта - 12500 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Накладные расходы 15%; Районный коэффициент 30%
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления по страховым взносам составляют 30,2% от ФОТ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Описание потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Определение трудоемкости работ для НТИ, разработка графика проведения НТИ, составление бюджета НТИ.
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчёт интегрального показателя ресурсной и финансовой эффективности для всех видов исполнения НТИ.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<ol style="list-style-type: none"> 1. Сегментирование рынка 2. Оценка конкурентоспособности технических решений 3. Диаграмма FAST 4. Матрица SWOT 5. График проведения и бюджет НТИ 6. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ 7. Потенциальные риски

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.02.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Былкова Татьяна Васильевна	К.Э.Н.		16.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ02	Коновалов Евгений Александрович		16.02.2022

Реферат

Выпускная квалификационная работа выполнена на 165 страницах, содержит 34 рисунка, 49 таблиц, 37 источников литературы, 10 приложений.

Ключевые слова: нефтебаза, резервуарный парк, датчики, АРМ оператора, SCADA-система.

Объектом исследования является резервуарный парк перевалочной нефтебазы.

Цель работы является обеспечение дистанционного контроля параметров резервуарным парком на перевалочной нефтебазе.

В настоящей работе приведены решения по разработке системы автоматизированного управления нефтебазой, а также условия импортозамещения оборудования на нефтебазе, выбору датчиков, контроллерного оборудования, разработке алгоритма сбора данных, экранных форм нефтебазы, а также разработке схем: автоматизации, соединения внешних проводок.

Для выполнения работы использовались программные продукты: Matlab R2016a, MasterSCADA, Microsoft Visio 2016, Bentley MicroStation V8i.

Выпускная квалификационная работа выполнялась в текстовом редакторе Microsoft Word 2016.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Нормативные ссылки

В работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ 21.408-2013 Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов.
2. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
3. ГОСТ 34.033-90 Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Термины и определения.
4. ГОСТ 12.3.002-75 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности.
5. ГОСТ 12997-84 Изделия ГСП. Общие технические условия
6. ГОСТ 13109-87 Электрическая энергия. Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения.
7. ГОСТ 28470-90 Система технического обслуживания. И ремонта технических средств вычислительной техники и информатики. Виды и методы технического обслуживания и ремонта.
8. ГОСТ 27518-87 Диагностирование изделий.
9. ГОСТ 8.513-84 Государственная система обеспечения единства измерений. Поверка средств измерений. Организация и порядок проведения.
10. ГОСТ 21.208-2013 Система проектной документации для строительства. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.
11. ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы.
12. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

Определения

В работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

автоматизированная система: Система, предоставляющая собой организационно-техническую систему, предназначенную для управления различными процессами в рамках технологического процесса.

автоматизированное рабочее место: Программно-технический комплекс автоматизированной системы, предназначенный для автоматизации деятельности определенного вида. Как правило при разработке АРМ для управления технологическим оборудованием используют SCADA-систему.

интерфейс: Общая граница между объектами системы, через которую объекты взаимодействуют.

протокол: Набор соглашений интерфейса логического уровня, которые определяют обмен данными между программами.

технологический процесс: Последовательность действий, которые выполняются с момента получения исходных данных и до получения финального результата.

Обозначения и сокращения

АСУ – автоматизированная система управления;

ИМ – исполнительный механизм;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;

НБ – нефтебаза;

НС – насосная блок;

ОТ – охрана труда;

ПО – программное обеспечение;

РП – резервуарный парк;

САУ – система автоматического управления;

СИ – средство измерений;

ТП – технологический процесс.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	18
1 Требования к АСУ ТП.....	20
1.1 Назначение и цели создания АСУ ТП.....	20
1.2 Цели создания системы.....	20
1.3 Требования к системе.....	21
1.3.1 Общие требования к показателям назначения АСУ ТП/MES - системы.....	21
1.3.2 Требования к техническому обеспечению	21
1.3.3 Требования к программному обеспечению.....	22
1.3.4 Требования к математическому обеспечению.....	23
1.3.5 Требования к информационному обеспечению.....	24
1.4 Требования к уровням и функционированию MES – системы	24
1.5 Функции MES - системы.....	25
1.6 Требования к эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению	26
2 Описание технологического процесса.....	29
2.1 Описание технологического процесса	29
2.2 Резервуарный парк	29
2.3 Насосный блок	30
2.4 Узел учета и регулирования	30
3 Объем автоматизации	32
3.1 Нижний уровень (полевой).....	32
3.2 Средний уровень.....	32
3.3 Верхний уровень.....	32

4	Разработка структурной схемы АС	34
5	Функциональная схема автоматизации	35
6	Разработка схемы внешних соединений.....	36
7	Программное обеспечение	37
7.1	Функции программного обеспечения.....	37
7.2	Разработка экранных форм.....	37
7.3	Разработка мнемосхемы в среде Trace Mode IDE 6.....	38
7.3.1	Описание программы Trace Mode IDE 6	38
7.3.2	Разработка АРМ оператора нефтебазы.....	38
7.3.3	Описание программы.....	39
7.3.4	Разработка экрана насосного блока АРМ оператора	40
7.3.5	Разработка экрана отображения графиков работы нефтебазы... 41	
7.3.6	Разработка экрана отображения состояния резервуаров вертикальных стальных	42
7.3.7	Разработка экрана отображения состояния резервуарного парка 44	
8	Информационное обеспечение	45
8.1	Состав информационного обеспечения	45
8.2	Методы контроля данных.....	46
8.3	Информационная совместимость	46
9	Описание потоков событий в КФС	47
10	Разработка алгоритмов управления ключевыми показателями ТОиР	50
10.1	Этапы технического обслуживания и ремонта	50
10.2	Концептуальная блок схема автоматизации ТОиР	52
10.3	Функциональная схема Equipment Management.....	55

11	Разработка алгоритмов управления резервуарным парком нефтебазы ..	57
11.1	Алгоритм сбора данных измерений	57
11.2	Алгоритм автоматического регулирования технологическим процессом.....	57
12	Выбор средств реализации информационной системы управления	63
12.1	Выбор оборудования КИП	63
12.1.1	Выбор контроллерного оборудования РП.....	63
12.2	Выбор датчиков	66
12.2.1	Расходомер «Метран 350».....	66
12.2.2	Выбор датчиков давления	68
12.2.3	Выбор датчика температуры.....	72
12.2.4	Выбор уровнемера	74
12.2.5	Выбор блока управления задвижками	76
12.2.6	Выбор закладных конструкций	76
12.3	Выбор модулей MES системы	77
13	Социальная ответственность	81
13.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	82
13.1.1	Эргономические требования к рабочему месту оператора АСУ	82
13.1.2	Особенности законодательного регулирования проектных решений.....	83
13.2	Производственная безопасность.....	83
13.3	Анализ вредных факторов	84
13.3.1	Отклонение показателей микроклимата.....	84
13.3.2	Недостаточная освещенность рабочей зоны	86
13.3.3	Повышенный уровень шума	87

13.4	Анализ опасных факторов	88
13.4.1	Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека	88
13.5	Экологическая безопасность	89
13.5.1	Воздействие на литосферу	89
13.5.2	Воздействие на гидросферу	90
13.5.3	Воздействие на атмосферу	91
13.6	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	93
14	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	98
14.1	Потенциальные потребители результатов исследования.....	98
14.2	Анализ конкурентных технических решений	99
14.3	FAST – анализ	100
14.4	SWOT – анализ	104
14.5	Оценка готовности проекта к коммерциализации	106
14.6	Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования.....	107
14.7	Инициализация проекта.....	108
14.7.1	Цели и результат проекта.....	108
14.7.2	Организационная структура проекта.	109
14.8	Планирование управлением научно-техническим проектом	109
14.8.1	План проекта.....	109
14.8.2	Бюджет научно-технического исследования	113
14.9	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	118

Заключение	122
Список публикаций.....	123
Список используемых источников.....	124

ВВЕДЕНИЕ

Потребность в использовании нефти и светлых нефтепродуктов каждый год возрастает. В связи с ростом потребления использования нефтепродуктов появляется потребность в увеличении объемов перевалки нефтепродуктов для удовлетворения растущих потребностей населения и промышленности.

Нефтебаза представляет собой комплекс, состоящий из сооружений и устройств для приема нефтепродуктов, хранения и последующей отгрузки нефтепродуктов одним из видов транспорта (железнодорожный или автомобильный) потребителям.

Резервуарный парк предназначен для компенсации неравномерности подачи нефтепродукта между 2 объектами (НПЗ и АЗС).

Резервуарный парк в своем составе имеет 8 резервуаров, 4 резервуара объемом по 400м³ и 4 резервуара объемом по 1000м³. Резервуарный парк применяется для оперативного учета нефтепродуктов по приему, хранению и отпуску.

Резервуарный парк перевалочная нефтебазы состоит из следующих блоков:

- блок буферных емкостей;
- насосный блок приема НП;
- насосный блок отпуска НП.

Нефтебазы располагаются на отдаленной от населённых пунктов или других промышленных объектов территории. При размещении нефтебазы минимальное расстояние для объекта I категории должно быть не менее 3 км, для объекта II категории не менее 2 км., для объектов III категории расстояние не менее 1,5 км. На территории нефтебазы располагаются такие объекты как лаборатории, здание административно-бытового корпуса, противопожарные устройства, объекты электроэнергетики, котельные, резервуарные парки, технологические трубопроводы, площадки налива нефтепродуктов и т.д.

К технологическим операциям, проводимым на нефтебазе относятся:

- прием нефтепродуктов, доставляемых на территорию нефтебазы в железнодорожных цистернах;
- хранение нефтепродуктов в вертикальных резервуарах;
- отпуск нефтепродуктов в автомобильных цистернах;
- замеры и учет нефтепродуктов при перевалке.

Основные технологические схемы перемещения нефтепродуктов на нефтебазе:

- «железнодорожная цистерна – насосная – вертикальный резервуар»;
- «вертикальный резервуар – насосная – вертикальный резервуар»;
- «вертикальный резервуар – пост налива нефтепродуктов в автоцистерны».

Проектными решениями предусматривается двухпроводная схема обвязки резервуаров.

Проектирование нефтебазы является непростым процессом в связи с тем, что современная нефтебаза обязана исполнять функции по приему нефтепродуктов, доставляемых на нефтебазу в железнодорожных цистернах, хранения объемов нефтепродуктов в вертикальных резервуарах, безопасно и в свою очередь точно осуществлять отгрузку нефтепродуктов в автоцистерны.

Целью выпускной квалификационной работы является модернизация автоматизированной системы управления резервуарным парком перевалочной нефтебазы.

1 Требования к АСУ ТП

1.1 Назначение и цели создания АСУ ТП

Основной целью создания АСУ ТП является обеспечение дистанционного контроля параметров резервуарным парком на перевалочной нефтебазе.

Автоматизированная система управления технологическим процессом должна обеспечивать:

- автоматизированное управление и контроль сохранности нефтепродуктов в режиме реального времени;
- исключение человеческого фактора в процессе приема, хранения и отпуска нефтепродуктов;
- аварийная остановка технологического процесса при аварии на производстве;
- контроль уровня нефтепродуктов в режиме реального времени, а также остановка насосов при достижении пороговых значений уровня нефтепродуктов в резервуарах;
- мониторинг параметров насосных агрегатов при перекачках нефтепродуктов.

1.2 Цели создания системы

Целью модернизации системы является достижение наилучших показателей для реализации технологических, операционных и экономических задач, таких как:

- контроль информации с технологических объектов;
- повышение показателей точности параметров технологических процессов путем замены (установки) оборудования;
- улучшение уровня безопасности на производстве, а также улучшение экологической обстановки на территории нефтебазы;
- уменьшение технологических издержек.

1.3 Требования к системе

1.3.1 Общие требования к показателям назначения АСУ ТП/MES - системы

Показатели, характеризующие степень соответствия MES - системы ее назначению, должны удовлетворять качественным и количественным требованиям (значениям параметров), приведенным в таблице 1.

Таблица 1 – Показатели MES - системы

№	Наименование характеристики	Характеристика или ее значение
1	Тип автоматизируемого технологического процесса	Непрерывно-дискретный.
2	Структура системы	Распределенная, иерархическая четырехуровневая система
3	Время сохранения архивных файлов	не менее 12 месяцев с последующим сжатием или копированием на резервные носители информации
4	Период опроса сигналов датчиков	РП : 5с. Эстакада налива НП: 1с.
5	Период обновления информации на экранах	1 раз в 5 с. экран резервуарного парка; 1 раз в 2с. экран налива НП.

1.3.2 Требования к техническому обеспечению

Автоматизированная система управления технологическим процессом обязана выполнять необходимые режимы функционирования технологического процесса благодаря контролю, обязана отправлять команды на исполнительные механизмы, а также должна в режиме реального времени обеспечивать визуализацию параметров технологического процесса, а также предоставлять данные о состоянии технологического оборудования [1].

Комплекс технических средств совместно с ПО должен обеспечивать реализацию всех функций, оговоренных в данном техническом задании.

В состав комплекса технических средств должны входить:

- датчики;
- контроллеры;
- исполнительные механизмы;
- средства программно-технической обработки, дистанционного управления, передачи и хранения информации;
- средства отображения и передачи информации.

Система измерений должна быть реализована на базе электронных датчиков температуры. Средства измерений должны иметь аналоговые интерфейсы диапазоном от 4 до 20 мА.

Все датчики, которые используются в системе автоматизированного управления резервуарным парком нефтебазы, выполняются во взрывобезопасном исполнении. При выборе датчиков должна использоваться аппаратура с искробезопасными цепями. Программные контроллеры должны свободно обеспечивать компоновку каналов, за счет своей модульной архитектуры.

1.3.3 Требования к программному обеспечению

Программные средства MES-системы при совместной работе с техническими средствами системы должны быть достаточными для обеспечения заданного функционала системы и отвечать следующим требованиям:

- возможность модификации;
- восстанавливаемость;
- построение модульным типом;
- независимость;

Программное обеспечение для автоматизированной системе должно иметь в своем составе:

- программное обеспечение (операционные системы);
- инструментальное программное обеспечение;

- базовое программное обеспечение;
- специальное прикладное программное обеспечение.

Технологические программируемые языки должны соответствовать стандарту ИЕС 61131–3.

Базовое прикладное программное обеспечение – это минимальный набор программных средств, который в свою очередь должен гарантировать выполнение стандартных функций, соответствующих уровню автоматизированной системы.

Специальное прикладное программное обеспечение – это совокупность программ, предназначенных для решения конкретных задач автоматизированной системы (расчеты, специальные алгоритмы).

1.3.4 Требования к математическому обеспечению

Математическое обеспечение MES – это совокупность математических методов и алгоритмов обработки информации, которые в свою очередь используются для реализации компонентов системы MES в процессе автоматизации проектировочных работ. Математическое обеспечение MES - системы должно включать в свой состав типовые математические алгоритмы:

- предварительной обработки телеизмерительной информации (фильтрация, контроль достоверности, коррекция значений);
- расчет статистических характеристик сигналов;
- расчет косвенных параметров (не измеряемых);
- расчет технологических параметров на основе справочных данных.
- МО MES - системы должно удовлетворять следующим общим требованиям:
 - обеспечивать устойчивость принятия решений и необходимую статическую и динамическую точность получения информации, контроля и управления;
 - быть эффективным, в том числе с точки зрения затрат процессорного времени и объема оперативной памяти;

- обеспечивать необходимую помехоустойчивость решений;
- обеспечивать возможность контроля правильности решения функциональных задач.

1.3.5 Требования к информационному обеспечению

Информационное обеспечение автоматизированной системы представляет собой совокупность различных форм документов, нормативной базы и реализованных решений по размещению и формам существования информации, применяемой при функционировании автоматизированной системы (ГОСТ 34.033-90). При разработке информационного обеспечения одной из основных задач является разработка человеко-машинного интерфейса [1].

1.4 Требования к уровням и функционированию MES – системы

MES – система сбора и управления СИКН должна представлять собой четырехуровневую распределенную систему:

- нижний уровень КИПиА и исполнительные органы АСУ ТП СИКН;
- средний уровень - устройства коммуникации ПЛК АСУ и локальной вычислительной сети;
- уровень MES системы (АРМ диспетчера СИКН, ст. мастера, АРМ технолога; АРМ диспетчера по обслуживанию оборудования);
- уровень логистического сбора (БД MES) и обработки информации.

Контроллер и АРМ диспетчера линий должны обеспечивать сбор, предварительную обработку первичной информации и предоставление ее подсистемам вышестоящего уровня по цифровым каналам связи. Необходимо реализовать терминальный доступ к пультам рабочих центров для диагностики и просмотра собранной информации и ее передачу для уровня MES-системы и уровня логистической обработки информации.

Ввод идентификационных и объемных данных готовой продукции (нефти), а также идентификационной информации по оператору и заданию должно осуществляться с АРМ и (или) операторной панели.

Средний уровень – представленный устройствами коммуникации рабочих центров и локальной вычислительной сети (уровень II) должен обеспечивать коммуникацию MES-системы с уровнем технологического оборудования, сбор данных нижнего уровня и передачу информационных пакетов на север БД.

Верхний уровень (уровень III) - уровень MES системы, размещенный в помещениях мастера, руководителя и инженеров администраторов. Он должен включать в свой состав серверы баз данных, и АРМы на базе РС компьютеров с экранами мониторов, позволяющих отображать экранные формы диспетчерского наблюдения и управления.

Уровень IV- уровень логистического сбора информации и ее обработки должен решать задачи учета продукции и оперативного планирования производства на нефтебазе.

1.5 Функции MES - системы

- сбор и обработка информации о ходе технологических процессов;
- отображение информации пользователям MES – системы;
- регистрацию технологических параметров, данных производственного учёта продукции, материалов и полуфабрикатов, аварийных ситуаций и событийной информации;
- управление производственными процессами;
- оперативное/детальное планирование работ и анализ производительности;
- тестирование, конфигурирование и настройка MES - системы.

1.6 Требования к эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению

MES – система должна обеспечивать возможность ее эксплуатации и технического обслуживания при круглосуточной работе.

Размещение технических средств MES – системы в помещениях должно быть выполнено согласно требованиям ГОСТ 12.3.002-75 и должно обеспечивать возможность проведения планово-предупредительных ремонтов системы, а также ее технического обслуживания.

Помещения, в которых будет производиться эксплуатация технических средств уровней II и III (средства с группой исполнения В1 согласно таблицы 1 ГОСТ 12997-84), должны обеспечивать нормальные климатические условия эксплуатации, а именно: диапазон температуры в местах размещения технических средств от 10 до 35 °С, влажность 80% без конденсации влаги, содержание пыли не более 1 мг/м³.

Электроснабжение устройств MES - системы должно удовлетворять требованиям ПУЭ для пожароопасных помещений класса II и IIа. Электропитание технических средств от сети переменного тока и источников гарантированного питания должно соответствовать требованиям ГОСТ 13109-87.

Техническое обслуживание MES – системы должно иметь в своем составе комплекс работ по обеспечению работоспособности ее оборудования между ремонтами, а также устранение неполадок, которые в свою очередь не приводят к остановке MES – системы, и осуществляться централизованно персоналом службы эксплуатации. Требования по количеству и квалификации обслуживающего персонала MES – системы определяются п.4.12. настоящего ТЗ.

Эксплуатация средств вычислительной и микропроцессорной техники MES – системы должна сопровождаться регулярным контролем их технического состояния и проведением необходимых операций по

техническому обслуживанию этих средств: проверки, настройки, регулировки, контроля, замены основных элементов, удаления временных файлов, дефрагментации и проверки дисков, администрирования БД, контроля температурного режима работы ВТ и др., и выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ 28470-90 и эксплуатационной документации на эти средства [35].

Для обеспечения непрерывного контроля технического состояния MES – системы должно быть предусмотрено выполнение процедуры технического диагностирования системы в соответствии с ГОСТ 27518-87 [36].

Номенклатура диагностируемых параметров и их характеристик (номинальные, допустимые значения, точки контроля и др.), методы и правила диагностирования, состав поверочной и измерительной аппаратуры, порядок ее ремонта и поверки должны быть определены на стадии "Рабочая документация".

Основными документами для планирования и распределения работ по техническому обслуживанию и ремонту вычислительной техники, промышленных приборов и средств автоматизации MES – системы должны быть:

- оперативно-эксплуатационный журнал MES – системы;
- эксплуатационная документация на отдельные блоки и устройства MES – системы;
- график планирования работ по техническому обслуживанию и ремонту согласно ГОСТ 8.513-84[37];
- регламент проверок, испытаний ремонта и технического обслуживания оборудования, программного и информационного обеспечений MES – системы;
- журнал инструктажа и проверки знаний персонала службы эксплуатации.

Ремонт аппаратуры уровня I MES – системы в условиях действующего основного технологического оборудования должен осуществляться с привлечением специально подготовленного ремонтного персонала и при соблюдении необходимых мер безопасности.

2 Описание технологического процесса

2.1 Описание технологического процесса

Функциональная схема резервуарного парка перевалочной нефтебазы приведена в приложении А и В.

Перевалочная нефтебаза имеет в своем составе несколько основных объектов, таких как:

- железнодорожная эстакада приема нефтепродуктов (место приема нефтепродуктов);
- резервуарный парк (место хранения нефтепродуктов);
- насосный блок (место расположения насосных агрегатов для приема нефтепродуктов);
- узел учета нефтепродуктов (комплекс приборов и устройств обеспечивающих учет нефтепродуктов);
- площадка налива нефтепродуктов (площадка обеспечивающая безопасность и удобство для работы оператора при процессе налива нефтепродуктов).

Таблица входных и выходных сигналов представлена в приложении Б.

2.2 Резервуарный парк

Резервуарный парк в своем составе имеет 3 группы резервуаров. На территории резервуарного парка происходит хранение трех видов нефтепродуктов бензин моторный марки АИ-92-К5, бензин моторный марки АИ-95-К5 и топлив о дизельное Дт-Л-К5. Подключение трубопроводов к резервуарам ведется по параллельной схеме. На приеме резервуара устанавливаются 2 задвижки, основная задвижка с электроприводом для дистанционного управления при процессе приема нефтепродуктов и резервная задвижка с ручным управлением. На отпуске резервуара задвижки установлены аналогично приемным.

В процессе приема нефтепродуктов основная электрозадвижка на приеме открывается, задвижки на отпуске нефтепродуктов также, как и задвижка с ручным управлением на приеме резервуара должны быть закрыты. При процессе отпуска нефтепродуктов открывается основная электрозадвижка на отпуск нефтепродуктов остальные задвижки находятся в закрытом положении. В стандартном режиме работы при наличии дополнительного резервуара под определённый вид нефтепродуктов отпуск и прием в один резервуар одновременно не производится. При приеме нефтепродуктов в резервуар необходимо следить за уровнем нефтепродуктов для этого в целях безопасности при достижении максимального уровня нефтепродуктов в резервуаре происходит остановка насосных агрегатов на приеме. При хранении нефтепродукта в резервуаре все задвижки должны находиться в закрытом положении.

2.3 Насосный блок

Насосный блок предназначен для приема нефтепродуктов, доставленных на нефтебазу в железнодорожных цистернах. Фронт выгрузки имеет 10 насосных агрегатов из которых 5 насосных агрегатов предназначены для слива бензина и 5 насосных агрегатов предназначены для слива дизельного топлива. Такая схема позволяет одновременно сливать нефтепродукты разных марок.

На выходе насосного агрегата установлен обратный клапан. Для измерения вибрации корпуса насосного агрегата, а также температуры обмоток двигателя установлены датчики. При выходе за диапазон нормальной работы происходит отключение насосного агрегата.

2.4 Узел учета и регулирования

Узел учета и регулирования в своем составе имеет три расходомера, по одному расходомеру на каждый вид нефтепродуктов. При наливке нефтепродуктов данные с измерительных устройств передаются на контроллер, а затем отображаются в SCADA-системе. В случае выхода из

строю расходомера, существует резервная линия для налива нефтепродуктов при помощи КМСИ.

3 Объем автоматизации

При выполнении магистерской диссертации была разработана схема информационных потоков, состоящая из трех уровней сбора и хранения информации.

Уровни сбора и хранения информацией:

- корпоративные информационные системы и верхний уровень;
- средний уровень (уровень хранения информации);
- нижний уровень (уровень сбора информации).

3.1 Нижний уровень (полевой)

Нижний уровень представляет собой уровень оборудования, который состоит из контролируемых управляемых параметров измерительных систем, исполнительных устройств, которые регулируют параметры, электроприводы. На полевом уровне происходит сбор информации о физических параметрах автоматизированной системы, а также сбор информации о процессе работы технологического процесса, на данном уровне происходит преобразование информации в электрический сигнал для последующей передачи данных на средний уровень.

3.2 Средний уровень

Средний уровень представляет собой уровень ПЛК, на данном уровне происходит прием и обработка данных пришедших с нижнего уровня, отправление указаний по управлению исполнительными механизмами, а также сопряжение с верхним уровнем.

3.3 Верхний уровень

Верхний уровень в свою очередь представляет уровень визуального отображения информации, мониторинга и сбора данных. На данном уровне происходит контроль хода производства, сбор и обработка информации, а также объединение в базу данных информации с нижнего уровня. Здесь

происходит индикация необходимых параметров и процессов, а также регистрация и хранение информации.

Данный уровень подразделяется на:

1. АРМ оператора включающим в себя:

- операционная система;
- SCADA-система;
- система безопасности на производстве;
- база данных в режиме реального времени.

2. Серверная часть.

АРМ оператора представляет собой рабочее место, оборудованное ПК и специализированным программным обеспечением, предназначенное для отображения необходимой информации в простом для восприятия виде, а также для приема команд управления от оператора.

Все элементы контроля и управления должны иметь свой идентификатор (ТЭГ). Шифр имеет следующую форму представления: АААА_ВВВ_ССС, где в свою очередь:

АААА – тип сигнала

ВВВ – тип оборудования;

ССС – номер оборудования.

В приложении Б представлен перечень входных, а также выходных сигналов оборудования, включая обозначения переменных, тип данных и описание.

4 Разработка структурной схемы АС

Проектирование автоматизированной системы выполнено по принципу четырехуровневой иерархии:

- нижний уровень КИПиА и исполнительные органы АСУ ТП СИКН;
- средний уровень - устройства коммуникации ПЛК АСУ и локальной вычислительной сети;
- уровень MES системы (АРМ диспетчера/оператора);
- уровень логистического сбора (БД MES) и обработки информации.

Первый уровень системы – нижний или полевой. На полевом уровне установлены приборы по месту, а также первичные СИ, ИМ. В целях контроля технологических параметров объекта используются контрольно – измерительные приборы и автоматика.

На среднем уровне происходит сбор и обработка первичной информации с первого уровня системы.

На основе полученной на средний уровень информации, образуются управляющие команды. В разрабатываемой системе средний уровень имеет распределенную систему управления, которая в свою очередь состоит из 2 шкафов (ввода - вывода и управления), данные шкафы созданы на базе программируемых логических контроллеров.

На уровне MES системы происходит решения задач синхронизации, координации, анализа и оптимизации процесса. Автоматизированное рабочее место оператора служит для предоставления оператору результативной информации, в удобной для оператора форме, а также для решения задач управления.

На уровне логистического сбора происходит сосредоточение, обработка и упорядочивание (формирование базы данных) информации с нижних уровней. Также предусматривается индикация необходимых параметров, регистрация и хранение информации.

Структурная схема системы представлена в приложении Д.

5 Функциональная схема автоматизации

На функциональной схеме отображается основное технологическое оборудование, системы автоматического регулирования, системы дистанционного управления, системы сигнализации и связующие компоненты автоматизированной системы.

На функциональной схеме в виде условных обозначений изображаются технологическое оборудование, системы автоматизированного контроля, регулирования, а также связывающие компоненты (трубопроводы). Все элементы изображаются в виде условных обозначений Согласно ГОСТ 21.208-2013 [3].

На функциональной схеме нефтебазы представлено следующее:

Датчики удаленного контроля:

- уровень нефтепродукта в резервуарах;
- плотность нефтепродукта в резервуарах;
- температура нефтепродуктов в резервуарах;
- температура обмотки насосного агрегата;
- значение вибрации корпуса насосного агрегата;
- расход нефтепродукта;
- переключатель кранов.

Сигнализация:

- превышения уровня нефтепродукта в резервуаре;
- превышение показания вибрации насосного агрегата;
- превышение температуры обмотки насосного агрегата.

В приложении В представлена функциональная схема выполненная в соответствии с ГОСТ 21.408-2013. Схема выполнена для одного из потоков нефтепродуктов, все потоки имеют идентичное исполнение. На схеме отображаются каналы управления исполнительными механизмами, а также каналы измерения.

6 Разработка схемы внешних соединений

Для отображения электрических связей между устройствами автоматизации была разработана схема внешних проводов, представленная в приложении Г.

Для соединения устройств был выбран кабель с аббревиатурой КВБбШвнг. Данный кабель расшифровывается как:

К – контрольный;

В – изоляция жил выполнена из поливинилхлоридного пластиката;

Б – броня состоит из двух стальных лент;

б – без подушки, которая является внутренней частью защитного покрова, наложенная под броней с целью предохранения находящегося под ней элемента от коррозии и механических повреждений лентами или проволоками брони;

Швнг – защитный покров представляет собой впрессованный шланг из поливинилхлоридного пластиката пониженной горючести.

Данный кабель прокладывается от устройств измерения или устройств управления до шкафа управления автоматикой или до соединительных коробок. Данный кабель подходит для приборов с напряжением до 1000В, а также с номинальным переменным напряжением до 600В.

Данный кабель прокладывается в траншеях, туннелях, в местах с неблагоприятной средой. Кабель может эксплуатироваться в районах с холодными климатическими условиями.

Характеристики кабеля КВБбШвнг:

- количество жил – 4,5,7,10,14,19,27,37,52,61;
- сечение жил мм. – 0.75; 1.0; 1.5; 2.5; 4; 6;
- оболочка кабеля – ПВХ пластикат пониженной горючести.

4 × 1.0 – сердечник скручен из 4-х изолированных жил с сечением 1 мм.

7 Программное обеспечение

7.1 Функции программного обеспечения

Автоматизированная система обладает следующими функциями:

- управление исполнительными устройствами;
- сохранение полученной информации в архив;
- сигнализация критических параметров системы;
- визуальное отображение технологического процесса.

Выводимые уведомления должны в себе содержать необходимую для оператора нефтебазы информацию. При визуализации технологического процесса на экране должны отображаться следующие элементы:

- значения измеряемых параметров в режиме реального времени;
- схемы технологических элементов, а также датчиков и исполнительных механизмов, отражение их состояния в режиме реального времени.

При выполнении данной работы не предусматривалась возможность вывода сообщений о критических значениях параметров, ошибках в режиме работы технологического процесса, а также создание и обновление архива сообщений.

7.2 Разработка экранных форм

При разработке человеко-машинного интерфейса использовалось ПО MasterSCADA.

Цветовая палитра средств измерения и исполнительных устройств соответствует таблице 2.

Таблица 2 – Цветовая палитра средств измерения

Цвет	Пояснение
Зеленый	Кран/задвижка открыт
Красный	Ошибка измерения, кран/задвижка закрыт

Продолжение таблицы 2

Синий	Кран/задвижка работает в ручном режиме
Темно-красный	Индикатор не горит

7.3 Разработка мнемосхемы в среде Trace Mode IDE 6

7.3.1 Описание программы Trace Mode IDE 6

TRACE MODE IDE 6.06.2 представляет собой программное обеспечение, предназначенное для проектирования ПО АСУ, ПО АСУ может применяться в автоматизированном проектировании для визуального отображения параметров, а также для контроля и управления оборудованием при выполнении технологических процессов.

В ходе выполнения магистерской диссертации были изучены основные графические элементы программного обеспечения Trace Mode IDE 6. Интерфейс основного рабочего окна оператора представлен на рисунке 1.

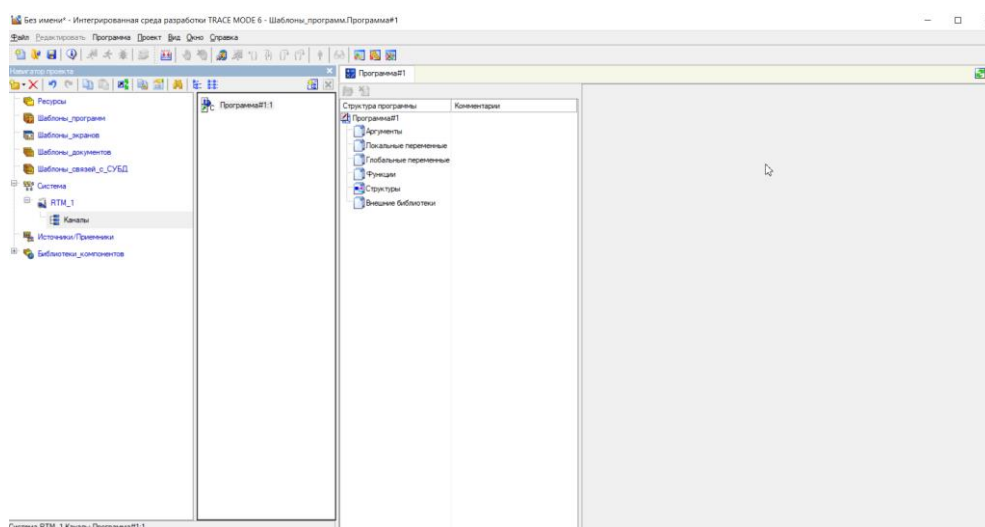


Рисунок 1 – Графический интерфейс Trace MODE 6 BASE

7.3.2 Разработка АРМ оператора нефтебазы

АРМ оператора представляет собой программно-технический комплекс имеющий в своем составе системное ПО, прикладное ПО и технологическое ПО и предназначен для автоматизации работы конкретного типа.

При разработке человеко-машинного интерфейса предполагается, что мнемосхема содержит необходимые средства контроля и управления технологическим процессом.

АРМ оператора представлен на рисунке 2.

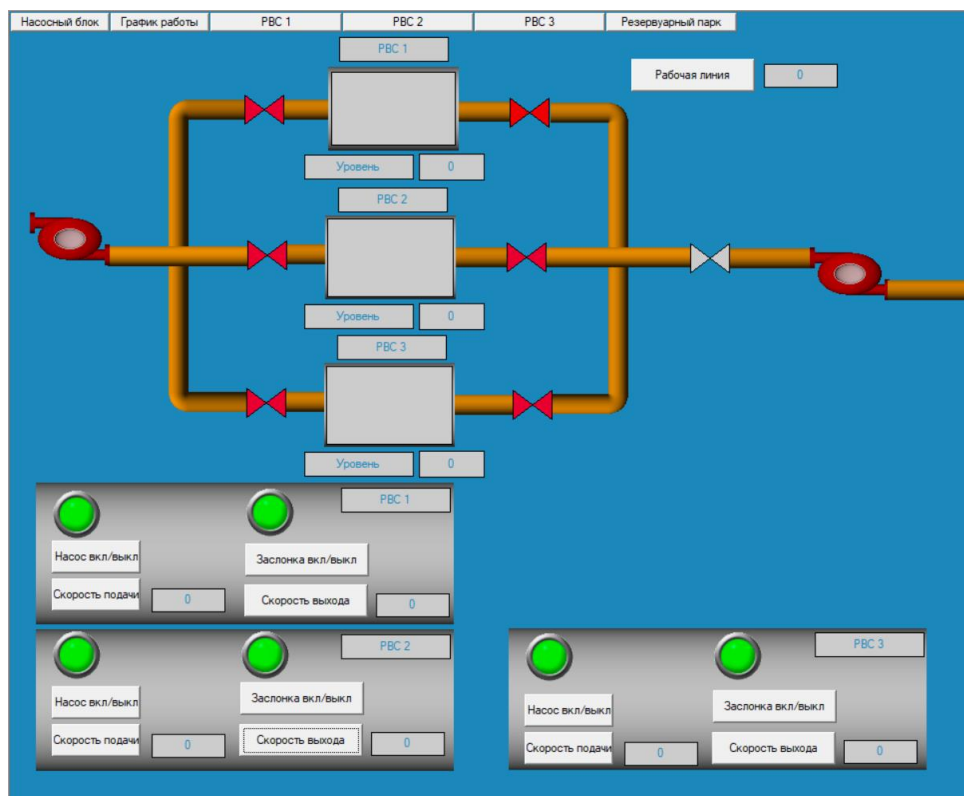


Рисунок 2 – Экран визуализации технологического процесса нефтебазы по линии АИ-92

7.3.3 Описание программы

Вагон-цистерны поступают на пост слива. Далее нефтепродукт при помощи насосных агрегатов по трубопроводу перекачивается в соответствующий резервуар. При наполнении резервуара, система автоматически перекрывает кран на выходе резервуара. При наливке НП из соответствующего резервуара оператору необходимо выбрать рабочую линию налива НП. Уровень нефти в резервуарах измеряется при помощи уровнемера. При повышении уровня жидкости в резервуаре выше максимального, система сигнализирует о превышении уровня НП в резервуаре и останавливает работу насоса на приеме НП, а также закрывает задвижку на прием НП. При достижении минимально допустимого уровня электроприводная задвижка

закрывается. Программа позволяет контролировать параметры скорости потока нефтепродукта по трубопроводу, а также показывает уровень нефтепродукта в резервуаре, а также программа позволяет отслеживать температуру, плотность, массу и объем нефтепродукта в резервуаре. Также при достижении минимального уровня нефтепродуктов в резервуаре, система автоматически отключает насосы на отпуск нефтепродуктов.

Листинг программы представлен в приложении Ж.

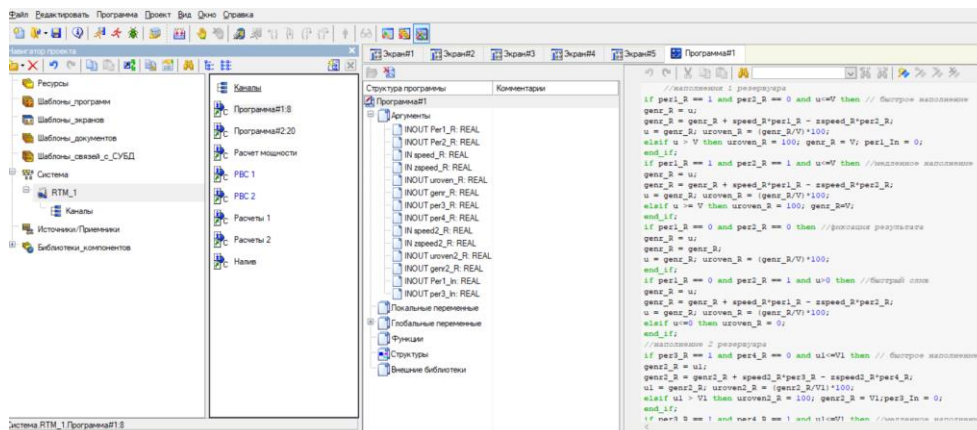


Рисунок 3 – Окно программы

7.3.4 Разработка экрана насосного блока АРМ оператора

Насосный блок включает в себя 3 линии трубопровода, из которых 1 линия является рабочей, а 2 другие являются запасными в случае аварийной ситуации или выхода из строя основной. При запуске программы на стартовом экране необходимо указать номер рабочей линии, если при отдаче нефтепродукта с резервуаров рабочая линия не была выбрана, то кран на выходе резервуара не откроется, тем самым предотвращая возможные ошибки оператора при работе за АРМом. Также было предусмотрено автоматическое закрытие кранов на насосной линии в случае выхода насоса из строя. Визуализация экрана насосного блока АРМ оператора представлена на рисунке 4. Окно программы насосного блока представлено на рисунке 5. Код программы представлен в приложении 3.

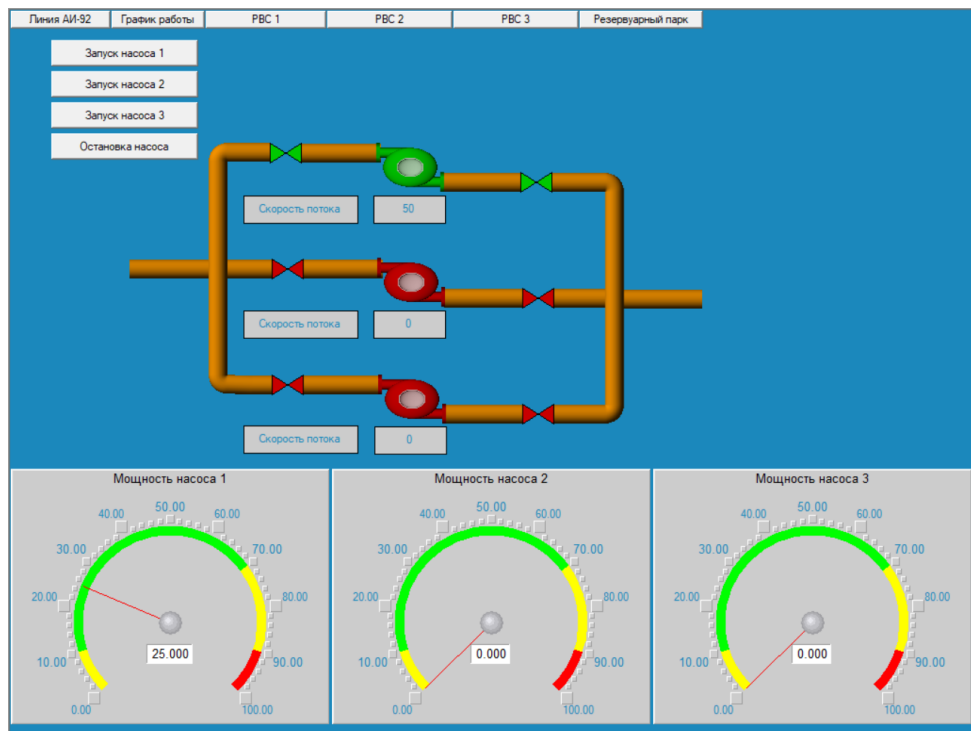


Рисунок 4 – Экран визуализации технологического процесса насосного блока на нефтебазе

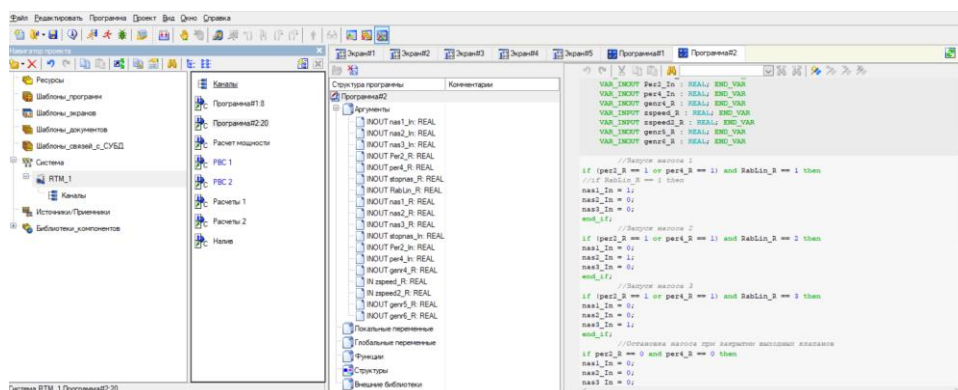


Рисунок 5 – Окно программы

7.3.5 Разработка экрана отображения графиков работы нефтебазы

В окне «график работы» представлено графическое отображение работы нефтебазы, где в свою очередь отображается процесс работы нефтебазы, а также есть возможность посмотреть состояние тех. процесса нефтебазы в определенный момент времени ее работы. Окно графика работы нефтебазы представлено на рисунке 6.

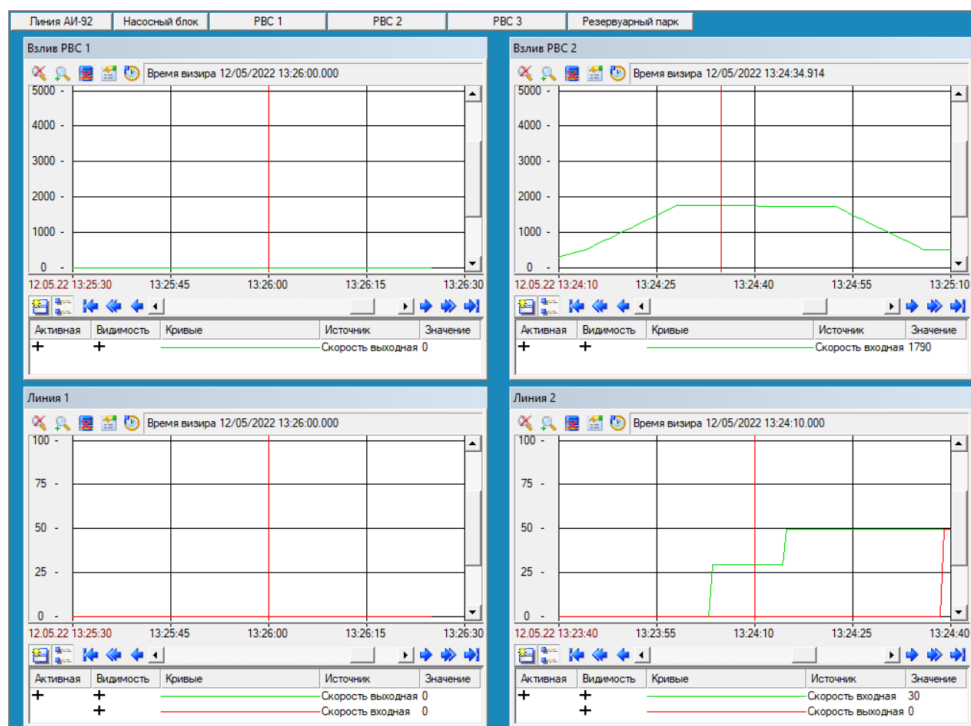


Рисунок 6 – Окно графиков взливов в РВС и пропускной способности исполнительных устройств на нефтебазе

7.3.6 Разработка экрана отображения состояния резервуаров вертикальных стальных

В окне «РВС 1» представлено состояние резервуара вертикального стального, сигнализация уровня нефтепродукта в емкости, а также показания таких показаний, как масса, объем, взлив, плотность, температура (Рисунок 7). Окно «РВС 2» и «РВС 3» сделана по аналогии с «РВС 1» и имеют те же показатели (Рисунок 8 и 9). Код программы представлен в приложении И.

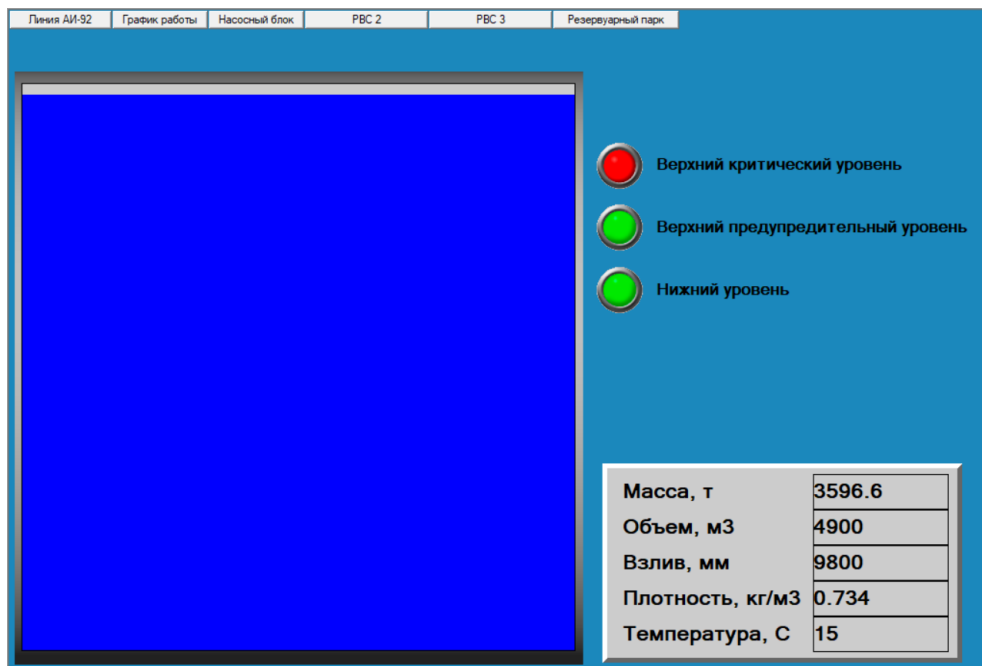


Рисунок 7 – Окно «PBC 1»

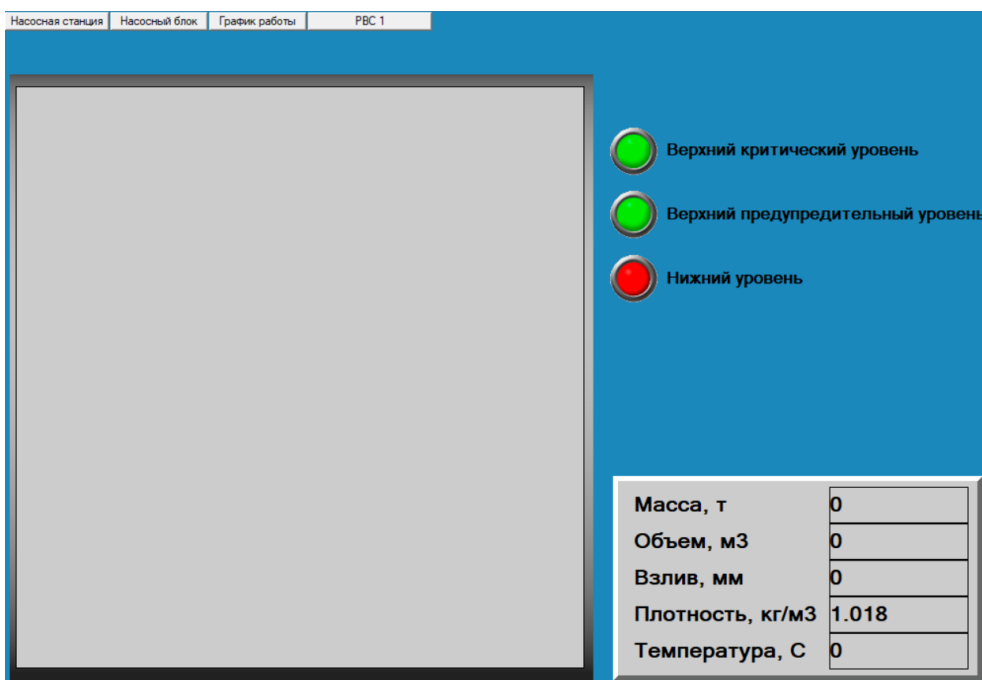


Рисунок 8 – Окно «PBC 2»

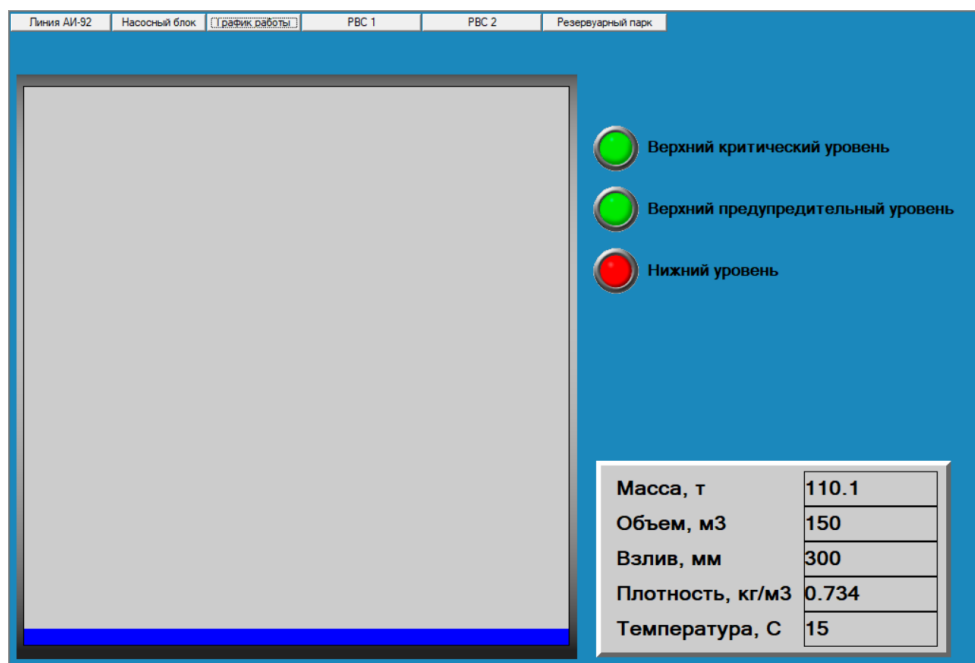


Рисунок 9 – Окно «РВС 3»

7.3.7 Разработка экрана отображения состояния резервуарного парка

В окне «Резервуарный парк» (рисунок 10) представлено графическое отображение параметров резервуарного парка, где в свою очередь отображаются показания массы, объема, взлива, плотности, температуры.

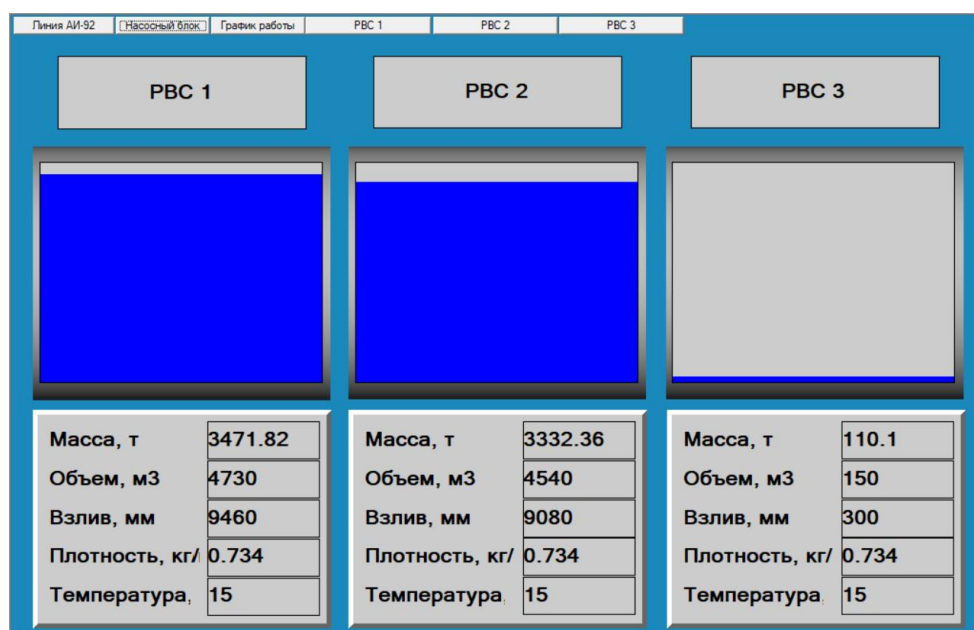


Рисунок 10 – Окно «Резервуарный парк»

8 Информационное обеспечение

8.1 Состав информационного обеспечения

Схема информационных потоков изображена на рисунке 11.

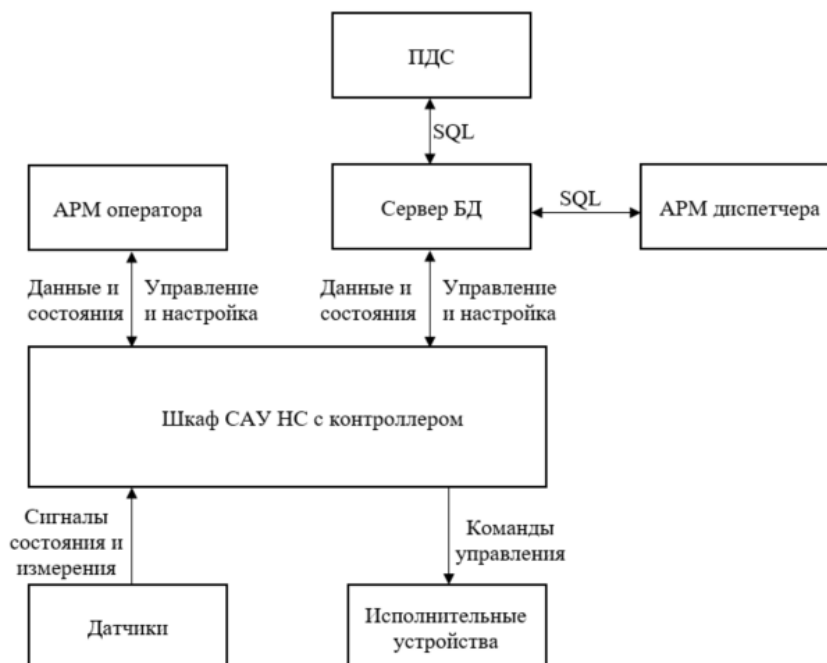


Рисунок 11 – Схема информационных потоков

Схема информационного обеспечения разделяется на несколько уровней. Первый уровень, уровень датчиков и исполнительных устройств, с него на средний уровень поступают данные и необходимые сигналы измерения и состояния. Со среднего уровня на первый уровень поступают команды управления [2].

На среднем уровне ПЛК распределяет преобразованные информационные потоки между сервером базы данных и автоматизированным рабочим местом оператора. Автоматизированное рабочее место оператора принимает и отображает полученные данные, отправляет команды управления, передаваемые на средний уровень. Каждое действие оператора отображается на автоматизированном рабочем месте в виде журнала событий.

В сервере базы данных вся информация структурируется, затем обращение к ней возможно с помощью запросов с автоматизированного рабочего места диспетчера и производственно-диспетчерской службы.

8.2 Методы контроля данных

Наиболее распространенным методом контроля данных является проверка состояния предыдущего датчика. В связи с этим датчик проверяется на:

- нахождение значения переданного параметра в пределах подлинного диапазона;
- обрыв связи.

После чего происходит сопоставление заданных показателей полученным.

8.3 Информационная совместимость

Совместимость с другими сетями обеспечивается при помощи использования международных стандартов для передачи данных и организации сетей обмена, существуют следующие стандарты: Modbus RTU, RS-485, Ethernet и стандарт языков программирования ПЛК IEC 61131-3.

9 Описание потоков событий в КФС

Рассмотрим эстакаду налива НП и возможные состояния при данном процессе. При наливе НП в АЦ производится проверка состояния начальных величин, а именно состояние насоса, состояние клешней заземления, состояние концевого датчика на трапе, состояние кнопки налива НП, состояние уровня НП в резервуаре, вносится значение объема НП, а также состояние концевого датчика в районе наливной системы. Далее при подключении заземление, состояние переменной меняется на 1, для перехода на этап налива НП требуется выполнить все необходимые действия, для обеспечения в процессе налива безопасных условий. После окончания налива при достижении заданной дозы, происходит остановка насосного агрегата и оборудование возвращается в исходное состояние. Если в процессе налива, произошло отключение насоса и доза не была отдана полностью, система также отобразит это в 1 из аварийных состояний.

В процессе налива или при подготовке АЦ к наливу НП могут возникать различные аварийные ситуации, при которых система перейдет в аварийный режим и налив не будет разрешен до устранения всех неисправностей. Перечень аварийных состояний приведен в таблице 6.1.

Модель StateFlow эстакады налива НП, собранная в ПО Matlab представлена на рисунке 12.

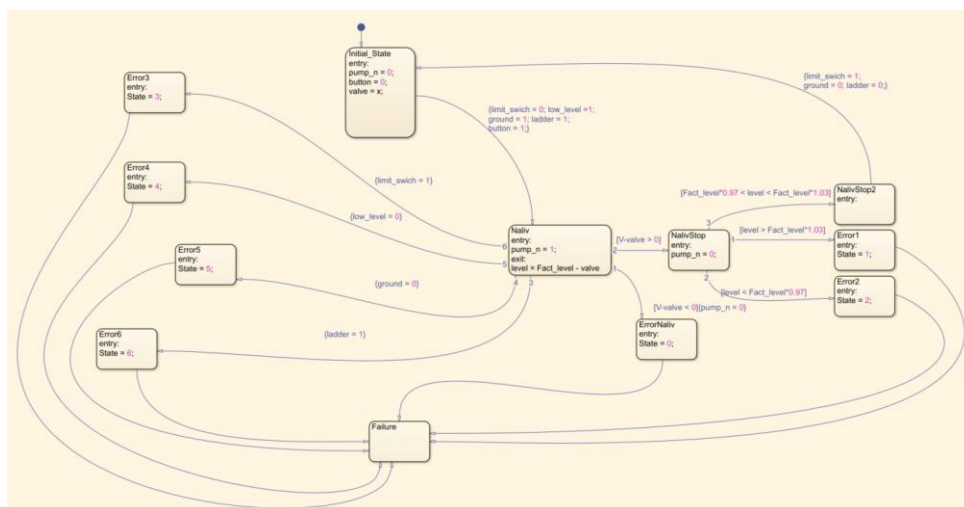


Рисунок 12 – Модель StateFlow

На этапе налива НП возможен переход в состояние «Ошибка». События, которые приводят к ошибке налива НП приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Аварийное состояние

№	Событие	Способ идентификации
0	Незакончен налив НП	Остановка насоса, объем отданной дозы меньше, чем задаваемый объем.
1	Перелив НП в секцию АЦ	В процессе налива объем налитого НП оказался больше предела погрешности оборудования.
2	Недолив НП в секцию АЦ	В процессе налива объем налитого НП оказался меньше предела погрешности оборудования.
3	Рукав налива НП не установлен в секцию АЦ	В процессе налива оборудование рукав налива не был снят с исходного положения и не был установлен в секцию АЦ .
4	Низкий уровень НП в резервуаре	Уровень НП в резервуаре находится в районе мертвого остатка.
5	Ошибка заземления АЦ	В процессе налива произошли проблемы с заземлением АЦ.
6	Трап перехода не установлен в рабочее положение	В процессе налива НП переходный трап не был установлен в рабочее положение

Управление системы с помощью цифрового двойника в виде модели StateFlow происходит следующим образом. Изначально для построения цифрового двойника снимаются все переходные характеристики процесса, параметры элементов системы, измеряется время отработки исполнительных механизмов и т.д. Далее строятся математически модели, описывающие процесс, с помощью которых благодаря ранее перечисленным данным находят

недостающие характеристики, необходимые для создания цифрового двойника. Далее происходит полная инициализация параметров системы и построение цифрового двойника, отрабатывающего переход в те или иные состояния системы аналогично реальной системе с минимальной временной ошибкой.

Состояния цифрового двойника и реальной системы визуализируют с помощью динамической диаграммы Ганта (рисунок 13). На рисунке изображен пример реализации диаграмм Ганта (взятый из лабораторной работы), желтым показаны переходы состояний реальной системы, синим – цифрового двойника.

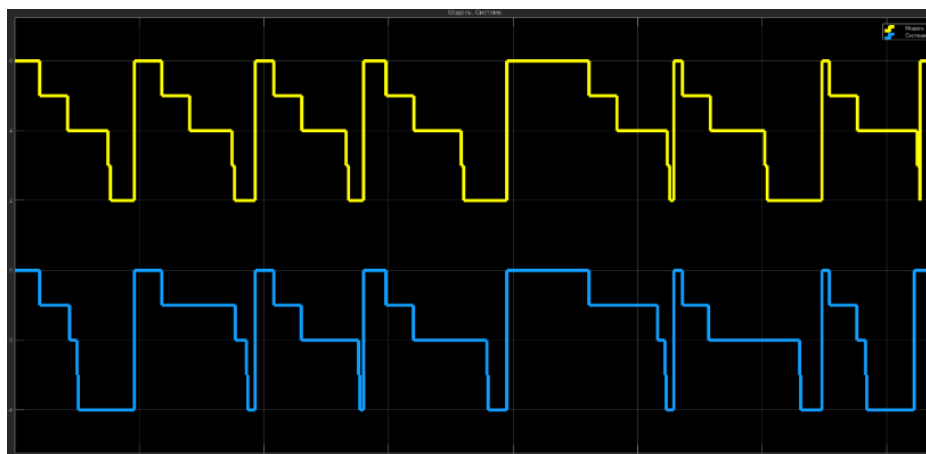


Рисунок 13 – Динамические диаграммы Ганта

В некоторых промежутках «ступени» диаграммы не совпадают, поскольку, когда снимались показания, были инициированы аварийные ситуации.

Ситуация, когда происходит рассинхронизация диаграммы реального состояния оборудования и цифрового двойника считается аварийной. Идентифицировать аварию можно исходя из состояния, в котором она произошла, а также с помощью условий, основанных на показаниях датчиков. Номер ошибки кодируется с помощью чисел. SCADA-система переводит номер ошибки в конкретное сообщение для оператора.

10 Разработка алгоритмов управления ключевыми показателями ТОиР

10.1 Этапы технического обслуживания и ремонта

Одними из важнейших элементов нефтебазы является насосные агрегаты. Контроль работоспособности насосных агрегатов осуществляется при проведении диагностических контролей (планового, внепланового) по параметрическим и виброакустическим критериям, также при выводе оборудования из эксплуатации происходит оценка отдельных узлов. Оцениваемые критерии – виброскорость, температура подшипников насосов.

Плановый диагностический контроль представляет собой контроль фактического технического состояния насосного агрегата, рассчитывается его КПД. Для магистральных насосов производится оценка КПД каждые 2000 часов наработки. При отклонениях скорости потока жидкости насосного агрегата более чем на 4 %, а также при отклонении КПД насосного агрегата на от 3 до 4 % необходимо провести ТО насоса, а также запорной арматуры, на предмет наличия искажений или некачественного литья. Для определения коэффициента полезного действия насосного агрегата используются нормативные документы РД39-3-477-80 и РД 39-0147103-342-89. После проведения работ результат фиксируется в специально подготовленный протокол или же заносится в акт планового диагностического контроля. При проведении планового диагностического контроля также происходят измерения интенсивности вибрации на корпусе подшипниковых узлов а также на замеры на креплениях насосов к плите или раме.

Внеплановый диагностический контроль представляет собой действия планового диагностического контроля по причине резкого изменения значений контролируемых параметров. Результаты внепланового диагностического контроля оформляются идентично плановому диагностическому контролю.

После проведения планового/непланового диагностического контроля принимается решение о целесообразности использования насосного агрегата или же вывод из эксплуатации и отправка в ремонт.

После проведения ремонтных работ производится послеремонтный диагностический контроль с целью проверки работоспособности оборудования и соответствии насосного агрегата всем требованиям. Послеремонтный диагностический контроль производится совместно со специалистами районного нефтепроводного управления или со специалистами магистральных нефтепроводов.

Для насосных агрегатов производятся операции технологического обслуживания такие как: демонтаж, разборка, ремонт или замена поврежденных деталей, сборка, монтаж отремонтированного оборудования, а также проведение пусконаладочных работ с замерами рабочих параметров.

Средний ремонт выполняется для того, чтобы частично восстановить ресурс объекта. При среднем ремонте производятся следующие операции: слив жидкостей, разборка и визуальный осмотр узлов, проверка стопоров вала, проверка втулок вала, осмотр радиально-упорных подшипников, замеры посадочных мест, а также резьбовых соединений вала, замена паранитовых прокладок.

В зависимости от состояния оборудования выполняется: ремонт или полная замена отбалансированного ротора, замена уплотнительных втулок, замена подшипников, восстановление внешнего вида (антикоррозийного покрытия), монтаж оборудования и пусконаладочные работы.

Капитальный ремонт производится для восстановления работоспособности оборудования, а также полное или близко к полному восстановлению ресурсу оборудования с заменой или восстановлением любых частей.

При выполнении капитального ремонта происходит, полный демонтаж оборудование с разбором всех его комплектующих, замена дефектных деталей, восстановление антикоррозийного покрытия, а также

пусконаладочные работы. При обнаружении трещин на стальных корпусах происходит заварка трещин, в случае с чугунными деталями происходит полная замена деталей на новые.

Демонтажем насосного агрегата, а также проведением ремонтных работ занимается оперативный персонал, в случае отсутствия навыков работы в выполнении каких-либо работ, ремонтными работами занимается либо подрядная организация, с которой заключен договор на ремонт оборудования, либо сторонние организации после заключения договора.

Блок схема алгоритма управления ТОиР представлена на рисунке 14.

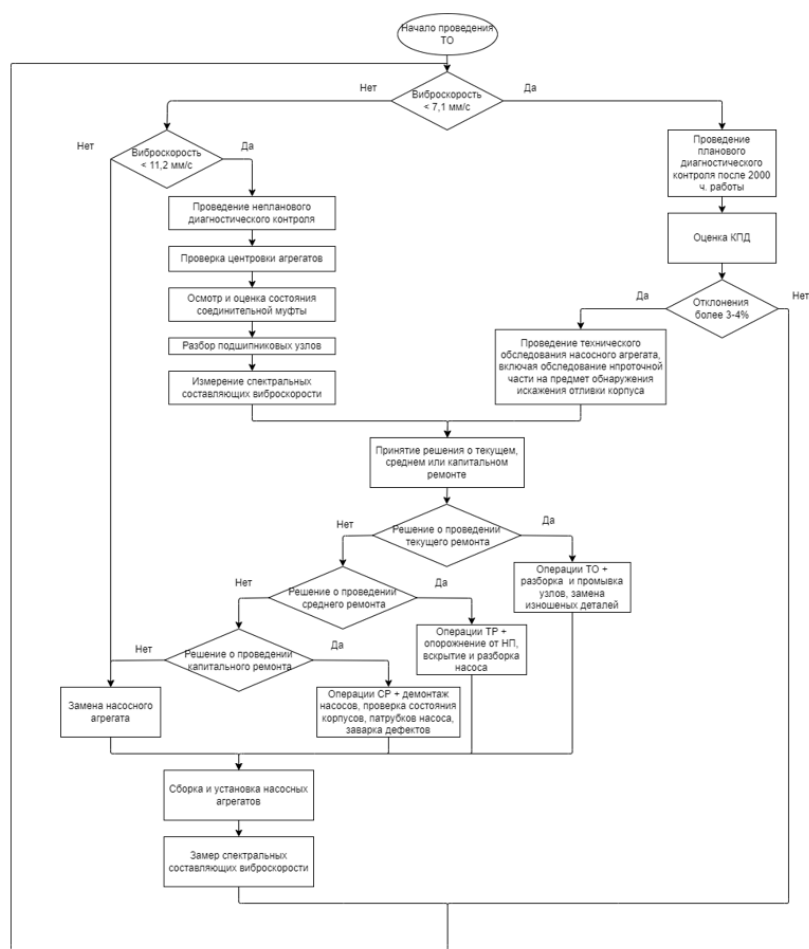


Рисунок 14 – Блок-схема ТОиР

10.2 Концептуальная блок схема автоматизации ТОиР

В подсистеме автоматизированного управления техническим обслуживанием и ремонтом насосных агрегатов отслеживается состояние и показания следующих элементов: электродвигатели, центробежные насосы,

датчики расхода, давление на выходе насосного агрегата, а также дистанционно управляемые задвижки.

Для поддержания насосного блока в работоспособном состоянии, необходимо своевременно проводить плановые работы по ремонту оборудования, в случае выявления дефектов во время эксплуатации оборудования, незамедлительно выводить оборудование из эксплуатации и проводить неплановый диагностический контроль оборудования.

Техническое обслуживание насосных агрегатов проводится в соответствии с нормативно-технической документацией представленной заводом изготовителем с учетом особенностей использования оборудования.

Плановый осмотр насосных агрегатов, осуществляется согласно графику составленным главным инженером нефтебазы, с записью в журнал осмотра и ремонтов оборудования нефтебазы, а также с занесением результатов осмотра в систему АСУ ТОиР на предприятии.

Текущий ремонт насосных агрегатов осуществляется по мере необходимости ответственными лицами станций. Ответственность за организацию и осуществление ТОиР насосной станции возлагается на должностное лицо (главного инженера), который в соответствии с должностной инструкцией обязан производить данные работы.

Для того, чтобы обеспечить работоспособное состояние оборудовние, система проводит оценку оборудования, в режиме реального времени, также проводится мониторинг и диагностика оборудования:

1. Контроль состояния датчиков в автоматическом режиме. Для обеспечения контроля технического состояния оборудования система проводит анализ поступающих сигналов и параметров с датчика, в случае отклонения показателей уведомляет о неисправности.

2. Автоматический контроль и диагностика задвижек. Система анализирует поступающую информацию и:

- строит расходные характеристики задвижек;
- характеристики задвижек могут быть введены вручную.

- выявляет отклонения характеристики сверх допустимой величины;
- выявляет подклинивание и/или заклинивание хода клапанов;
- выполняет расчет времени пробега, даты проведения и типа ТО.

3. Автоматический контроль и диагностика насосов. Система контролирует:

- производительность нагрузочной характеристики насоса;
- отклонение сверх допустимой величины могут нести информацию об ошибках датчиков или дефектах самого насоса.

4. Электронный журнал дефектов оборудования предоставляет возможность интегрировать дефекты из разных источников:

- журнал может быть заполнен персоналом через модуль DPU;
- в случае если модуль РМ обнаружит нарушения режимных параметров, то информация о нарушении будет передана в модуль RAS для проверки модели;
- PRM модель также проверяет параметры модели и текущие данные.

На основании полученной от модуля RAS информации о состоянии оборудования, данных полученных через ERP/MES и графика ППР формируется с модулем ODS (календарное планирование) оперативный план работ, который после утверждения направляется модулем LM (персонал) в виде заказ-нарядов на работы сотрудникам предприятия. Заказ-наряды на производство работ являются частью модуля ММ.

При задействовании модулей RAS и ММ происходит задействование ППР и задействуется переход на обслуживание по состоянию, что приводит к улучшению состояния оборудования, при тех же вложениях.

Модуль ММ позволяет продлить ресурс оборудования до полной замены или капитального ремонта, уменьшить количество поломок оборудования.

Задействуя ММ модуль открываются возможности по автоматической разработке графика ППР, в соответствии с нормативными документами по

наработке за необходимый промежуток времени. При использовании модуля ММ с модулем RAS возможна дополнительное формирование графика принятием во внимание состояния оборудования. Использование данных модулей позволяет своевременно производить необходимое техническое обслуживание оборудования, что приводит к увеличению срока службы, а, следовательно, к предотвращению появления поломок оборудования

Использование систем АСУ ТОиР позволяет своевременно оформлять документы по закупкам необходимых ЗИПов, с учетом остатков ЗИП на складах. При использовании данной системы в организации удастся уйти от простоя оборудования по причине отсутствия запасных частей или комплектующих на складе, данная система позволяет оптимизировать этапы закупки и поставок запасных частей.

10.3 Функциональная схема Equipment Management

Equipment Manager – это система учета оборудования с функциями управления и мониторинга. Данная система дает возможность автоматизировать происходящие процедуры и реализовать систему по принятию решений, при функционировании которой участвует как персонал, так и программные приложения, работающие как в online, так и в offline режимах, как за рабочим местом, так и удаленно.

Equipment Manager может использоваться также, как и система для накопления и передачи знаний. Для поиска проблем в работе оборудования сотрудники вынуждены анализировать большое количество информации и тратить рабочее время, данная система позволяет сократить временные затраты анализируя и храня всю информацию по работе оборудования.

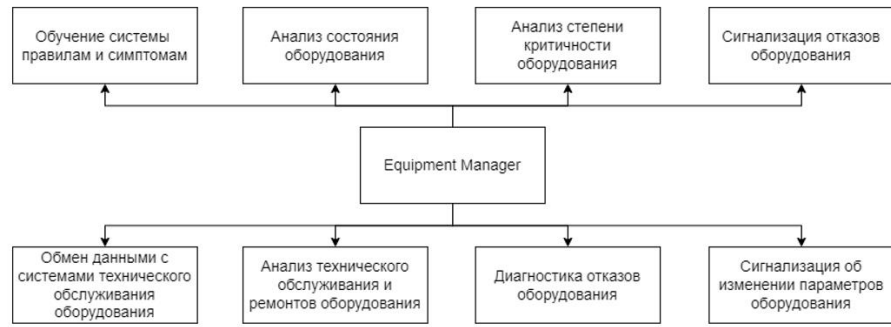


Рисунок 15 – Функции ПО Equipment Manager

11 Разработка алгоритмов управления резервуарным парком нефтебазы

11.1 Алгоритм сбора данных измерений

Для примера выберем канал измерения датчика давления, расположенного на выходной трубе насосного блока и построим блок схему сбора данных. Блок схема сбора данных представлена на рисунке 16.

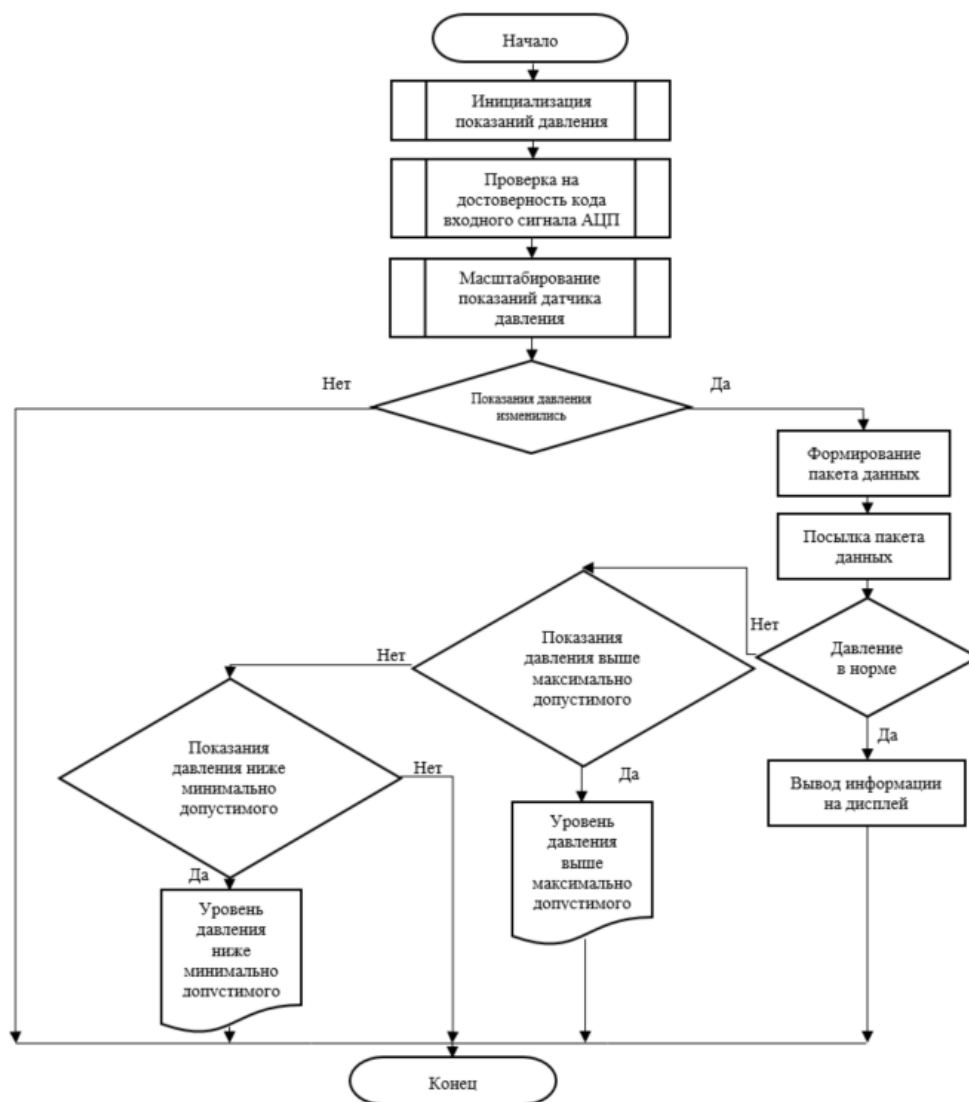


Рисунок 16 – Блок схема сбора данных с канала датчика давления

11.2 Алгоритм автоматического регулирования технологическим процессом

Разработаем контур управления расходом нефтепродукта при КМСИ выходе резервуарного парка. Для регулирования расхода жидкости

используется задвижка на выходе резервуарного парка. Определим закон, по которому происходит управление задвижкой. Проведем математическое моделирование объекта управления. Поток жидкости имеет передаточную функцию по расходу, представляющую собой апериодическое звено с задержкой.

$$W(s) = \frac{1}{Tp + 1} \cdot e^{-\tau_0 s}; \quad (1)$$

$$T = \frac{2 \cdot L \cdot f \cdot c^2}{Q}; \tau_0 = \frac{Lf}{Q}; c = \frac{Q}{f} \cdot \sqrt{\frac{\rho}{2 \cdot \Delta P \cdot g}} \quad (2)$$

L – длина участка трубопровода между точкой измерения и точкой регулирования;

ρ – плотность жидкости;

d – диаметр трубы;

f – площадь сечения трубы;

ΔP – перепад давления на трубопроводе;

τ_0 – запаздывание;

T – постоянная времени.

Возьмем следующие значения параметров для данного объекта:

$$L = 1 \text{ м};$$

$$Q = 100 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,028 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\Delta P = 1 \text{ Мпа};$$

$$f = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,1^2}{4} = 0,00785 \text{ м}^2;$$

$$\rho = 850 \text{ кг/м}^3.$$

Подставим численные выражения в формулы и получим:

$$c = \frac{0,028}{0,00785} \cdot \sqrt{\frac{850}{2 \cdot 10^6 \cdot 10}} = 0,023 \text{ с}; \quad (3)$$

$$\tau_0 = \frac{1 \cdot 0,00785}{0,028} = 0,28 \text{ с}; \quad (4)$$

$$T = \frac{2 \cdot 1 \cdot 0,00785 \cdot 0,023^2}{0,028} = 0,0003 \text{ с.} \quad (5)$$

Расчет параметров в программе MathCAD представлены на рисунке 13.

$$\begin{aligned} L &:= 1 \\ g &:= 9.8 \\ p &:= 850 \\ \Delta P &:= 1 \cdot 10^6 \\ Q &:= 0.028 \\ f &:= \frac{\pi \cdot 0.1^2}{4} = 7.854 \times 10^{-3} \\ c &:= \frac{Q}{f} \cdot \sqrt{\frac{p}{2 \cdot \Delta P \cdot g}} = 0.023 \\ \tau_0 &:= \frac{L \cdot f}{Q} = 0.28 \\ T &:= \frac{2 \cdot L \cdot f \cdot c^2}{Q} = 3.092 \times 10^{-4} \\ W(s) &:= \frac{1}{T \cdot s + 1} \cdot e^{-\tau_0 \cdot s} \\ \frac{\tau_0}{T} &= 907.133 \end{aligned}$$

Рисунок 13 – Результаты вычислений

В результате математическая модель объекта управления принимает следующий вид:

$$W(s) = \frac{1}{0,007 \cdot p + 1} \cdot e^{-2,8 \cdot p}. \quad (6)$$

Определим отношение величины времени запаздывания к постоянной времени:

$$\frac{\tau}{T} = \frac{7,012}{0,00773} > 1. \quad (7)$$

Данное отношение значительно больше единицы, из этого следует, что данный объект характеризуется большим транспортным запаздыванием и достаточно трудно регулируемым.

Построим исходную систему. Исходная система приведена на рисунке 17.

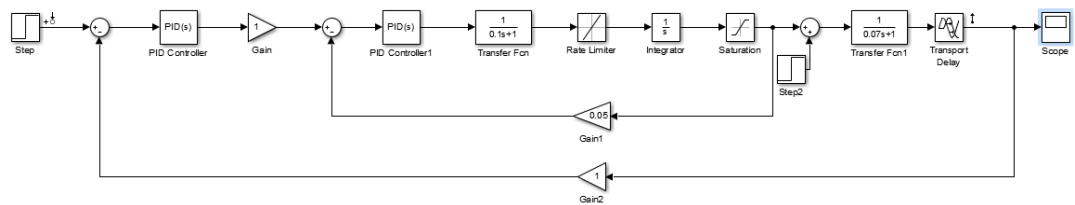


Рисунок 17 – Схема модели в Simulink

В прямой цепи замкнутого контура расположено апериодическое звено первого порядка (электромеханическая составляющая), звено RateLimiter, ограничивает скорость изменения сигнала, интегратор, преобразующий угловую скорость в угол перемещения и звено ограничения Saturation, ограничивающее угол поворота.

Система в своем составе имеет замкнутый контур, отвечающий за электропривод, а также внешний контур отвечающий за регулирование положения задвижки, также система имеет внешнее воздействие, которое может быть представлено механическим воздействием на объект управления.

Для внутреннего контура настроим ПИД-регулятор, используя функцию автонастройки Simulink рисунок 18.

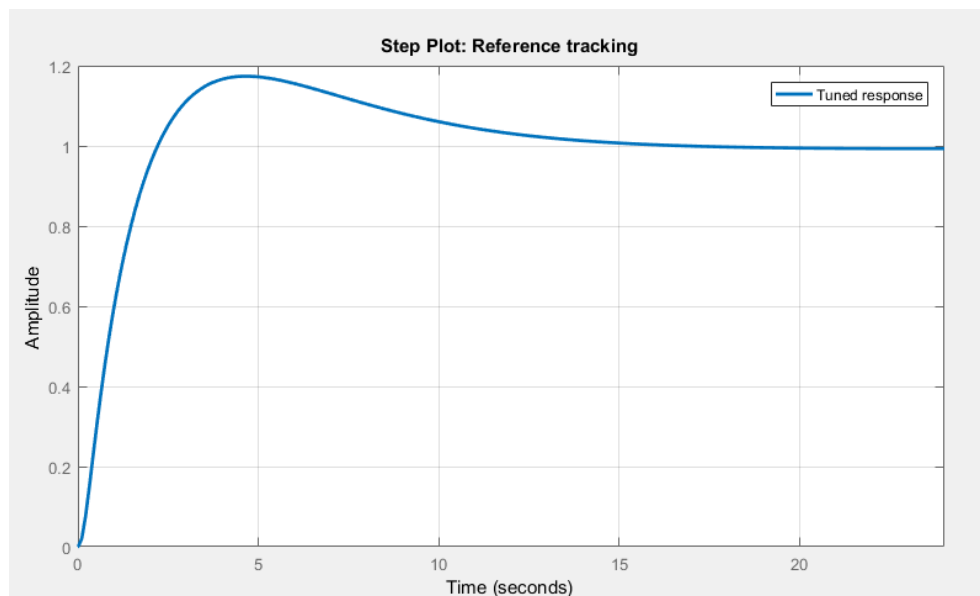


Рисунок 18 – Характеристика после автонастройки ПИД-регулятора

При использовании функции автонастройки ПИД-регулятора в программе Simulink были получены значения представленные на рисунке 19.

Controller parameters	
Source:	internal
Proportional (P):	5.38996572395634
Integral (I):	0.322359363727075
Derivative (D):	0.957013483250655
Filter coefficient (N):	0.99009075754604

Рисунок 19 – Значения ПИД-регулятора

Для определения коэффициентов ПИД-регулятора внешнего контура также использовалась функция автонастройки в программе Simulink, значения ПИД-регулятора представлены на рисунке 20.

Controller parameters	
Source:	internal
Proportional (P):	0.0993805799660897
Integral (I):	0.0245208453329539
Derivative (D):	-0.0209823579534754
Filter coefficient (N):	0.694541493316731

Рисунок 20 – Значения ПИД-регулятора внешнего контура

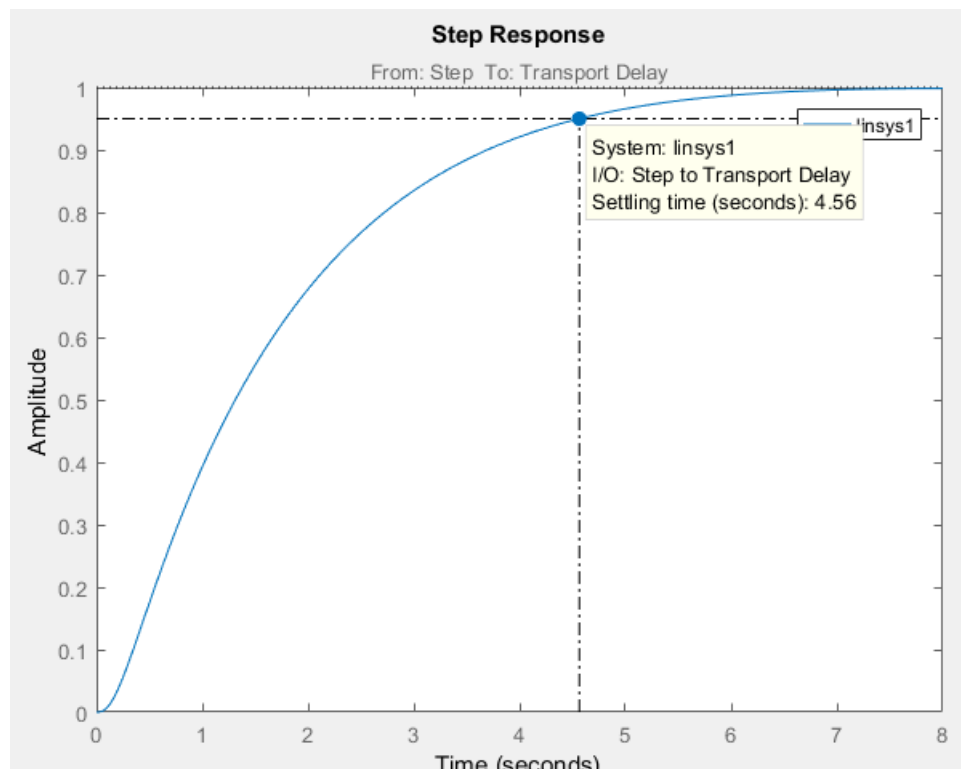


Рисунок 21 – График переходной характеристики

В результате всех вычислений, была получена система с перерегулированием 0% и временем переходного процесса 4.56 с. Данные показатели качества являются приемлемыми для системы.

12 Выбор средств реализации информационной системы управления

12.1 Выбор оборудования КИП

12.1.1 Выбор контроллерного оборудования РП

Для автоматизирования систем резервуарного парка нефтебазы был выбран программируемый логический контроллер SIMATIC S7-300 от компании Siemens. SIMATIC S7-300 имеет модульную конструкцию. Данные контроллеры широко применяются в производственных организациях. Связь между контроллерами осуществляется при помощи интерфейса Ethernet. На рисунке 22 представлен внешний вид программируемого логического контроллера SIMATIC S7-300 [18].



Рисунок 22 – программируемый логический контроллер SIMATIC S7–300

SIMATIC S7-300 предназначен для автоматизированных систем с средней или низкой степенью сложности.

Модульная конструкция SIMATIC S7–300 состоит из следующих элементов:

- центральный процессор;
- блок питания;
- модуль коммуникации;

- функциональные модули;
- модули интерфейса.

В качестве процессорного модуля используется модуль CPU315-2PN/DP. В таблице 4 представлены технические данные модуля.

Таблица 4 – технические данные CPU315–2 PN/DP

Технические данные	Значение
Версия ОС	V3.2
Напряжение питания, В	24
Номинальный потребляемый ток, мА	750
Встроенная рабочая память, Кбайт	384
Время выполнения логических операций, мкс	0.05
Количество S7 счетчиков	256
Количество S7 таймеров	256
Дискретные каналы ввода	16384
Дискретные каналы вывода	16384
Аналоговые каналы ввода	1024
Аналоговые каналы вывода	1024
Интерфейсы	1x MPI/PROFIBUS DP + 1x Ethernet (2 коммутируемых порта)
Диапазон рабочих температур, °С	от -25 до +60
Габариты (Ш*В*Г), мм	40*125*130
Масса, г	340

В качестве модуля ввода и вывода дискретных сигналов используется модуль SM 323 (технические данные модуля приведены в таблице 5). В качестве модуля ввода и вывода аналоговых сигналов используется модуль SM 331 (технические данные модуля приведены в таблице 6).

Таблица 5 – технические данные модуля ввода и вывода дискретных сигналов SM 323

Технические данные	Значение
Напряжение питания, В	24
Номинальный потребляемый ток, мА	80
Система соединений	40-полосный
Количество дискретных входов	16
Количество дискретных выходов	16
Частота коммутации, Гц	100
Испытательное напряжение изоляции, В DC	500
Индикация входных сигналов	1 светодиод на 1 канал
Индикация выходных сигналов	1 светодиод на 1 канал
Габариты (Ш*В*Г), мм	40*125*120
Масса, г	260

Таблица 6 – технические характеристики модуля ввода и вывода аналоговых сигналов SM 331

Технические данные	Значение
Напряжение питания, В	24
Номинальный потребляемый ток, мА	50
Система соединений	20-полосный
Количество аналоговых входов	8
Наличие возможности подключения датчиков по 2-х проводной схеме	есть
Наличие возможности подключения датчиков по 4-х проводной схеме	есть

Продолжение таблицы 6

Испытательное напряжение изоляции, В DC	500
Габариты (Ш*В*Г), мм	40*125*120
Масса, г	200

12.2 Выбор датчиков

12.2.1 Расходомер «Метран 350»

Для измерения расхода нефтепродуктов, отлитых в автоцистерны был выбран расходомер «Метран-350», представлен на рисунке 23. Данный расходомер используется для замеров давления и расхода газа, жидкостей, в системах автоматизированного контроля, а также в система учета. Принцип работы данного расходомера основан на методе переменного перепада давления с использованием усредняющей напорной трубки [16].

ОНТ Annubar 485 выполнен в виде Т-образной формы, данная конструкция в основном применяется для измерения расхода жидкости в трубопроводах с диаметром условного прохода от 50 до 2400 миллиметров.

ОНТ Annubar 485 устанавливается фронтальной частью Т-образного профиля на встречу потоку, рассекая его. В центре фронтальной поверхности профиля располагаются щелевидные пазы, усредняющие скорость потока жидкости передавая давление в камеру P1. По всей тыльной стороне профиля располагаются отверстия, измеряющие давление разряжения (P2). Разность между давлениями на фронтальной части и на тыльной пропорциональна расходу жидкости. Схема установки ОНТ Annubar 485 представлена на рисунке 24.



Рисунок 23 – Расходомер Метран–350

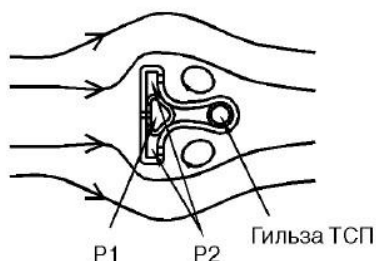


Рисунок 24 – ОНТ Annubar 485

В таблице 7 приведены технические данные расходомера Метран – 350.

Таблица 7 – Технические данные расходомера Метран–350

Технические данные	Значение
Среда измерения	жидкость и газ
Температура измеряемой среды, °С	от минус 40 до 400
Давление в трубопроводе, МПа	до 25
Диаметр условного прохода трубопровода, мм	от 50 до 2400
Выходной сигнал, мА	от 4 до 20
Взрывозащищенное исполнение	1ExdIICT5/T6
Предел погрешности измерений, %	от 0.4 до 1.2

При установке Метран – 350 в месте установки высверливается технологическое отверстие, на месте технологического отверстия приваривается соединительная бобышка, расходомер притягивается к бобышке при помощи шпилек или болтов, далее происходит подключение

расходомера к источнику питания. Все этапы установки расходомера представлены на рисунке 25.

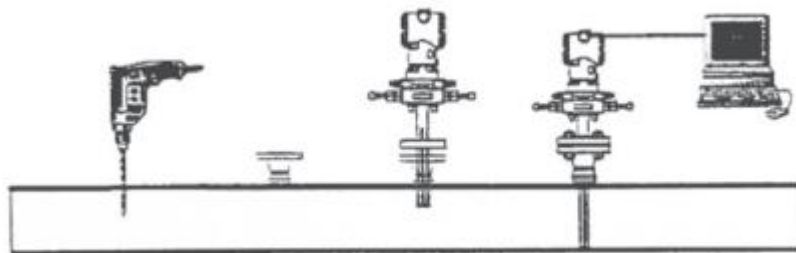


Рисунок 25 – Монтаж расходомера на базе ОНТ Annubar

Схема подключения к блоку питания устройства представлена на рисунке 26.

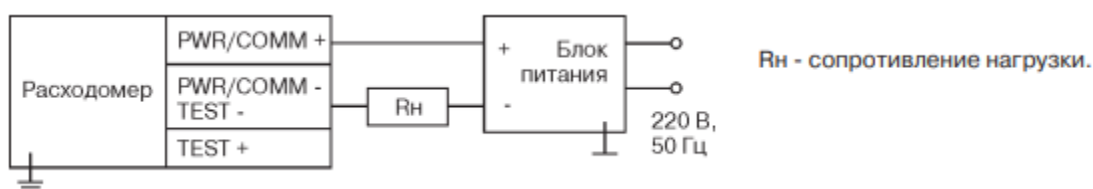


Рисунок 26 – схема подключения к блоку питания

12.2.2 Выбор датчиков давления

Датчик давления устанавливается на выходе насосного агрегата с целью контроля давления в трубопроводе на выходе насосного агрегата. В качестве датчиков давления рассматривались ЭНИ-100, ПД-200 и Элемер-100.

Данные датчики сравнивались по следующим критериям:

- тип измеряемого давления;
- диапазон измерения;
- выходной сигнал;
- погрешность оборудования;
- наличие взрывозащищенного исполнения;
- работа в температурных диапазонах окружающей среды;
- цена датчика.

В таблице 8 представлен технические данные датчиков ЭНИ-100, ПД-200 и Элемер-100 [13], [21].

Таблица 8 – Технические данные датчиков измерения

Наименование датчика	ЭНИ-100	ПД-200	Элемер-100
Тип измеряемого давления	абсолютное, избыточное, дифференциальное, гидростатическое	избыточное, дифференциальное, избыточно-вакуумметрическое	абсолютное, избыточное, дифференциальное, гидростатическое
Диапазон измерений	0,16кПа – 16МПа	1кПа – 7Мпа	2.5кПа – 16 МПа
Выходной сигнал	4-20 мА; HART	4-20 мА; HART	4-20 мА; HART; Modbus RTU
Погрешность измерения, %	±0.075	±0.1	±0.075
Варианты исполнения	общепромышленное, искробезопасная электрическая цепь, взрывонепроницаемая оболочка,	общепромышленное, взрывонепроницаемая оболочка, искробезопасная цепь	общепромышленное, взрывонепроницаемая оболочка, искробезопасная цепь, кислородное

Продолжение таблицы 8

Условия окружающей среды, °С	от минус 40 до 80	от минус 40 до 70	от минус 55 до 70
Цена, руб.	от 14000	от 34000	от 70000

При помощи датчиков из таблицы можно измерять избыточное давление, диапазон измерения датчиков соответствует требуемому. Датчики обладают малой погрешностью измерения, а также имеют входной сигнал подключения диапазоном 4-20 мА и взрывозащищенное исполнение. В связи со всем перечисленным наиболее подходящим является датчик с наименьшей ценовой категорией, в данном случае это датчик ЭНИ-100. Датчик давления ЭНИ-100 представлен на рисунке 27.



Рисунок 27 – датчик давления ЭНИ-100

Принцип работы датчика ЭНИ-100 заключается в том, что под действием давления на камеру сенсора, измерительная мембрана деформируется, в следствии чего меняется сопротивление на тензорезисторах или электрической емкости между металлизированной мембраной. В последующем вырабатывается сигнал напряжения, который в последствии

поступает в электронный модуль сенсор, где он при помощи аналого-цифрового преобразователя преобразуется в цифровой код.

В целях ознакомления был заполнен опросный лист для заказа оборудования, представлен на рисунке 28.



ООО «ИТЭК ББМВ»

Россия, 454112, Челябинск, проспект Победы, 290А
т. (351) 742-44-47, 749-93-60
Отправьте заполненный опросный лист на info@en-i.ru

Опросный лист для выбора датчика давления ЭНИ-100

Информация о заказчике			
Предприятие: ТПУ		Дата заполнения:	
Контактное лицо: Коновалов Е.А.		Тел./факс: +79095310507	
Адрес: Томск		E-mail:	
Опросный лист №	Позиция по проекту:	Количество:	
Параметры датчика			
Эксплуатационное исполнение	<input type="checkbox"/> общепромышленное	ЭНИ-100	
	<input checked="" type="checkbox"/> искробезопасная электрическая цепь	ЭНИ-100-Ex	
	<input checked="" type="checkbox"/> взрывонепроницаемая оболочка	ЭНИ-100-Exd	
	<input type="checkbox"/> комбинированная защита	ЭНИ-100-Exdia	
Модель	Измеряемый параметр	<input type="checkbox"/> абсолютное давление	-ДА
		<input checked="" type="checkbox"/> избыточное давление	-ДИ
		<input type="checkbox"/> разрежение (вакуум)	-ДВ
		<input type="checkbox"/> давление и разрежение	-ДИВ
		<input checked="" type="checkbox"/> разность давлений	-ДД
<input type="checkbox"/> гидростатическое давление	-ДГ		
Измеряемая среда	Код исполнения по материалам		<input type="checkbox"/> 02 <input type="checkbox"/> 06 <input type="checkbox"/> 09 <input checked="" type="checkbox"/> 11
Диапазон измерения	от (по умолчанию «0») до 10МПа		
Рабочее избыточное давление для датчиков -ДД и -ДГ			
Основная приведенная погрешность	<input checked="" type="checkbox"/> 0,1% <input type="checkbox"/> 0,15% <input type="checkbox"/> 0,2% <input type="checkbox"/> 0,25% <input type="checkbox"/> 0,5%		
Температура окружающей среды	<input checked="" type="checkbox"/> от минус 60 °С до плюс 80 °С		
	<input type="checkbox"/> от минус 40 °С до плюс 80 °С		
	<input type="checkbox"/> от минус 10 °С до плюс 70 °С		
	<input type="checkbox"/> от плюс 5 °С до плюс 50 °С		
Параметры электронного преобразователя датчика			
Выходной сигнал с цифровым сигналом на базе HART-протокола	<input checked="" type="checkbox"/> возрастающий: 4-20 мА		
	<input type="checkbox"/> убывающий: 20-4 мА		
	<input type="checkbox"/> корневизвлекающий: 4-20 мА		
	<input type="checkbox"/> без индикаторного устройства		
Индикация	<input checked="" type="checkbox"/> с индикаторным устройством (светодиодная индикация)		
	<input type="checkbox"/> с индикаторным устройством (жидкокристаллическая индикация)		
Электрическое присоединение	<input type="checkbox"/> штексельный разъем 2РМ14		
	<input type="checkbox"/> штексельный разъем 2РМ22		
	<input type="checkbox"/> штексельный разъем Туре А по DIN 43650		
	<input type="checkbox"/> кабельный ввод отсутствует		
	<input type="checkbox"/> кабельный (сальниковый) ввод (никелированная латунь)		
	<input type="checkbox"/> кабельный (сальниковый) ввод (нейлон)		
	<input type="checkbox"/> кабельный ввод, небронированный кабель, одинарное уплотнение		
	<input type="checkbox"/> кабельный ввод под металлорукав РЗ-ЦХ-15, небронированный кабель, одинарное уплотнение		
	<input checked="" type="checkbox"/> кабельный ввод, бронированный кабель, двойное уплотнение		
	Диаметр кабеля		<input type="checkbox"/> от 6 до 12 мм <input checked="" type="checkbox"/> от 6,5 до 14 мм
Номинальный диаметр металлорукава		<input checked="" type="checkbox"/> 15 мм <input type="checkbox"/> 18 мм <input type="checkbox"/> 20 мм	
Параметры монтажа и присоединения датчика к технологическому процессу			
Соединение с технологическим процессом	Фланцевые датчики	Монтажный фланец с резьбой	<input type="checkbox"/> К1/4 <input type="checkbox"/> 1/4NPT <input type="checkbox"/> К1/2 <input type="checkbox"/> 1/2NPT
		<input checked="" type="checkbox"/> Монтажный фланец М20х1,5 с ниппелем Ø14 мм и накидной гайкой М20х1,5 для фиксации ниппеля на фланце	<input type="checkbox"/> наружная <input type="checkbox"/> внутренняя
		<input type="checkbox"/> Монтажный фланец с ниппелем Ø14 мм	<input type="checkbox"/> ниппель из Ст20 <input checked="" type="checkbox"/> ниппель из 12Х18Н10Т <input type="checkbox"/> ниппель из Ст20 <input type="checkbox"/> ниппель из 12Х18Н10Т
		<input type="checkbox"/> Фланец присоединительный для установки датчика -ДГ на стенке резервуара (по ГОСТ 12815 исп. 3, PN = 4 МПа, DN = 80 мм)	
		<input type="checkbox"/> Резьба штуцера	<input type="checkbox"/> наружная <input type="checkbox"/> М20х1,5 <input type="checkbox"/> G1/2 <input type="checkbox"/> внутренняя <input type="checkbox"/> 1/2NPT <input type="checkbox"/> К1/2
Штуцерные датчики	Ниппель Ø14 мм и накидная гайка М20х1,5 (только для кода b20)		<input type="checkbox"/> ниппель из Ст20 <input type="checkbox"/> ниппель из 12Х18Н10
	<input type="checkbox"/> Блок клапанный БКН		
Обозначение по соответствующему разделу каталога			
Установка датчика	<input checked="" type="checkbox"/> Кронштейн СК <input type="checkbox"/> Кронштейн КЗ		
Примечания:			

Рисунок 28 – опросный лист датчика давления

12.2.3 Выбор датчика температуры

Для измерения температуры нефтепродукта был произведен выбор датчика температуры. При выборе датчика температуры рассматривались следующие характеристики:

- диапазон измерения температуры измеряемой среды;
- погрешность измерения температуры;
- тип выходного сигнала;
- тип исполнения датчика температуры;
- работа в температурных диапазонах окружающей среды;
- цена датчика.

В таблице 9 представлены технические данные датчиков температуры ДТМ2, ТЕМП-01 и ДТМ3 [22], [19], [15].

Таблица 9 – Технические характеристики датчиков температуры.

Наименование датчика	ДТМ2	ТЕМП-01	ДТМ3
Диапазон измерения температуры, °С	от минус 45 до 125	от минус 40 до 95	от минус 145 до 125
Погрешность, %	±0.25	±0.5	±0.4
Выходные сигналы	от 4 до 20 мА; HART	от 4 до 20 мА; HART	от 4 до 20 мА
Вариант исполнения	Общепромышленное, искробезопасная цепь, взрывонепроницаемая оболочка	Общепромышленное, искробезопасная цепь, взрывонепроницаемая оболочка, атомное	Общепромышленное, взрывонепроницаемая оболочка

Продолжение таблицы 9

Условия окружающей среды, °С	от минус 45 до 85	от минус 40 до 50	от минус 45 до 85
Количество точек измерения	до 16	до 16	до 16
Цена, руб.	от 95000	от 105000	от 75000

Оценивая результаты таблицы было определено что датчики имеют приблизительно одинаковую погрешность, все датчики обладают выходным сигналом 4-20 мА. Все датчики имеют взрывозащищенное исполнение. Главное отличие датчиков заключается в цене, наиболее подходящим для наших условий выберем датчик ДТМЗ. Датчик ДТМЗ изображен на рисунке 29.



Рисунок 29 – Датчик температуры ДТМЗ

Датчик температуры многоточечный предназначен для измерения температуры в нескольких точках, на различной высоте заполнения резервуара. Для измерения температуры в устройстве используются платиновые термометры сопротивления. Датчик температуры устанавливается на специальную втулку, которая входит в комплект поставки или же на соединительный фланец.

12.2.4 Выбор уровнемера

При приеме, хранении, а также отпуске НП необходимо вести учет количества нефтепродуктов в резервуарах. При выборе уровнемеров рассматривались три уровнемера:

- Титан – 270У;
- ДУУ2М;
- УР-211.

Уровнемер выбирался по таким критериям, как:

- среда измерения уровня;
- диапазон измерения уровня нефтепродуктов;
- тип выходного сигнала;
- работа в температурных диапазонах окружающей среды;
- цена датчика.

В таблице 10 представлены технические характеристики уровнемеров Титан – 270У, ДУУ2М, УР-211 [14], [20].

Таблица 10 – Технические характеристики датчиков замера уровня

Наименование датчика	Титан – 270У	ДУУ2М	УР-211
Измеряемая среда	нефть, масла, воды, эмульсии	нефтепродукты, эмульсия, подтоварная вода	нефтепродукты, эмульсия
Диапазон измерений, м.	от 0.5 до 20	от 4 до 20	от 0 до 15
Предел допускаемой погрешности, %	0.15	0.1	4

Продолжение таблицы 10

Выходной сигнал	от 4 до 20 мА, HART® RS-485/Modbus RTU	от 4 до 20 мА	от 4 до 20 мА
Условия окружающей среды, °С	от -40 до +85	от -45 до +75	от -50 до +50
Степень защиты от пыли и воды	IP67	IP68	IP67
Цена, руб.	79900	75000	85000

Наиболее подходящим датчиком для установки на резервуар вертикальный стальной является «Титан – 270У», так как данный прибор подходит по диапазону измерения уровня, а также обладает удовлетворительной для замеров погрешностью измерения. Уровнемер «Титан – 270У» представлен на рисунке 30.



Рисунок 30 – Датчик уровня «Титан-270У»

«Титан – 270У» является ультразвуковым расходомером, компактного размера, разработанный для непрерывных бесконтактных измерений уровня жидкости в резервуарах.

12.2.5 Выбор блока управления задвижками

Для управления состоянием задвижек на резервуарах необходим блок управления. В качестве блока управления рассматривались такие блоки управления, как: «ГЗ-ВА.150КС», «ГЗ-ВВ.600КС» и «ГЗ-ВБ.200КС» [17].

Блоки управления имеют взрывозащищенное исполнение, изделия имеют разную стоимость, а также разную величину крутящего момента. Стоимость изделия прямо пропорциональна величине крутящего момента. В нашем случае выберем блок управления задвижками ГЗ-ВА.150КС. Так как величины крутящего момента вполне достаточно для выполнения поставленных задач, а стоимость в несколько раз меньше чем у блока управления ГЗ-ВВ.600КС с большей величиной крутящего момента. Блок управления задвижкой «ГЗ-ВА.150КС» представлен на рисунке 31.



Рисунок 31 – Блок управления задвижкой «ГЗ-ВА.150КС»

12.2.6 Выбор закладных конструкций

Для монтажа датчиков необходимо использовать закладные конструкции. В качестве закладных конструкций используются приварные штуцеры от компании ООО «РОСТОВСКИЙ ЦЕНТР КОМПЛЕКТАЦИЙ», данный закладные конструкции обладают низким ценовым сегментом. Изделия изготавливаются под необходимые размеры. Схема штуцера представлена на рисунке 32.

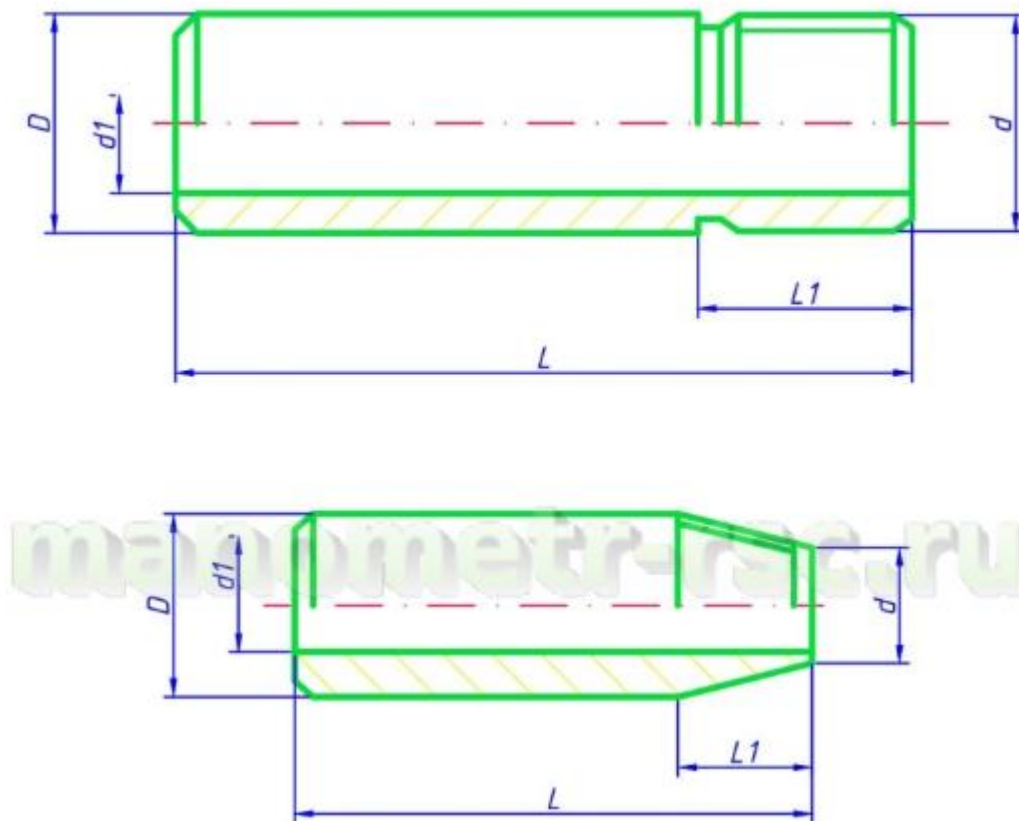


Рисунок 32 – Схема приварных штуцеров

12.3 Выбор модулей MES системы

Схема модулей MES-системы изображена на рисунке 8.9. Для реализации MES-системы были выбраны следующие модули ИКСУ:

DCA – Сбор и хранение данных

Функции сбора и хранения предназначены для создания информационного обеспечения системы. Требования к DCA определяются функциями системы. Для обеспечения надежности системы в целом в системе выполняется проверка на достоверность поступающей информации по косвенным и дублирующим параметрам.

DPU – Диспетчеризация производства

Подсистема диспетчеризации предназначена для эффективного взаимодействия пользователей системы, осуществляющей ранжирование и адресную передачу данных и сообщений, с учетом профессиональной принадлежности и административной подчиненности пользователя системы.

РА – Анализ производительности

Подсистема анализа производительности (РА) предназначена для автоматического мониторинга и анализа хода выполнения плановых заданий и отклонений при выпуске продукции. Подсистема РА используется для корректировки технологического режима с целью приведения производства продукции в соответствие с плановыми заданиями. РА оценивает эффективность 3 основных активов: процессов, персонала и оборудования.

PM – Управление производственным процессом

Основное назначение модуля – контроль технологического режима на соответствие НТР и заданным значениям. Модуль использует модели производства, имеющие 5 состояний процесса и 10 уровней важности в событийной модели управления. PM охватывает не только нормальный технологический режим, но пусковые и остановочные процессы цеха, предприятия.

ODS – Оперативное/Детальное планирование

Модуль предназначен для оперативного планирования выпуска продукции. Подсистема позволяет оптимизировать производство продукции по заданным критериям – таким как минимальные энергетические и материальные затраты на производство продукции, минимальные штрафы от покупателей и т.д.

PTG – Отслеживание истории продукта

Модуль PTG предназначен для мониторинга перемещения и транспортировок сырья. Модуль позволяет в автоматическом режиме отслеживать перемещения, обработки, и вместе с другими модулями, корректировать операции и технологические режимы, с целью получения конечного продукта заданного качества.

LM – Управление персоналом

Модуль LM создает в системе иерархическую модель персонала предприятия, с формированием зон ответственности и подчиненности по

каждому сотруднику. По каждому рабочему месту (АРМу) формируются электронные рабочие журналы по зоне ответственности сотрудника.

QM – Управление качеством продукции

Модуль QM предназначен для комплексного контроля качества выпускаемой продукции. Контроль качества продукции выполняется одновременно по 3 составляющим:

1. контроль качества ведения технологического режима по параметрам, влияющим на качество продукции;
2. контроль качества по имеющимся автоматическим анализаторам, если таковые имеются на производстве;
3. контроль качества по анализам лабораторий.

RAS – Контроль состояния ресурсов

Модуль предназначен для контроля состояния технологического оборудования. Мониторинг состояния оборудования позволяет своевременно определить зарождение проблемы в оборудовании, ее развитие и обеспечивает прогнозирование поведения дефекта.

MM – Управление техобслуживанием и ремонтом

Полученная в модуле RAS информация о дефектах поступает в модуль управления техническим обслуживанием. Использование RAS и MM модулей позволяет осуществить переход на обслуживание по состоянию что позволяет, при тех же затратах, улучшить состояние оборудования, улучшить производительность цехов и производств, уменьшить потери от поломок и простоев.

DOC – Управление документами

Подсистема документооборота позволяет организовать и обеспечить функционирование электронных журналов, рапортов, передачи данных и сообщений конкретным адресатам, других материалов и документов предприятия.

PRM – Объектная модель предприятия

Модуль позволяет создать объектную модель предприятия, установить связи и соотношения. Модуль является необходимым и основным для других функциональных модулей системы. Модуль позволяет получить и поддерживать в актуальном состоянии, доступный из любого АРМа альбом технологических схем (формат А3), динамически отображать состояние происходящих процессов на предприятии.

ERP – Модуль приема/передачи данных

Модуль предназначен для обмена данными с вышестоящими системами. Он является необходимым элементом для интеграции систем разного уровня и различного назначения.

МС WWW. – Портал системы

Модуль является интернет порталом системы и предназначен для взаимодействия ПО и пользователей системы.

Модуль является необходимым элементом НМІ (человеко-машинного интерфейса).

Структура моделей ИКСУ представлена в приложении Е.

13 Социальная ответственность

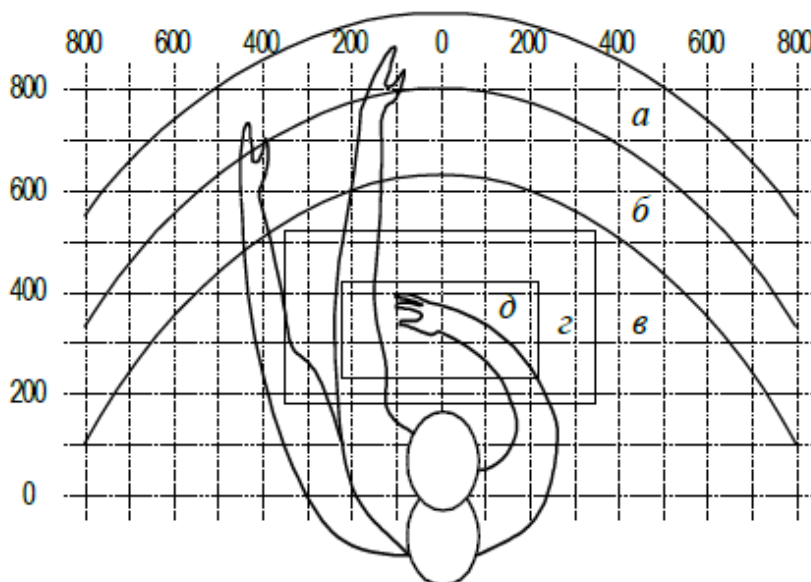
В магистерской диссертации рассматривается разработка автоматизированной системы управления технологическим процессом резервуарного парка перевалочной нефтебазы. Задачей оператора АСУ является контроль над параметрами технологического процесса, управление и принятие решений в случае возникновения нештатных ситуаций.

Автоматизация технологических процессов и производств позволяет осуществлять работу приема, хранения и налива нефтепродуктов без непосредственного участия обслуживающего персонала. Задачи оператора АСУ включают контроль параметров процесса налива НП и принятие решений в случае возникновения аварийных ситуаций. Большая часть работы оператора АСУ производится в офисе с использованием компьютера, поэтому важными факторами являются микроклимат помещения, освещение, шум, а также напряжение в электрических цепях.

Рабочая зона представляет собой операторскую комнату (офис) в которой оператор работает за персональным компьютером. Область применения технологий – нефтегазовая сфера или нефтехранилища.

13.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

13.1.1 Эргономические требования к рабочему месту оператора АСУ



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

Рисунок 33 – Эргономические требования к рабочему месту оператора АСУ

Оптимальное размещение предметов труда и документации в зонах досягаемости согласно:

- дисплей размещается в зоне «а» (в центре);
- системный блок размещается в предусмотренной нише стола;
- клавиатура в зоне «г/д»;
- документация необходимая при работе – в зоне легкой досягаемости ладони – «б», а в выдвижных ящиках стола редко используемая литература. [21]

13.1.2 Особенности законодательного регулирования проектных решений

Согласно трудовому кодексу Российской Федерации от 30.12.2001 N 197–ФЗ в условиях непрерывного производства нет возможности использовать режим рабочего времени по пяти– или шестидневной рабочей неделе. По этой причине применяются графики сменности, обеспечивающие непрерывное обслуживание производственного процесса, работу персонала сменами постоянной продолжительности, регулярные выходные дни для каждой бригады, постоянный состав бригад и переход из одной смены в другую после дня отдыха по графику. В офисе применяется четырехбригадный график сменности. При этом ежесуточно работают три бригады, каждая в своей смене, а одна бригада отдыхает. При составлении графиков сменности учитывается положение ст. 110 ТК [22] о предоставлении работникам еженедельного непрерывного отдыха продолжительностью не менее 42 часов.

13.2 Производственная безопасность

При выборе вредных и опасных факторов использовался ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». Перечень вредных и опасных факторов, характерных для работы оператора перевалочной нефтебазы представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Вредные и опасные факторы при работе оператора АСУ ТП

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Вредные факторы	
Отклонение показателей микроклимата.	СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» [23]

Продолжение таблицы 11

Недостаточная освещенность рабочей зоны.	СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение»[24]
Превышение уровня шума.	СП 51.13330.2011 «Защита от шума»[25]
Опасные факторы	
Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека	ГОСТ 12.1.038-82 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»[26]

13.3 Анализ вредных факторов

13.3.1 Отклонение показателей микроклимата

Высокая производительность и комфортность труда на рабочем месте товарного оператора на нефтебазе зависит от микроклимата в производственном помещении.

По степени физической тяжести работа товарного оператора на нефтебазе относится к категории Ib «Работы, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся физическим напряжением». [23]

В помещении должны быть обеспечены оптимальные параметры микроклимата, которые установлены по критериям оптимального теплового и функционального состояния человека.

В соответствии с временем года и категорией тяжести работ определены оптимальные значения показателей микроклимата согласно требованиям, СанПиН 1.2.3685-21 и приведены в таблице 12, допустимые значения показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений приведены в таблице 13.

Таблица 12 – Оптимальные значения показателей микроклимата на рабочих местах по СанПиН 1.2.3685-21

Период года	Температура воздуха, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	от 20 до 23,5	от 15 до 75	0,1
Теплый	от 21 до 26	от 15 до 75	от 0,1 до 0,3

Таблица 13 – Допустимые значения показателей микроклимата на рабочих местах по СанПиН 1.2.3685-21

Период года	Температура воздуха, °С		Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
	Диапазон ниже оптимальных величин	Диапазон выше оптимальных величин		Диапазон ниже оптимальных величин	Диапазон выше оптимальных величин
Холодный	от 19,0 до 20,9 включ.	от 23,1 до 24,0 включ.	от 15 до 75 включ.	0,1	0,1
Теплый	от 20,0 до 21,9 включ.	от 24,1 до 28,0 включ.	от 15 до 75 включ.	0,1	0,3

В соответствии с характеристикой помещения определен расход свежего воздуха согласно СанПиН 1.2.3685-21 и приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Расход свежего воздуха по СанПиН 1.2.3685-21

Характеристика помещения	Объемный расход подаваемого в помещение свежего воздуха, м ³ /на одного человека
Объем до 20 м ³ на человека	Не менее 30
20...40 м ³ на человека	Не менее 20
Более 40 м ³ на человека	Естественная вентиляция

13.3.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточное освещение рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление и способствует развитию близорукости.

Излишне яркий свет слепит, снижает зрительные функции, приводит к перевозбуждению нервной системы, уменьшает работоспособность, нарушает механизм сумеречного зрения. Воздействие чрезмерной яркости может вызывать фотоожоги глаз и кожи, катаракты и другие нарушения.

Для обеспечения рационального освещения (отвечающего техническим и санитарно-гигиеническим нормам) необходимо правильно подобрать светильники в сочетании с естественным светом. Поддерживать чистоту оконных стекол и поверхностей светильников. [24]

Рабочая зона или рабочее место товарного оператора на нефтебазе освещается таким образом, чтобы можно было отчетливо видеть процесс работы, не напрягая зрения, а также исключается прямое попадание лучей источника света в глаза.

Уровень необходимого освещения определяется степенью точности зрительных работ. Наименьший размер объекта различения составляет 0.5 - 1 мм. В помещении присутствует естественное освещение. По нормам освещенности СП 52.13330.2016 и отраслевым нормам, работа за ПК относится к зрительным работам высокой точности для любого типа помещений. Требование к освещению в помещениях приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Требования к освещению в помещениях по СП 52.13330.2016

Характеристика зрительной	Наименьший или эквивалентный	Разряд	Подразряд зрительной	Относительная продолжительность зрительной	Искусственное освещение				Естественное освещение
					Освещенность на	Цилиндрический	Объемный	Коэффициент пульса	КЕО ен,%, при

Продолжение таблицы 15

									верхнем или комбинированном	боковом
Высокой точности	От 0,3 до 0,5	Б	1	Не менее 70	400	100*	19 18*	15	3,0	1,0
			2	Менее 70	300	75*	22 18**	20 15***	2,5	0,7

Требования к освещению на рабочих местах, оборудованных ПК, представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Требования к освещению на рабочих местах с ПК

Освещенность на рабочем столе, лк	от 300 до 500
Освещенность на экране ПК, лк	не выше 150
Блики на экране, кд/м ²	не выше 40
Прямая блескость источника света, кд/м ²	200
Показатель ослепленности	не более 20
Показатель дискомфорта	не более 15
Отношение яркости:	
между рабочими поверхностями	3:1-5:1
между поверхностями стен и оборудования	10:1
Коэффициент пульсации, %	не более 5%

13.3.3 Повышенный уровень шума

В настоящее время защита человека от шума стала одной из актуальных проблем. Это является следствием возрастания интенсивности

шума в результате внедрения в промышленность новых технологических процессов, роста мощности оборудования и машин.

Производственный шум представляет собой профессиональную вредность, если его интенсивность превышает определенный уровень.

Допустимым уровнем звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте следует принимать данные из таблицы 17.

Таблица 17 – Допустимые уровни звукового давления по СП 51.13330.2011[25]

Помещение и рабочие места	Уровень звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц					Уровень звука, дБА
	63	125	250	500	1000	
Помещение управления, рабочие комнаты	79	70	68	55	50	60

При выполнении работ за АРМ оператора допустимый уровень звукового давления согласно СП 51.13330.2011 равен 60 дБА.

В качестве мер по снижению шума, воздействующего на человека, используется комплекс средств коллективной защиты, который включает: рациональную планировку технологического оборудования, акустическую обработку помещения и установку защитных экранов.

13.4 Анализ опасных факторов

13.4.1 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека

Работа товарного оператора на нефтебазе связана с частым взаимодействием с ПК. Следовательно, существует опасность поражения работника электрическим током.

Рассматриваемое помещение определяется как помещение без повышенной опасности согласно ГОСТ 12.1.038-82. Так как приборы, работающие в помещении, питаются от сети напряжением 220 В и частотой 50 Гц, необходимо предусмотреть случаи случайного прикосновения к токоведущим частям и способы защиты от последствий таких действий [27]:

- наличие защитных ограждений или оболочек;
- безопасное расположение токоведущих частей и их изоляция
- изоляция рабочего места;
- защитное отключение;
- предупредительная сигнализация, блокировка, знаки безопасности;
- заземление корпусов устройств.

Перед началом работы необходимо убедиться, что выключатели и розетка закреплены и не имеют оголённых токоведущих частей. Перед приемом на работу очередного сотрудника необходимо проводить инструктаж по электробезопасности. Также стоит предусмотреть проведение инструктажа при смене условий работы, при обновлении техники и плановый инструктаж.

13.5 Экологическая безопасность

Основными вредностями для атмосферы, водоемов и почвы являются нефтепродукты, находящиеся в обращении на территории нефтебазы.

13.5.1 Воздействие на литосферу

Загрязнители попадают в почву со сточными водами или в результате пролива нефтепродуктов. В РФ предельно допустимые концентрации установлены только по бензолу, кумолу, толуолу, стиролу и ксилолу и равняется 0,3мг/кг. Суммарный ПДК для нефтепродуктов официально не определен, каждый регион устанавливает суммарный ПДК самостоятельно. Это связано с тем, что на отдельных территориях нефть или ее элементы содержатся в почве как природный компонент и образует естественный фон. [32]

Для оценки содержания нефти и нефтепродуктов в почве принята классификация показателей уровня загрязнения:

- менее 1000 мг/кг – допустимый;
- 1000-2000 мг/кг – низкий;
- 2000-3000 мг/кг – средний;
- 3000-5000 мг/кг – высокий;
- более 5000 мг/кг – очень высокий.

При большой концентрации вредных веществ территория становится непригодной для сельскохозяйственных работ. Если пострадали грунтовые воды, то прекращается водохозяйственная деятельность.

Время реанимации почв достигает 25 лет при концентрации отходов 12 л на квадрат. Временной интервал зависит от типа основания и погодных условий. Для разных почв процесс реанимации проходит по-разному. Зависит он и от глубины проникновения продуктов в основание:

- до 10 см – слабое загрязнение;
- свыше 25 см сильная загрязненность.

Особенно подвержены быстрому впитыванию песчаные и супесчаные грунты. Распад соединений происходит в три этапа:

- разрушение легко фракционных углеводородов. Дегградация нормальных алканов происходит в первый месяц;
- распад низкомолекулярных соединений под воздействием микроорганизмов. К соединениям относятся нафтены, тетраароматические углеводороды;
- утилизация смол с высокой молекулярной массой.

13.5.2 Воздействие на гидросферу

В результате деятельности нефтебаз происходит загрязнение:

- грунтовых вод;
- воды морей, рек, океанов;

- атмосферной воды.

В окружающую среду попадает более 40 000 веществ. Некоторые из них способны растворяться в воде, что приводит к гибели микроорганизмов, мальков, рыбы, фауны. При различной концентрации мг/дм³ в воде наблюдается:

Гибель икры и молодняка при концентрации 0,1;

Исчезновение планктона если степень загрязнения превышает 1;

При концентрации от 10 до 15 гибнет взрослая рыба.

Особую опасность представляют продукты очистки резервуаров. В них содержится шлам, концентрированные нефтепродукты, моющие составы. Последние содержат в себе соли и кислоты.

Исключить вредоносные факторы помогают очистные сооружения для нефтебаз. Они имеют различное назначение и служат для улавливания и нейтрализации различных соединений. Принцип работы основан на осаждении, растворении, расщеплении многокомпонентных составов до безопасных составляющих.

13.5.3 Воздействие на атмосферу

Выбросы вредных соединений в атмосферу бывают двух видов:

- неорганизованные. К ним относятся: испарения с открытых отстойников, люков; сбросы перегруженности факела; утечки со щелей и неплотностей оборудования; испарения при переливании.
- организованные. В их роли выступают выбросы: дымовых труб, факела, вентиляционных систем.

При втором виде выбросов возможен их контроль за счет применения очистных сооружений в виде фильтров, факелов и других технологий. В первом варианте контроль не всегда возможен. Утечка зависит от массы вещества, скорости работ в случае отпуска или приема нефтепродуктов и температуры воздуха в момент испарения. Зависимость удельной величины

испарения нефтепродуктов от температуры и времени представлено в таблице 18.

Таблица 18 – Зависимость удельной величины испарения нефтепродуктов от температуры и времени

Слой нефти, м	Испарение за 24 часа			Испарение за 120 часов			Испарение за 240 часов		
	5°С	10°С	30°С	5°С	10°С	30°С	5°С	10°С	30°С
0,01	0,3	0,9	5,7	1,0	4,9	6,5	1,3	6,2	6,6
0,05	0,8	2,4	9,4	2,7	8,0	10,9	3,8	10,4	11,1
0,1	1,1	3,6	15,4	4,0	12,8	18,3	6,0	17,4	18,8
0,5	2,7	9,3	29,3	10,4	23,6	36,3	16,4	34,0	37,4
1,0	3,8	13,7	47,6	15,5	37,3	60,8	25,0	56,3	63,0

Для предотвращения влияния нефтепродуктов предусмотрены следующие мероприятия:

- герметизированная система перемещения нефтепродуктов на нефтебазе;
- на случай превышения давления в системе технологических трубопроводов избыток нефтепродуктов через предохранительные клапаны направляются в дренажные емкости;
- на случай ремонта, и ревизии оборудования сброс остатков нефтепродуктов предусматривается в подземную канализационную емкость с погружными насосами;
- для локализации всех утечек площадка вокруг резервуарный парк имеет обвалование высотой 1 м, шириной по верху - 1 м.

Для защиты водоемов от загрязнения помимо вышеуказанных мероприятий необходимо:

- содержать территорию в удовлетворительном состоянии;

- не допускать пролива нефтепродуктов, масел и других загрязняющих веществ на неканализованных площадках;
- хранить отходы в специально отведенных местах, исключающих загрязнение почвы, своевременно вывозить отходы.

При обустройстве временных бытовых и вспомогательных помещений запрещается загрязнение почвы отходами производства, равно, как и хозяйственно - бытовыми отходами. Отходы складываются в герметические емкости и вывозить в ближайшие пункты санкционированного приема БТО.

Мероприятия по охране воздушного бассейна особенно при неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ) носят в основном организационно-технический характер:

- усиление контроля за точным соблюдением технологического регламента производства;
- запрет на ремонтные работы, связанные с повышенным выделением загрязняющих веществ;
- герметизация и максимальное уплотнение стыков и соединений в технологическом оборудовании для предотвращения выделения вредных веществ;
- запрет на сжигание любых отходов и мусора;
- запрет на использование открытого огня.

Требования по обеспечению безопасной эксплуатации опасных производственных объектов складов нефти и нефтепродуктов прописаны в приказе №529 от 15.12.2020. [28]

13.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Во всех производственных помещениях нефтебазы существует вероятность возникновения пожароопасной ситуации.

Технологическая площадка резервуарного парка нефтебазы тушится с помощью пожарных гидрантов, установленных на противопожарном кольце. Необходимый запас пожарных рукавов, пожарных колонок хранится в складе

хранения пожарного инвентаря, расположенном на территории нефтебазы. Запас пенообразователя согласно утвержденным нормам хранится в резервуаре хранения пенообразователя $V=8\text{м}^3$. Тушение аварийного РВС предусмотрено с помощью пожарной водонасосной. Расход воды на наружное пожаротушение определен из расчета тушения и охлаждения аварийного резервуара РВС-1000 и составляет 15 л/с. При окружности резервуара 10 метров расход воды составляет – 187 м³. Необходимый запас воды для приготовления раствора пенообразователя на 45 минут тушения – 20 м³.

Для тушения пожара на объекте предусмотрен комплекс мероприятий и средств пожаротушения.

Система пожаротушения состоит из системы пожаротушения:

- пеной;
- водой.

Система пожаротушения пеной включает:

- генераторы пены;
- соединительные головки за обвалованием для присоединения пожарной техники;
- индивидуальные пенопроводы на отдельные объекты;
- пульт управления и мнемосхему в операторной с системой извещателей в очаге огня.

Здания, сооружения и наружные установки оснащены первичными средствами пожаротушения. Количество и тип огнетушителей выбран в соответствии с категорией здания по взрывопожарной опасности, предельно защищаемой площади и классу пожара. Для оснащения противопожарным инвентарем на территории объекта установлены пожарные щиты. Комплектация противопожарным инвентарем, выполнена согласно норм оснащения пожарных щитов типа ЩП-В.

На объекте принята централизованная структура контроля за установками автоматической пожарной сигнализации, из помещения операторной.

Также к чрезвычайным ситуациям на территории нефтебазы относятся:

- пролив нефтепродуктов при заправке АЦ на площадке налива;
- пролив нефтепродуктов при сливе ВЦ.

Все действия по организации мероприятий по устранению пролива НП описываются в «Правилах организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации». [30]

В случае пролива нефтепродукта (до 10 л при заправке транспортных средств и до 50 л при сливе ВЦ) следует:

- при проливе во время заправки транспортных средств прекратить отпуск;
- при проливе во время слива нефтепродукта из ВЦ принять меры к тому, чтобы донный клапан в отсеке ВЦ был немедленно закрыт;
- не допускать появления источников зажигания в зоне возможного распространения паров нефтепродукта;
- собрать пролитый нефтепродукт при помощи песка или другого сорбента начиная от границы пролива, чтобы предотвратить увеличение площади топливного пятна и попадание нефтепродукта в ливнестоки;
- собрать грязный песок и поместить его в емкость для временного накопления.

В случае пролива нефтепродукта необходимо действовать в соответствии с утвержденным планом локализации и ликвидации аварий и пожаров на нефтебазе, в том числе:

- остановить отпуск нефтепродуктов и закрыть нефтебазу;

- прекратить доступ на территорию нефтебазы, эвакуировать находящихся на территории нефтебазы людей;
- обесточить площадку на которой произошла авария;
- не допускать источников возможного возгорания, удалить из зоны, граничащей с проливом нефтепродукта, легковоспламеняющиеся предметы;
- срочно засыпать место пролива песком (сорбентом), чтобы предотвратить дальнейшее распространение нефтепродукта по территории;
- не допускать стекания нефтепродукта в канализационные решетки, создавая преграды из песка;
- держать в готовности первичные средства пожаротушения;
- предупредить водителей транспортных средств, находящихся на территории нефтебазы, о недопустимости включения моторов на расстоянии ближе 20 м от пролива нефтепродукта. Если это возможно и безопасно, совместно с водителями вручную отогнать транспортные средства за пределы этой зоны;
- в случае угрозы возгорания разлитых нефтепродуктов сообщить в службу МЧС.

Работа нефтебазы возобновляется только после того, как последствия пролива будут полностью ликвидированы, а в случае, если пролив был связан с выходом из строя технологического оборудования на нефтебазе - только после устранения причин пролива.

Вывод по разделу социальная ответственность

В данном разделе были рассмотрены и проанализированы вопросы которые обуславливают социальную ответственность:

Выявлено что по степени физической тяжести работа товарного оператора на нефтебазе относится к категории Ib «Работы, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся физическим

напряжением». В соответствии со степенью тяжести работ были определены допустимые значения показателей микроклимата на рабочем месте оператора.

В категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности согласно СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» нефтебаза относится к категории «Б взрывопожароопасность», так как на территории нефтебазы находятся легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С.

По оказанию негативного воздействия на окружающую среду нефтебаза относится ко II категории так как является объектом по сливу и наливу нефтепродуктов на сливноналивных железнодорожных путях.

14 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью данного раздела является определение сравнительной эффективности научно-исследовательского проекта.

Достижение цели обеспечивается решением задач: провести предпроектный анализ; определить возможные альтернативы проведения научных исследований; оценить проведение научного исследования с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

14.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследований являются широкий круг коммерческих организаций в нефтяной отрасли, в частности нефтеперерабатывающие заводы, предприятия, имеющие резервуарные парки, предназначенный для хранения, отгрузки и приема нефти и нефтепродуктов.

Цифрами обозначены компании конкуренты, которые заняли определенные сегменты рынка представлены в таблице 19: «1» - АО «Промприбор», «2» - АО «АК ОЗНА», «3» - ЗАО «ЭлеСи».

Таблица 19 – Карта сегментирования рынка

		Направление деятельности			
		Проектирование строительства	Выполнение проектов строительства	Разработка АСУ ТП	Внедрение SCADA систем
Размер компании	Крупные	1, 2, 3	1, 2	2, 3	3
	Средние	1, 2, 3	1, 2	3	3
	Мелкие	1, 2, 3	1	3	3

Исходя из карты сегментирования, можно выбрать следующие сегменты рынка: разработка автоматизированной системы управления

технологическим процессом, а также внедрение SCADA-систем для средних и мелких компаний.

14.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений проводится с помощью оценочной карты для сравнения конкурентных технических решений, представленной в таблице 20. Для оценки эффективности научной разработки проводится сравнение проектируемой системы АСУ ТП, существующая система управления резервуарным парком перевалочной нефтебазы, а также проект АСУ ТП сторонней компанией.

Таблица 20 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес	Баллы			Конкурентоспособность		
		Разрабатываемая АСУ ТП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией	Разрабатываемая АСУ ТП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение производительности	0,1	5	3	5	0,5	0,3	0,5
Удобство в эксплуатации	0,08	4	4	4	0,32	0,32	0,32
Устойчивость	0,08	4	4	4	0,32	0,32	0,32
Энергоэкономичность	0,05	1	3	2	0,05	0,15	0,1
Надежность	0,1	5	3	5	0,5	0,3	0,5
Безопасность	0,05	5	4	5	0,25	0,2	0,25
Простота эксплуатации	0,08	4	4	3	0,32	0,32	0,24
Экономические критерии оценки ресурсоэффективности							
Конкурентоспособность	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
Уровень проникновения на рынок	0,05	4	3	4	0,2	0,15	0,2
Цена	0,2	4	3	2	0,8	0,6	0,4
Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	2	5	0,5	0,2	0,5
Условия проникновения на рынок	0,06	4	3	5	0,24	0,18	0,3
Итого	1	50	40	47	4,2	3,24	3,83

Исходя из оценочной карты можно заметить, что проект является конкурентоспособным. Уязвимость конкурентов объясняется наличием таких причин, как высокая стоимость и простота эксплуатации.

14.3 FAST – анализ

Проведение FAST-анализа представляет собой выполнение шести стадий.

Стадия 1. Выбор объекта FAST-анализа. Объектом исследования является автоматизация резервуарного парка перевалочной нефтебазы. Автоматизация резервуарного парка представляет собой установку измерительных устройств, исполнительных механизмов, а также контроллерного оборудования.

Стадия 2. Описание главной, основных и вспомогательных функций, выполняемых объектом. Все функции объекта исследования представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Классификация функций, выполняемых объектом исследования

Наименование детали (узла, процесса)	Количество деталей на узел	Выполняемая функция	Ранг функции		
			Главная	Основная	Вспомогательная
Электрозадвижка на приеме резервуара	9	Перенаправление потока нефтепродукта при приеме в РВС	X		
Электрозадвижка на отпуске резервуара	9	Перенаправление потока нефтепродукта при приеме в РВС	X		
Уровнемер РВС	9	Контроль параметров нефтепродукта		X	
Датчик температуры РВС	9	Контроль параметров нефтепродукта		X	
Датчик давления	2	Контроль параметров нефтепродукта		X	
Задвижка на приеме резервуара	9	При выходе из строя электрозадвижки обеспечивает перенаправление потока нефтепродукта при приеме в РВС			X

Продолжение таблицы 21

Задвижка на отпуске резервуара	9	При выходе из строя электрозадвижки обеспечивает перенаправление потока нефтепродукта при приеме в РВС			X
--------------------------------	---	--	--	--	---

Стадия 3. Определение значимости выполняемых функций объектом.

Для оценки значимости функций используется метод расстановки приоритетов, предложенный Блумбергом В.А. и Глуценко В.Ф. Основанием этого метода является расчетно-экспертное определение значимости каждой функции. На первом этапе построена матрица смежности функций, которая представлена в таблице 22. Условные обозначения в таблице 22: «<» - менее значимая, «=» - одинаковые функции по значимости, «>» - более значимая.

Таблица 22 – Матрица смежности

	Функция 1	Функция 2	Функция 3	Функция 4	Функция 5	Функция 6	Функция 7
Функция 1	=	=	>	>	>	>	>
Функция 2	=	=	>	>	>	>	>
Функция 3	<	<	=	=	=	>	>
Функция 4	<	<	=	=	=	>	>
Функция 5	<	<	=	=	=	>	>
Функция 6	<	<	<	<	<	=	=
Функция 7	<	<	<	<	<	=	=

Второй этап демонстрирует изменение матрицы смежности в матрицу количественных соотношений функций (таблица 15.5). Условные обозначения таблицы 23: 0,5 при «<», 1,5 при «>», 1 при «=».

Таблица 23 – Матрица количественных соотношений функций

	Функция 1	Функция 2	Функция 3	Функция 4	Функция 5	Функция 6	Функция 7	Итого
Функция 1	1	1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	9,5

Продолжение таблицы 23

Функция 2	1	1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	9,5
Функция 3	0,5	0,5	1	1	1	1,5	1,5	7
Функция 4	0,5	0,5	1	1	1	1,5	1,5	7
Функция 5	0,5	0,5	1	1	1	1,5	1,5	7
Функция 6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1	1	4,5
Функция 7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1	1	4,5
								$\sum = 40$

Относительная значимость каждой функции определяется делением балла, полученного по каждой функции, на общую сумму баллов по всем функциям. Относительная значимость для функции 1 и 2 равна 0,2375; для функций 3, 4, 5 равна 0,175; для функции 6 и 7 равна 0,1125.

Стадия 4. Анализ стоимости функций, выполняемых объектом исследования.

Цель стадии 4 – применение специальных методов для расчета уровня затрат на выполнение всех функций с применением нормативного метода. Расчет стоимости функций приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Определение стоимости функций, выполняемых объектом исследования

Наименование детали (узла, процесса)	Количество деталей на узел	Выполняемая функция	Затраты на датчики и приборы, руб	Затраты на обслуживание датчиков и приборов, руб
Электроздвижка на приеме резервуара	9	Перенаправление потока нефтепродукта при приеме в РВС	133500	5000
Электроздвижка на отпуске резервуара	9	Перенаправление потока нефтепродукта при приеме в РВС	133500	5000
Уровнемер РВС	9	Контроль параметров нефтепродукта	79900	20000
Датчик температуры РВС	9	Контроль параметров нефтепродукта	75000	20000

Продолжение таблицы 24

Датчик давления	2	Контроль параметров нефтепродукта	14000	10000
Задвижка на приеме резервуара	9	При выходе из строя электрозадвижки обеспечивает перенаправление потока нефтепродукта при приеме в РВС	41000	2000
Задвижка на отпуске резервуара	9	При выходе из строя электрозадвижки обеспечивает перенаправление потока нефтепродукта при отпуске с РВС	41000	2000

Стадия 5. Построение функционально-стоимостной диаграммы объекта и ее анализ.

Сведения об объекте исследования представлены на функционально-стоимостной диаграмме (Рисунок 34).

Функция 6 показывает дисбаланс между важностью и затратами на них. Эта функция требует провести работы для ликвидации данных диспропорций.

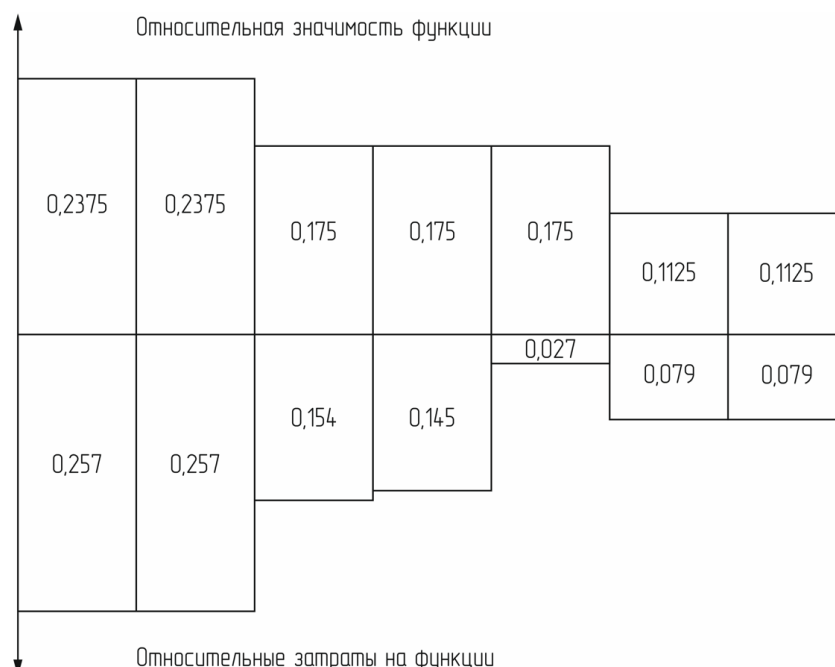


Рисунок 34 – Функционально-стоимостная диаграмма

Для функции 6 и 7 – задвижки на прием и отпуск нефтепродуктов следует провести оптимизацию. Данная функция является вспомогательной, и

в системе функционирует только в аварийном режиме работы для перенаправления нефтепродуктов, поэтому она является обязательной. Для уменьшения затрат на функцию 6 и 7 следует принять меры оптимизации, связанные с повышением параметров надежности, чтобы снизить средства на ремонт и обслуживание оборудования.

Проведение FAST-анализа показало, что для данной автоматизированной системы управления резервуарного парка нефтебазы следует повысить качество деталей уровнемер, датчик температуры и датчик давления, за счет экономически оправданном увеличении затрат. Для деталей задвижка на отпуске/приеме нефтепродуктов следует уменьшить количество затрат при сохранении уровня качества.

14.4 SWOT – анализ

Факторы внешней и внутренней среды [21] представим факторы внешней и внутренней среды представим в таблице 25.

Таблица 25 – Факторы внешней и внутренней среды

Сильные стороны: С1. Низкая стоимость. С2. Современные технологии. С3. Высокий спрос.	Слабые стороны: Сл1. Высокие начальные затраты. Сл2. Отсутствие клиентской базы. Сл3. Узкая направленность
Возможности: В1. Увеличение спроса. В2. Выход на иностранный рынок. В3. Расширение диапазона предоставляемых услуг.	Угрозы: У1. Отсутствие потребности на новые технологии. У2. Увеличение конкуренции. У3. Проблемы с поставкой оборудования

Найдем соответствия сильных и слабых сторон разрабатываемого проекта внешним условиям. Данные построения могут выявить потребность в проведении стратегических изменений. Для этого построим интерактивные матрицы проекта.

Таблица 26 – Интерактивная матрица для сильных сторон и возможностей

		Сильные стороны проекта		
		С1	С2	С3
Возможности проекта	В1	+	+	-
	В2	+	-	-
	В3	+	-	+
Результат		В1С2; В2С1; В3С1С3		

Таблица 27 – Интерактивная матрица для слабых сторон и возможностей

		Слабые стороны проекта		
		Сл1	Сл2	Сл3
Возможности проекта	B1	+	-	+
	B2	-	-	-
	B3	-	+	+
Результат		B1Сл1Сл3; B3Сл2Сл3		

Таблица 28 – Интерактивная матрица сильных сторон и угроз

		Сильные стороны проекта		
		С1	С2	С3
Угрозы проекта	У1	+	+	-
	У2	+	+	-
	У3	-	-	+
Результат		У1С1С2; У2С1С2; У3С3		

Таблица 29 – Интерактивная матрица слабых сторон и угроз

		Слабые стороны		
		Сл1	Сл2	Сл3
Возможные угрозы	У1	+	+	+
	У2	+	-	+
	У3	-	-	+
Результат		У1Сл1Сл2Сл3; У2Сл1Сл3; У3Сл3		

Итоговая Матрица SWOT – анализа представлена в таблице 30.

Таблица 30 – Итоговая матрица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны: С1. Низкая стоимость. С2. Современные технологии. С3. Высокий спрос.</p>	<p>Слабые стороны: Сл1. Высокие начальные затраты. Сл2. Отсутствие клиентской базы. Сл3. Узкая направленность</p>
<p>Возможности: В1. Увеличение спроса. В2. Выход на иностранный рынок. В3. Расширение диапазона предоставляемых услуг.</p>	<p>Увеличение объема производства, прибыли и расширение границ сбыта и клиентской базы. Продажи как в розницу, так и оптом на разных площадках и территориях сбыта.</p>	<p>Высокие начальные затраты уменьшат и не позволят воспользоваться высоким спросом в полной мере. Узкая направленность затруднит увеличение спроса. Расширение диапазона позволит нарастить клиентскую базу и сгладит минусы узкой направленности.</p>
<p>Угрозы: У1. Отсутствие потребности на новые технологии. У2. Увеличение конкуренции.</p>	<p>Низкая стоимость с применением современных технологий позволит улучшить конкурентную позицию и потребительскую способность.</p>	<p>Высокие начальные затраты и увеличение конкуренции может ослабить интерес заказчиков.</p>

В результате проведенного SWOT-анализа были выявлены основные проблемы, с которыми может столкнуться предприятие. А также способы их решения. Для уменьшения возможных угроз необходимо: разработать рекламную кампанию, позволяющую увеличить клиентскую базу; наладить работу с несколькими поставщиками одновременно, что позволит избежать перебоев с поставкой оборудования; расширить диапазон направлений, разрабатывать оборудование не только для нефтебаз, но также и для других производственных объектов.

14.5 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Результат оценки степени готовности проекта к коммерциализации и уровня собственных знаний для ее проведения (или завершения) представлен в таблице 31.

Таблица 31 – Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
2	Определены перспективы направления коммерциализации научно-технического задела	4	4
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	4
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	4	4
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	4	4
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	4	4
8	Разработан бизнес - план коммерциализации научной разработки	4	4
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	2
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	3
11	Проработаны вопрос международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	2

Продолжение таблицы 31

12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	2	2
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	3	2
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	3	3
15	Проработан механизм реализации научного проекта	3	3
	ИТОГО БАЛЛОВ	50	48

На основании проведенных расчетов в таблице 31 можно сделать заключение о перспективности проекта выше среднего (от 45 до 59). Для увеличения перспективности возможно подбор специализированной команды для коммерциализации научной разработки.

14.6 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования

Наиболее перспективным методом компетенции для полученных результатов научной деятельности являются: инжиниринг, торговля патентными лицензиями. 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. По результатам магистерской диссертации разработан проект модернизации автоматизированной системы управления товарного резервуарного парка перевалочной нефтебазы. После защиты результатов магистерской диссертации патентным правом, и прохождения процедуры аттестации проекта, возможно предоставление проекта для коммерческой продажи совместно с оборудованием, входящим в проект модернизации. Для

компаний, имеющих оборудование другой фирмы, возможна продажа патентных лицензий на использование разработанной методики.

14.7 Инициализация проекта

Проект был инициирован научным руководителем и магистрантом.

Представим устав проекта:

14.7.1 Цели и результат проекта.

Информация по заинтересованным сторонам проекта представлена в таблице 32.

Таблица 32 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидание заинтересованных сторон проекта
Коммерческие организаций в нефтяной отрасли, в частности нефтеперерабатывающие заводы, предприятия, имеющие резервуарные парки, предназначенный для хранения, отгрузки и приема нефти и нефтепродуктов.	<ul style="list-style-type: none"> – предоставление проектной документации; – разработка алгоритмов обмена данными; – разработка SCADA-системы.

В таблице 33 представлена информация об иерархии целей проекта и критериях достижения целей.

Таблица 33 – Цели и результат проекта

Цели проекта	Разработать проектную документацию, алгоритм обмена данными, схему ТОиР и SCADA-систему для модернизации резервуарного парка перевалочной нефтебазы.
Ожидаемые результаты проекта	Обосновать возможность использования проектной документации на реальных объектах хранения нефтепродуктов.
Критерии приемки результата проекта	Результат должен соответствовать современным нормам и стандартам, а также обеспечивать необходимый уровень безопасности.
Требования к результату проекта	Проблема проекта должна быть актуальна, иметь технологическое, экономическое и экологическое значение.

14.7.2 Организационная структура проекта.

Необходимо определить участников рабочей группы, определить роль каждого участника в проекте, а также прописать функции каждого участника проекта и определить трудозатраты. Организационная структура проекта представлена в таблице 34.

Таблица 34 – Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функция	Трудо-затрат, час.
1	Громаков Е.И.	Руководитель	Координирует деятельность участников проекта, обеспечивает снабжение необходимыми для проекта материала: консультирует по вопросам проекта.	214
2	Коновалов Е.А.	Исполнитель	Выполняет отдельные виды работ по проекту.	766
			Итого	980

14.8 Планирование управлением научно-техническим проектом

14.8.1 План проекта

Для реализации проекта необходимы три исполнителя – руководитель (Р), студент-дипломник (С). Разделим выполнение дипломной работы на этапы, представленные в таблице 35.

Таблица 35 – Этапы выполнения дипломной работы.

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Постановка целей, задач и определение исходных данных исследования	1	Выбор темы ВКР	С
	2	Разработка и утверждение технического задания	Р, С
	3	Поиск литературы по теме	Р, С
	4	Разработка календарного плана выполнения работ	С
Разработка АСУ	5	Описание технологического процесса	С
	6	Разработка функциональной схемы автоматизации	Р, С
	7	Определение вход/выходных сигналов	С
	8	Выбор ИУ и контроллерного оборудования	С
	9	Разработка схемы соединения внешних проводов	С

Продолжение таблицы 35

	10	Разработка экранных форм	С
	11	Составление схемы информационного обеспечения	С
	12	Разработка алгоритмов сбора данных	С
	13	Разработка алгоритмов автоматического регулирования	С
	14	Написание раздела «социальной ответственности»	С
	15	Написание раздела «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	С
	16	Написание раздела ВКР на Английском языке	С
	17	Проверка работы руководителем и консультантом	Р, С
Оформление отчета	18	Составление пояснительной записки	С
	19	Подготовка презентации дипломного проекта	С

Для составления расчетной таблицы 36 используются данные таблицы 35 и приведенные выше формулы.

Таблица 36 – Расчет трудозатрат на выполнение работ

Наименование работы	Трудоемкость работ						Длительность работ в рабочих днях, T_p	Длительность работ в календарных днях, T_k
	t_{min}		t_{max}		$t_{ож}$			
	Студент	Руководитель	Студент	Руководитель	Студент	Руководитель	Совместное выполнение работ	Совместное выполнение работ
Выбор темы ВКР	2	0	3	0	2,4	0	2,4	3,5
Разработка и утверждение технического задания	5	4	10	5	7	4,4	3,5	5,2
Обзор литературы	6	5	10	9	7,6	6,6	3,8	5,6
Разработка календарного плана выполнения работ	1	0	2	0	1,4	0	1,4	2,1
Описание технологического процесса	2	0	4	0	2,8	0	2,8	4,1

Продолжение таблицы 36

Разработка функциональной схемы автоматизации	6	2	10	3	7,6	2,4	3,8	5,6
Определение вход/выходных сигналов	2	0	5	0	3,2	0	3,2	4,7
Выбор ИУ и контроллерного оборудования	3	0	5	0	3,8	0	3,8	5,6
Разработка схемы соединения внешних проводок	2	0	4	0	2,8	0	2,8	4,1
Разработка экранных форм	3	0	5	0	3,8	0	3,8	5,6
Составление схемы информационного обеспечения	2	0	5	0	3,2	0	3,2	4,7
Разработка алгоритмов сбора данных	2	0	4	0	2,8	0	2,8	4,1
Разработка алгоритмов автоматического регулирования	2	0	4	0	2,8	0	2,8	4,1
Написание раздела «социальной ответственности»	2	0	4	0	2,8	0	2,8	4,1
Написание раздела «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	2	0	4	0	2,8	0	2,8	4,1
Написание раздела ВКР на Английском языке	2	0	4	0	2,8	0	2,8	4,1
Проверка работы руководителем	1	4	3	5	1,8	4,4	2,2	3,2
Составление пояснительной записки	2	0	3	0	2,4	0	2,4	3,5
Подготовка презентации дипломного проекта	2	0	3	0	2,4	0	2,4	3,5
Итого:					63,8	17,8	53,1	78,6

Диаграмма Ганта, представляющая собой календарный график работ, приведена на рисунке 35.

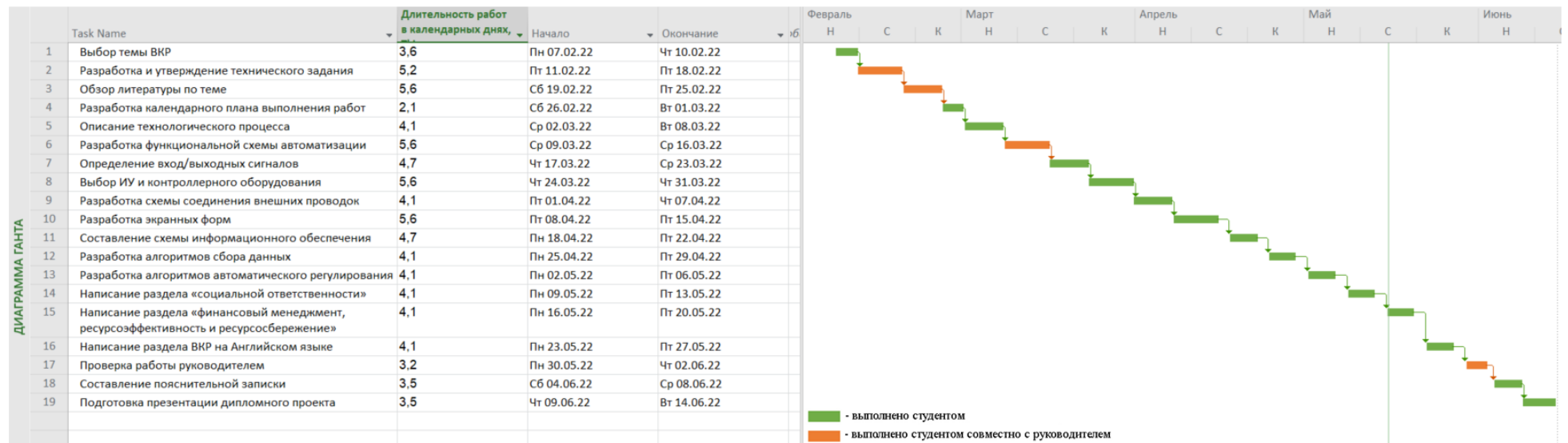


Рисунок 34 – Диаграмма Ганта

Из диаграммы на рисунке 1 видно, что практическая часть всего исследования занимает 2,3 календарных месяца. Выбор темы ВКР и поиск материала не заняло много времени так как тема ВКР была определена заранее. На оформление дополнительных разделов ВКР и подготовка к защите занимает приблизительно 1 календарный месяц.

14.8.2 Бюджет научно-технического исследования

Представим расчет материальных затрат проектирования. В материальных затратах оценивается стоимость всего технического обеспечения, используемого в процессе разработки.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхи} = 1,48, \quad (8)$$

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

$N_{расхи}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг и т.д.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы, примем равным 20%.

При расчете затрат учитывали нормы материалов согласно функциональной схемы ФЮРА.425280.001.

Таблица 37 – Затраты на комплектующие для проекта

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы
Текущий проект				
Датчик давления «ЭНИ-100»	шт.	2	14000	33600
Уровнемер «Титан-270У»	шт.	9	79900	862920
Датчик температуры «ДТМЗ»	шт.	9	75000	810000
Блок управления задвижкой «ГЗ-ВА-150КС»	шт.	33	92500	3663000
Контроллер «SIMATIC S7-300»	шт.	3	55000	198000
Расходомер «Метран 350»	шт.	3	80000	288000

Продолжение таблицы 37

				Итого:	5855520
Исполнение 1					
Расходомер «Метран 350»	шт.	3	80000	288000	
Датчик давления «ПД-200»	шт.	2	34000	81600	
Датчик температуры «ТЕМП-01»	шт.	9	105000	1134000	
Уровнемер «УР-211»	шт.	9	85000	918000	
Блок управления задвижкой «ГЗ-ВА-150КС»	шт.	33	92500	3663000	
Контроллер «SIMATIC S7-300»	шт.	3	55000	198000	
				Итого:	6282600
Исполнение 2					
Расходомер «Метран 350»	шт.	3	80000	288000	
Датчик давления «Элемер-100»	шт.	2	70000	168000	
Датчик температуры «ДТМ2»	шт.	9	95000	1026000	
Уровнемер «УР-211»	шт.	9	85000	918000	
Блок управления задвижкой «ГЗ-ВА-150КС»	шт.	33	92500	3663000	
Контроллер «SIMATIC S7-300»	шт.	3	55000	198000	
				Итого:	6261000

Также материальные затраты включают в себя расходы на канцелярские товары, которые использовались в процессе написания работы.

Таблица 38 – Материальные затраты

Наименование	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты
Офисная бумага «Svetocopy», упак. 500 л.	1	230	230
Тетрадь общая, 96 л.	2	50	100
Шариковая ручка	5	50	250
Автокарандаш	1	130	130
Стирательная резинка	1	30	30
Линейка	1	20	20
Итого			760

Также для разработки системы требуется специализированное программное обеспечение для создания экранных форм. В таблице 39 представлены затраты на необходимое программное обеспечение.

Таблица 39 – Затраты на специальное оборудование

Наименование	Количество	Цена за ед., руб.	Стоимость, руб	Амортизация, руб
Master SCADA	1	59600	59600	-
ПК	1	85000	85000	11687,5
Итого			144600	11687,5

Расчет амортизационных отчислений для полного восстановления основных фондов производили по нормам амортизации. Для проведения расчетов, а также для моделирования систем использовался персональный компьютер первоначальная стоимость которого составляла 85000 рублей. Срок полезного использования офисных машин составляет от 2-х лет и 1-го месяца до 3-х лет.

Норма амортизации рассчитывается по следующей формуле:

$$N = \frac{1}{\text{СПИ}} \cdot 100\%, \quad (9)$$

где: СПИ – срок полезного использования объекта в годах.

Примем срок полезного использования равным 3 года, тогда норма амортизации равна:

$$N = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33,3\%, \quad (10)$$

Годовые амортизационные отчисления:

$$N_{\text{год}} = 85000 \cdot 33,3\% = 28050 \text{ руб.}, \quad (11)$$

Ежемесячные амортизационные отчисления:

$$N_{\text{мес}} = \frac{28050}{12} = 2337,5 \text{ руб.}, \quad (12)$$

Так как написание выпускной квалификационной работы по плану занимает 5 месяцев, то итоговая сумма амортизационных отчислений равна:

$$N_{\text{мес}} = 2337,5 \cdot 5 = 11687,5 \text{ руб.}, \quad (13)$$

Действительный годовой фонд рабочего времени руководителя и студента-дипломника представлен в таблице 36.

Таблица 40 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент-дипломник
Календарное число дней	366	366

Продолжение таблицы 40

Число нерабочих дней: – выходные дни – праздничные дни	118	118
Потери рабочего времени: – отпуск – невыходы по болезни	48	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	200	176

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 41.

Таблица 41 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Тарифная заработная плата	Премияльный коэффициент	Коэффициент доплат	Районный коэффициент	Месячный должностной оклад работника	Среднедневная заработная плата	Продолжительность работ	Заработная плата основная
Руководитель	20000	0,3	0,2	1,3	41600	2496	17,8	44428,8
Студент-дипломник	12500	0,3	0,2	1,3	26000	1560	63,8	99528
Итого								143956,8

По результатам таблицы у студента-дипломника, оклад которого приравнивается к окладу соответствующего специалиста низшей квалификации, получилась самая большая заработная плата – это связано с наибольшим числом рабочих дней, затраченных на разработку проекта.

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работ с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы представлен в таблице 42.

Таблица 42 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнители	Зарботная плата основная, руб.	Коэффициент дополнительной заработной платы	Зарботная плата дополнительная, руб.
Руководитель	44428,8	0,15	6664,32
Студент-дипломник	99528	0,15	14929,2
Итого			21593,52

Так как расчет дополнительной заработной представляет собой перемножение основной заработной платы на коэффициент, то результат получился аналогичным с тем, что получился при расчете основной заработной платы.

Приведем расчет отчислений во внебюджетные фонды (страховые исчисления) по установленным законодательством РФ нормам органам государственного страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ), и медицинского страхования от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений определяется по следующей формуле:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (14)$$

где: $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.) 30,2%

Таблица 43 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Сумма отчислений, руб.
Руководитель	15430,10
Студент-дипломник	34566,07
Итого:	49996,17

По итогу отчисления во внебюджетные фонды составит 49996,17 руб.

Накладные расходы учитывают все затраты, не вошедшие в предыдущие подпункты расходов. Расчет накладных расходов определяется по формуле:

$$З_{накл} = k_{нр} \cdot (\text{Сумма пунктов } 1 \div 5), \quad (15)$$

где: $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величину коэффициента накладных расходов возьмем в размере 8 %.

$$Z_{\text{накл}} = 0,08 \cdot (143956,8 + 21593,52) = 13244 \quad (16)$$

Таким образом накладные расходы составляют 13244 руб.

Представим бюджет научно-исследовательского проекта по каждому варианту исполнения в таблице 44.

Таблица 44 – Бюджет НТИ

Наименование раздела	Текущее исполнение сумма, руб	Исполнение 1 сумма, руб	Исполнение 2 сумма, руб
1. Материальные затраты	6000880	6427960	6406360
2. Амортизационные отчисления	11687,5	11687,5	11687,5
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей проекта	143956,8	143956,8	143956,8
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей проекта	21593,52	21593,52	21593,52
5. Отчисления во внебюджетные фонды	49996,17	49996,17	49996,17
6. Накладные расходы	13244	13244	13244
7. Итог затрат на НТИ	6241357,99	6668437,99	6646837,99

В ходе формирования бюджета затрат на научно-техническое исследование вышло, что затраты составляют примерно 6241357,99 руб. Данный результат не является точным, т.к. в ходе расчетов не учитывались затраты, которые понес руководитель проекта.

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

Расчет интегрального финансового показателя разработки представлен в таблице 45.

Таблица 45 – Расчет интегрального финансового показателя разработки

Исполнитель	Φ_p	Φ_{max}	$I_{\text{финр}}^{\text{студ.}}$	$I_{\text{финр}}^{\text{Промприбор}}$	$I_{\text{финр}}^{\text{ОЗНА}}$
Текущее исполнение	6241357,99	6668437,99	0,94	1	0,99
Исполнение 1	6668437,99				
Исполнение 2	6646837,99				

Сравнительная характеристика вариантов исполнения проекта представлена в таблице 46.

Таблица 46 – Сравнительная характеристика вариантов проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исполнение 1	Исполнение 2
Производительность	0,25	5	5	4
Удобство эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,2	5	4	3
Помехоустойчивость	0,25	5	3	4
Энергосбережение	0,1	4	4	4
Надёжность	0,2	5	4	4
Итого	1			

Значения интегрального показателя ресурсоэффективности представлены в таблице 47.

Таблица 47 – Значения интегрального показателя ресурсоэффективности

$I_{\text{тек.исп.}}$	$I_{\text{"Исполнение 1"}}$	$I_{\text{"Исполнение 2"}}$
4.9	4	4

Значения интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки представлены в таблице 48.

Таблица 48 – Значения интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки

$I_{\text{тек.исп.}}$	$I_{\text{"Исполнение 1"}}$	$I_{\text{"Исполнение 2"}}$
4.24	3	3.01

Результаты сравнительной эффективности разработки представлены в таблице 49.

Таблица 49 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Текущий проект	Исполнение 1	Исполнение 2
Интегральный финансовый показатель разработки	0,94	1	0,99

Продолжение таблицы 49

Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,9	4	4
Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки	5,2	4	4,04
Сравнительная эффективность разработки	1	1,3	1,2

Исходя из полученных данных представленных в таблице 49, следует, что наиболее эффективной является текущий вариант исполнения проекта, разработанный студентом-дипломником.

Вывод по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

В данном разделе оценены экономические аспекты разработки автоматизированной системы резервуарного парка перевалочной нефтебазы:

1. Выявлены потенциальные потребители результатов исследования. Разработка может занять наименьшую долю на рынке услуг по автоматизации технологических процессов среди средних и мелких компаний.

2. Проведен анализ конкурентных технических решений среди существующей системой управления и системой управления разработанной сторонней компанией. Разрабатываемая система имеет преимущество в таких аспектах, как стоимость, повышенный срок эксплуатации, но уступает в энергоэкономичности.

3. Проведение FAST-анализа показало, что для данной автоматизированной системы управления резервуарного парка нефтебазы следует повысить качество деталей уровнемер, датчик температуры и датчик давления, за счет экономически оправданном увеличении затрат. Для деталей задвижка на отпуске/приеме нефтепродуктов следует уменьшить количество затрат при сохранении уровня качества.

4. В ходе SWOT-анализа основными угрозами были обозначены: отсутствие потребностей на новые технологии, увеличение конкуренции, а

также проблемы с поставкой оборудования. Также были найдены возможные пути снижения влияния угроз. Среди них, угроза отсутствия потребности в модернизации, а также угроза увеличения конкурентов на рынке.

5. В процессе расчета бюджета НТИ было выявлено, что затраты на заработную плату студента превосходят затраты на заработную плату руководителя, это связано с количеством рабочих дней. Также бюджет, требуемый на проведение НТИ составил 6241358 руб.

6. При оценке эффективности исследования было выявлено, что разработанный проект модернизации АСУ товарного резервуарного парка перевалочной нефтебазы на месторождении эффективен относительно предложенных вариантов исполнения проекта. По всем показателям текущий вариант исполнения превосходит другие варианты.

Заключение

В рамках магистерской диссертации была разработана проектная документация на систему автоматизированного управления резервуарным парком перевалочной нефтебазы. Для этого была разработана функциональная схема, структурная схема, схема информационных потоков и соединений внешних проводок. В данных схемах представлен состав оборудования, средства, а также методы передачи данных.

Также был разработан алгоритм сбора данных и была проведена разработка алгоритма управления расходом нефтепродуктом с использованием ПИД-регулятора. В ходе работы был разработана SCADA система оператора нефтебазы с визуальным отображением состояния нефтепродукта, а также с изменением состояния исполнительных механизмов в процессе работы технологической операции.

Выполненная автоматизация управления резервуарным парком перевалочной нефтебазы удовлетворяет всем необходимым требованиям. Кроме того, данная система имеет возможность модернизации и дальнейшего расширения.

Список публикаций

1. Молодежь и современные информационные технологии: сборник трудов XVII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2020. – 458 с.

2. Молодежь и современные информационные технологии: сборник трудов XVIII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2021. – 522 с.

Список используемых источников

1. Современные технологии. Киберфизические системы: учебное пособие / Авт.- сост. Е.И. Громаков, А.А. Сидорова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2021. – 166 с.
2. Куприяновский В.П., Д.Е. Намиот, С.А. Синягов. Киберфизические системы как основа цифровой экономики // International Journal of Open Information Technologies. – 2019. – № 4. – С. 31–42.
3. Кибер-физические системы в современном мире – [Электронный ресурс]. <https://habr.com/ru/company/toshibarus/blog/438262/>
4. Киберфизическая система мире – [Электронный ресурс]. [https://ru.wikipedia.org/wiki/Киберфизическая система](https://ru.wikipedia.org/wiki/Киберфизическая_система)
5. Киберфизические системы. Cyber-Physical System, CPS – [Электронный ресурс] [https://www.tadviser.ru/index.php/%D0%A1%D1%82%D0%B0%D1%82%D1%8C%D1%8F:%D0%9A%D0%B8%D0%B1%D0%B5%D1%80%D1%84%D0%B8%D0%B7%D0%B8%D1%87%D0%B5%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B5%D1%81%D0%B8%D1%81%D1%82%D0%B5%D0%BC%D1%8B_\(Cyber-Physical_System,_CPS\)](https://www.tadviser.ru/index.php/%D0%A1%D1%82%D0%B0%D1%82%D1%8C%D1%8F:%D0%9A%D0%B8%D0%B1%D0%B5%D1%80%D1%84%D0%B8%D0%B7%D0%B8%D1%87%D0%B5%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B5%D1%81%D0%B8%D1%81%D1%82%D0%B5%D0%BC%D1%8B_(Cyber-Physical_System,_CPS))
6. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно–методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009. — 155 с.
7. Ключев А. С., Глазов Б. В., Дубровский А. Х., Ключев А. А.; под ред. А.С. Ключева. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие. 2–е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 464 с.
8. Комиссарчик В.Ф. Автоматическое регулирование технологических процессов: учебное пособие. Тверь 2001. – 247 с.

9. ГОСТ 21.408–13 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов М.: Издательство стандартов, 1995.– 44с.

10. Разработка графических решений проектов СДКУ с учетом требований промышленной эргономики. Альбом типовых экранных форм СДКУ. ОАО «АК Транснефть». – 197 с.

11. Комягин А. Ф.; Автоматизация производственных процессов и АСУ ТП газонефтепроводов. Ленинград, 1983. – 376 с.

12. Попович Н. Г., Ковальчук А. В., Красовский Е. П.; Автоматизация производственных процессов и установок. – К.: Вища школа. Головное изд-во, 1986. – 311с.

13. ЭНИ-100 – Режим доступа – URL: <https://eni.nt-rt.ru/images/manuals/ANI100.pdf> (дата обращения 25.04.2022);

14. Титан-270У – Режим доступа – URL: <https://teknow.by/upload/medialibrary/23d/23d62f5eaca63ddf70d837bdfb4b8483.pdf> (дата обращения 25.04.2022);

15. ДТМ 3 – Режим доступа – URL: <https://sensorika.com.ua/wp-content/uploads/2017/05/Opisanie-DTM3.pdf> (дата обращения 25.04.2020);

16. Метран – 350 – Режим доступа – URL: https://mtn.pro-solution.ru/wp-content/uploads/2018/11/Metran_350__Rosemount_3051SFA__3095MFA.pdf (дата обращения 25.04.2022);

17. ГЗ-ВА.150КС – Режим доступа – URL: <https://www.gz-privod.ru/documentation/catalog/catalog2016.pdf> (дата обращения 25.04.2022);

18. SIMATIC S7-300 [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://sp-t.ru/uploads/pdfs/siemens-plk-simatic-s7-300-rukovodstvo-po-rus.pdf> (дата обращения 25.04.2022);

19. ТЕМП–01 – Режим доступа – URL: https://bars.nt-rt.ru/images/manuals/Temp_v8.pdf (дата обращения 25.04.2022);

20. УР–211 – Режим доступа – URL: https://vzljot.nt-rt.ru/images/manuals/re1_ur2xx.pdf (дата обращения 25.04.2022);
21. ЭЛЕМЕР-100 [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: http://www.telsi-labs.ru/sites/default/files/download/elemer_100.pdf (дата обращения 25.04.2022);
22. ДТМ 2 [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: https://albatros.nt-rt.ru/images/manuals/ATS_DTM2_RE.pdf (дата обращения 25.04.2022);
23. Раздорожный А.А., Охрана труда и производственная безопасность: Издательство экзамен. – Москва, 2006, -368 с (дата обращения 10.05.2022);
24. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ. [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901807664> (дата обращения 15.05.2022);
25. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573500115> (дата обращения 15.05.2022);
26. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <http://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения 15.05.2022);
27. СП 51.13330.2011. Защита от шума [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200084097> (дата обращения 15.05.2022);
28. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения 15.05.2022);
29. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений

прикосновения и токов [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200313> (дата обращения 15.05.2022);

30. Приказ №529. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов» [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573264122> (дата обращения 15.05.2022).

31. Руководство по тушению нефти и нефтепродуктов в резервуарах и резервуарных парках [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://opozhare.ru/wp-content/uploads/2020/07/rekomendatsiyam-po-tusheniyu-nefti-i-nefteproduktov-v-rezervuarnyh-parkah.pdf> (дата обращения 15.05.2022).

32. Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://base.garant.ru/400170332/> (дата обращения 24.05.2022).

33. СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200313> (дата обращения 24.05.2022);

34. СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://gklab.ru/opredelenie-soderzhaniya-nefteproduktov-v-pochve/> (дата обращения 28.05.2022);

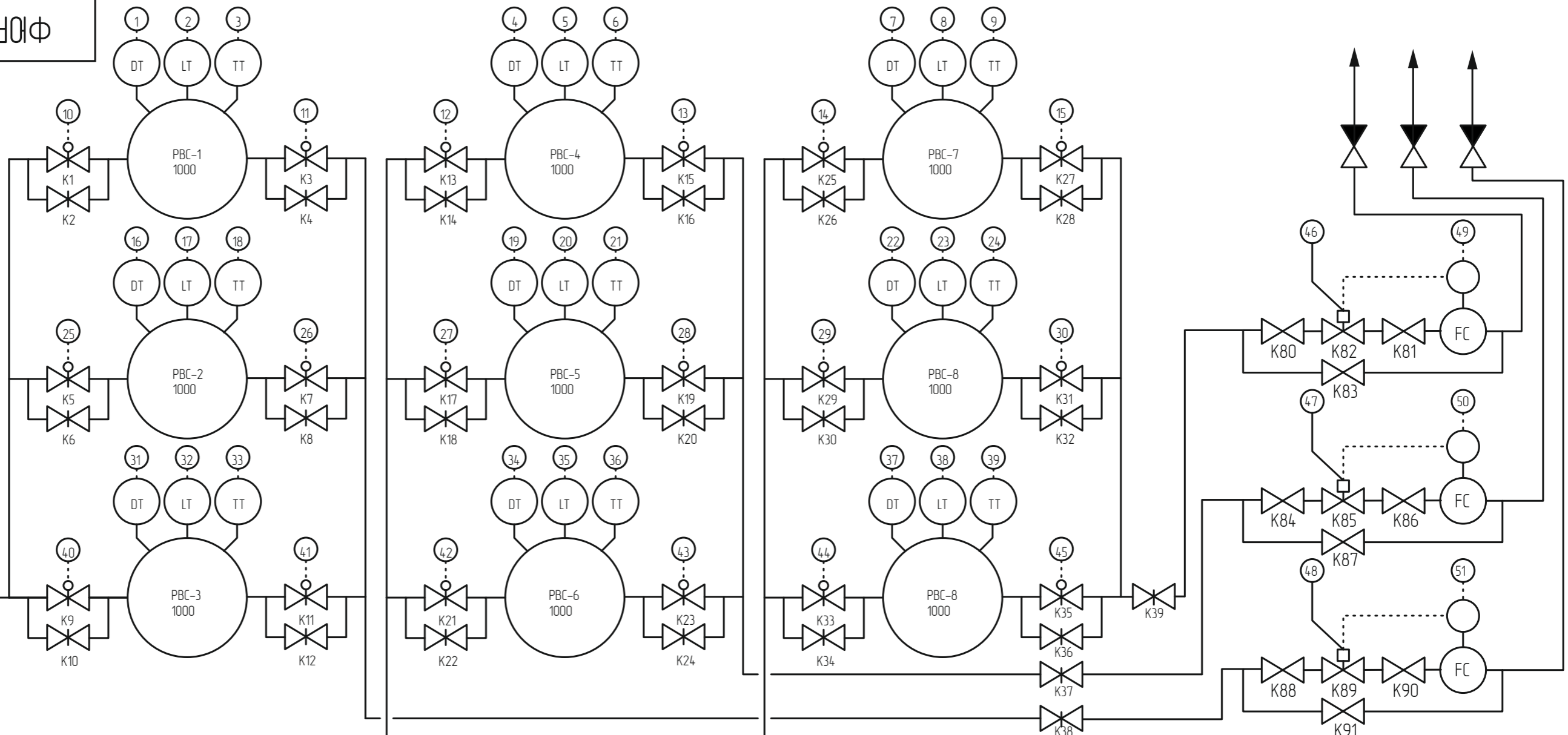
35. ГОСТ 28470-90. Система технического обслуживания. И ремонта технических средств вычислительной техники и информатики. Виды и методы технического обслуживания и ремонта. [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200010813> (дата обращения 15.03.2022);

36. ГОСТ 27518-87. Диагностирование изделий. [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200010779> (дата обращения 15.03.2022);

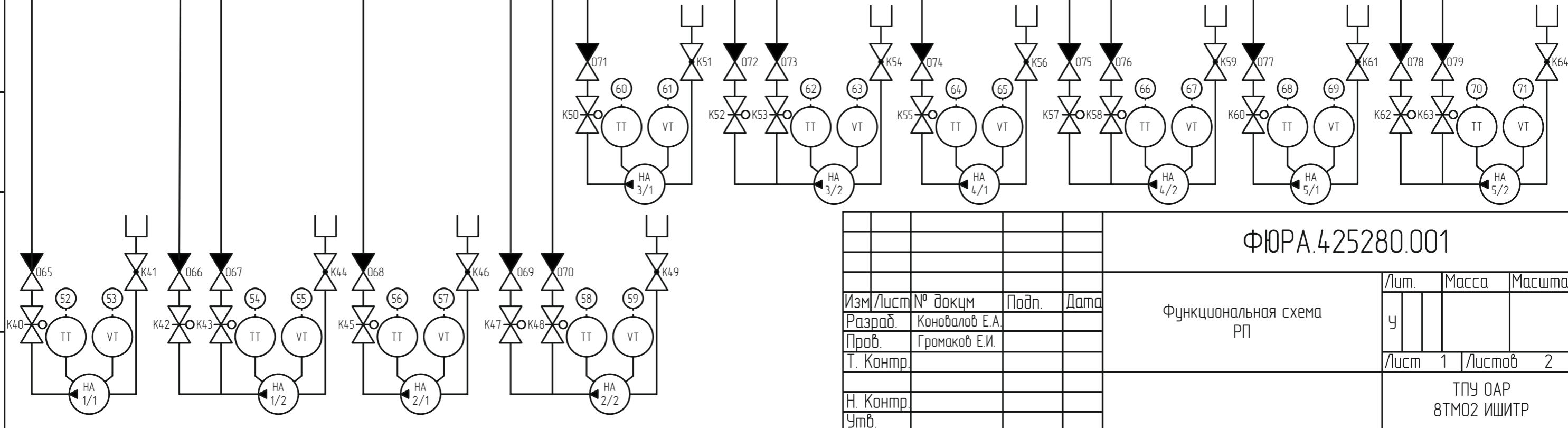
37. ГОСТ 8.513-84. Государственная система обеспечения единства измерений. Поверка средств измерений. Организация и порядок проведения. [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data/466/46670.pdf> (дата обращения 15.03.2022);

Приложение А Функциональная схема

ФЮРА.425280.001



Инд. № подл. Подп. и дата
Взам. инв. № Инв. № дубл. Подп. и дата



ФЮРА.425280.001				Лист	Масса	Масштаб
Изм/Лист	№ докум	Подп.	Дата	у		
Разраб.	Коновалов Е.А.			Лист	1	Листов 2
Проб.	Грамаков Е.И.			ТПУ ОАР 8ТМ02 ИШИТР		
Т. Контр.						
Н. Контр.						
Утв.						

Функциональная схема РП

Приложение Б Перечень входных и выходных сигналов

ТЭГ	Тип	Описание
DATA_DT_11	REAL	Температура обмоток электродвигателя насосного агрегата НА–1/1
DATA_VB_11	REAL	Вибрация корпуса насосного агрегата НА–1/1
DATA_DT_12	REAL	Температура обмоток электродвигателя насосного агрегата НА–1/2
DATA_VB_12	REAL	Вибрация корпуса насосного агрегата НА–1/2
DATA_DT_21	REAL	Температура обмоток электродвигателя насосного агрегата НА–2/1
DATA_VB_21	REAL	Вибрация корпуса насосного агрегата НА–2/1
DATA_DT_22	REAL	Температура обмоток электродвигателя насосного агрегата НА–2/2
DATA_VB_22	REAL	Вибрация корпуса насосного агрегата НА–2/2
DATA_DT_31	REAL	Температура обмоток электродвигателя насосного агрегата НА–3/1
DATA_VB_31	REAL	Вибрация корпуса насосного агрегата НА–3/1
DATA_DT_32	REAL	Температура обмоток электродвигателя насосного агрегата НА–3/2
DATA_VB_32	REAL	Вибрация корпуса насосного агрегата НА–3/2
DATA_DT_41	REAL	Температура обмоток электродвигателя насосного агрегата НА–4/1
DATA_VB_41	REAL	Вибрация корпуса насосного агрегата НА–4/1
DATA_DT_42	REAL	Температура обмоток электродвигателя насосного агрегата НА–4/2
DATA_VB_42	REAL	Вибрация корпуса насосного агрегата НА–4/2
DATA_DT_51	REAL	Температура обмоток электродвигателя насосного агрегата НА–5/1
DATA_VB_51	REAL	Вибрация корпуса насосного агрегата НА–5/1
DATA_DT_52	REAL	Температура обмоток электродвигателя насосного агрегата НА–5/2

Продолжение приложения Б

DATA_VB_52	REAL	Вибрация корпуса насосного агрегата НА–5/2
DATA_DL_01	REAL	Уровень нефтепродуктов в РВС №1
DATA_DL_02	REAL	Уровень нефтепродуктов в РВС №2
DATA_DL_03	REAL	Уровень нефтепродуктов в РВС №3
DATA_DL_04	REAL	Уровень нефтепродуктов в РВС №4
DATA_DL_05	REAL	Уровень нефтепродуктов в РВС №5
DATA_DL_06	REAL	Уровень нефтепродуктов в РВС №6
DATA_DL_07	REAL	Уровень нефтепродуктов в РВС №7
DATA_DL_08	REAL	Уровень нефтепродуктов в РВС №8
DATA_DL_09	REAL	Уровень нефтепродуктов в РВС №9
OPEN_ZM_11	REAL	Управляющий сигнал открытия задвижки на приеме РВС №1
CLOS_ZM_11	REAL	Управляющий сигнал закрытия задвижки на приеме РВС №1
OPEN_ZM_12	REAL	Управляющий сигнал открытия задвижки на отпуске РВС №1
CLOS_ZM_12	REAL	Управляющий сигнал закрытия задвижки на отпуске РВС №1
OPEN_ZM_21	REAL	Управляющий сигнал открытия задвижки на приеме РВС №2
CLOS_ZM_21	REAL	Управляющий сигнал закрытия задвижки на приеме РВС №2
OPEN_ZM_22	REAL	Управляющий сигнал открытия задвижки на отпуске РВС №2
CLOS_ZM_22	REAL	Управляющий сигнал закрытия задвижки на отпуске РВС №2
OPEN_ZM_31	REAL	Управляющий сигнал открытия задвижки на приеме РВС №3

Продолжение приложения Б

CLOS_ZM_31	REAL	Управляющий сигнал закрытия задвижки на приеме РВС №3
OPEN_ZM_32	REAL	Управляющий сигнал открытия задвижки на отпуске РВС №3
CLOS_ZM_32	REAL	Управляющий сигнал закрытия задвижки на отпуске РВС №3
OPEN_ZM_41	REAL	Управляющий сигнал открытия задвижки на приеме РВС №4
CLOS_ZM_41	REAL	Управляющий сигнал закрытия задвижки на приеме РВС №4
OPEN_ZM_42	REAL	Управляющий сигнал открытия задвижки на отпуске РВС №4
CLOS_ZM_42	REAL	Управляющий сигнал закрытия задвижки на отпуске РВС №4
OPEN_ZM_51	REAL	Управляющий сигнал открытия задвижки на приеме РВС №5
CLOS_ZM_51	REAL	Управляющий сигнал закрытия задвижки на приеме РВС №5
OPEN_ZM_52	REAL	Управляющий сигнал открытия задвижки на отпуске РВС №5
CLOS_ZM_52	REAL	Управляющий сигнал закрытия задвижки на отпуске РВС №5
OPEN_ZM_61	REAL	Управляющий сигнал открытия задвижки на приеме РВС №6
CLOS_ZM_61	REAL	Управляющий сигнал закрытия задвижки на приеме РВС №6
OPEN_ZM_62	REAL	Управляющий сигнал открытия задвижки на отпуске РВС №6
CLOS_ZM_62	REAL	Управляющий сигнал закрытия задвижки на отпуске РВС №6
OPEN_ZM_71	REAL	Управляющий сигнал открытия задвижки на приеме РВС №7
CLOS_ZM_71	REAL	Управляющий сигнал закрытия задвижки на приеме РВС №7
OPEN_ZM_72	REAL	Управляющий сигнал открытия задвижки на отпуске РВС №7
CLOS_ZM_72	REAL	Управляющий сигнал закрытия задвижки на отпуске РВС №7

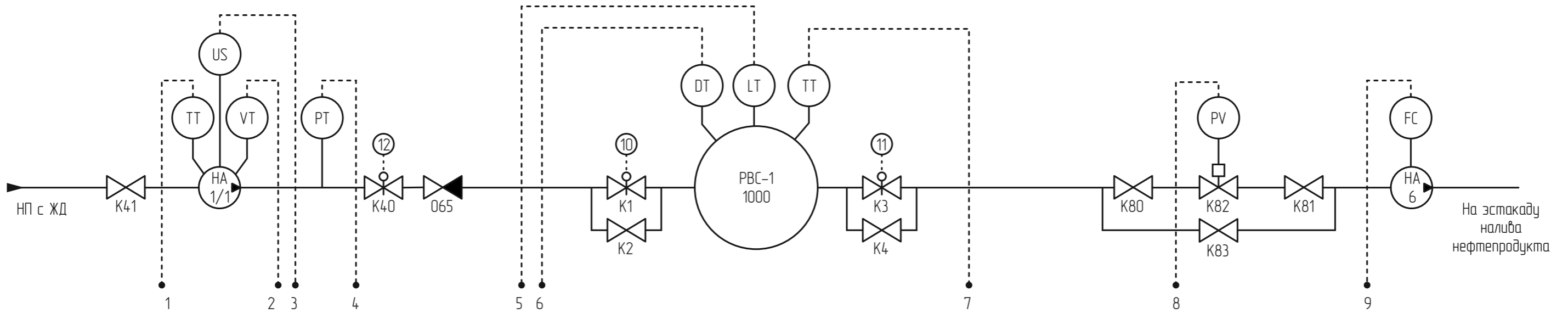
Продолжение приложения Б

OPEN_ZM_81	REAL	Управляющий сигнал открытия задвижки на приеме РВС №8
CLOS_ZM_81	REAL	Управляющий сигнал закрытия задвижки на приеме РВС №8
OPEN_ZM_82	REAL	Управляющий сигнал открытия задвижки на отпуске РВС №8
CLOS_ZM_82	REAL	Управляющий сигнал закрытия задвижки на отпуске РВС №8
OPEN_ZM_91	REAL	Управляющий сигнал открытия задвижки на приеме РВС №9
CLOS_ZM_91	REAL	Управляющий сигнал закрытия задвижки на приеме РВС №9
OPEN_ZM_92	REAL	Управляющий сигнал открытия задвижки на отпуске РВС №9
CLOS_ZM_92	REAL	Управляющий сигнал закрытия задвижки на отпуске РВС №9
DATA_DTR_01	REAL	Показания датчика температуры РВС 1
DATA_DTR_02	REAL	Показания датчика температуры РВС 2
DATA_DTR_03	REAL	Показания датчика температуры РВС 3
DATA_DTR_04	REAL	Показания датчика температуры РВС 4
DATA_DTR_05	REAL	Показания датчика температуры РВС 5
DATA_DTR_06	REAL	Показания датчика температуры РВС 6
DATA_DTR_07	REAL	Показания датчика температуры РВС 7
DATA_DTR_08	REAL	Показания датчика температуры РВС 8
DATA_DTR_09	REAL	Показания датчика температуры РВС 9
DATA_DP_01	REAL	Показания датчика плотности РВС 1
DATA_DP_02	REAL	Показания датчика плотности РВС 2

Продолжение приложения Б

DATA_DP_03	REAL	Показания датчика плотности PBC 3
DATA_DP_04	REAL	Показания датчика плотности PBC 4
DATA_DP_05	REAL	Показания датчика плотности PBC 5
DATA_DP_06	REAL	Показания датчика плотности PBC 6
DATA_DP_07	REAL	Показания датчика плотности PBC 7
DATA_DP_08	REAL	Показания датчика плотности PBC 8
DATA_DP_09	REAL	Показания датчика плотности PBC 9

Приложение В функциональная схема автоматизации



1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12

- 1 Показание датчика температуры подшипника на НА
- 2 Показание датчика вибрации на корпусе НА
- 3 НА регулирования скорости
- 4 Показание датчика давления на выходе НА
- 5 Показание датчика уровня
- 6 Показание датчика плотности
- 7 Показание датчика температуры НП в резервуаре
- 8 Показание датчика расхода
- 9 Показание датчика скорости
- 10 Управление положением задвижки
- 11 Управление положением задвижки
- 12 Управление положением задвижки

ПЛК	DI														
	DO														
	AO, 4...20 мА														
	AI, 4...20 мА	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
	Ethernet	○													

SCADA	Измерение	○													
	Управление	○													
	Сигнализация	○													

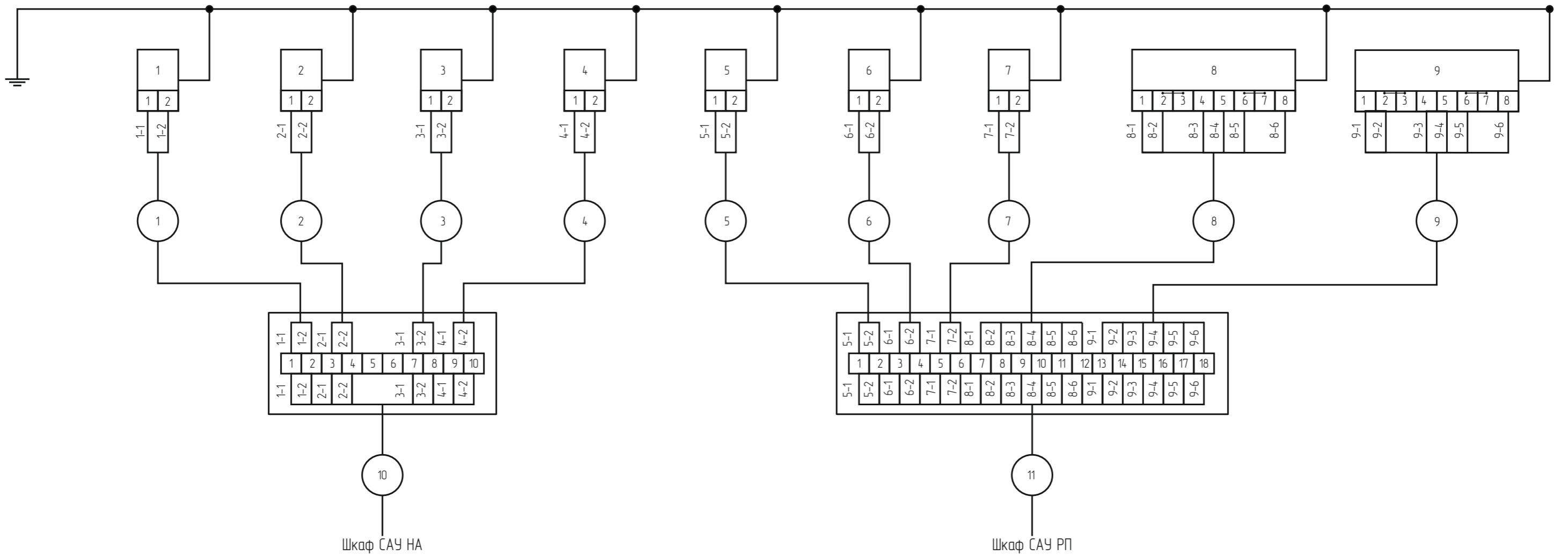
Изм/Лист	№ докум	Подп.	Дата
Разраб.	Коновалов Е.А.		
Проб.	Грамаков Е.И.		
Т. Контр.			
Н. Контр.			
Утв.			

ФЮРА.425280.002			
Функциональная схема РП	Лист	Масса	Масштаб
	у		
	Лист 2	Листов 2	
ТПУ ОАР 8ТМ02 ИШИТР			

Инв. № подл. Подп. и дата
 Взам. инв. № Инв. № дубл. Подп. и дата

Приложение Г Схема внешних проводок РП

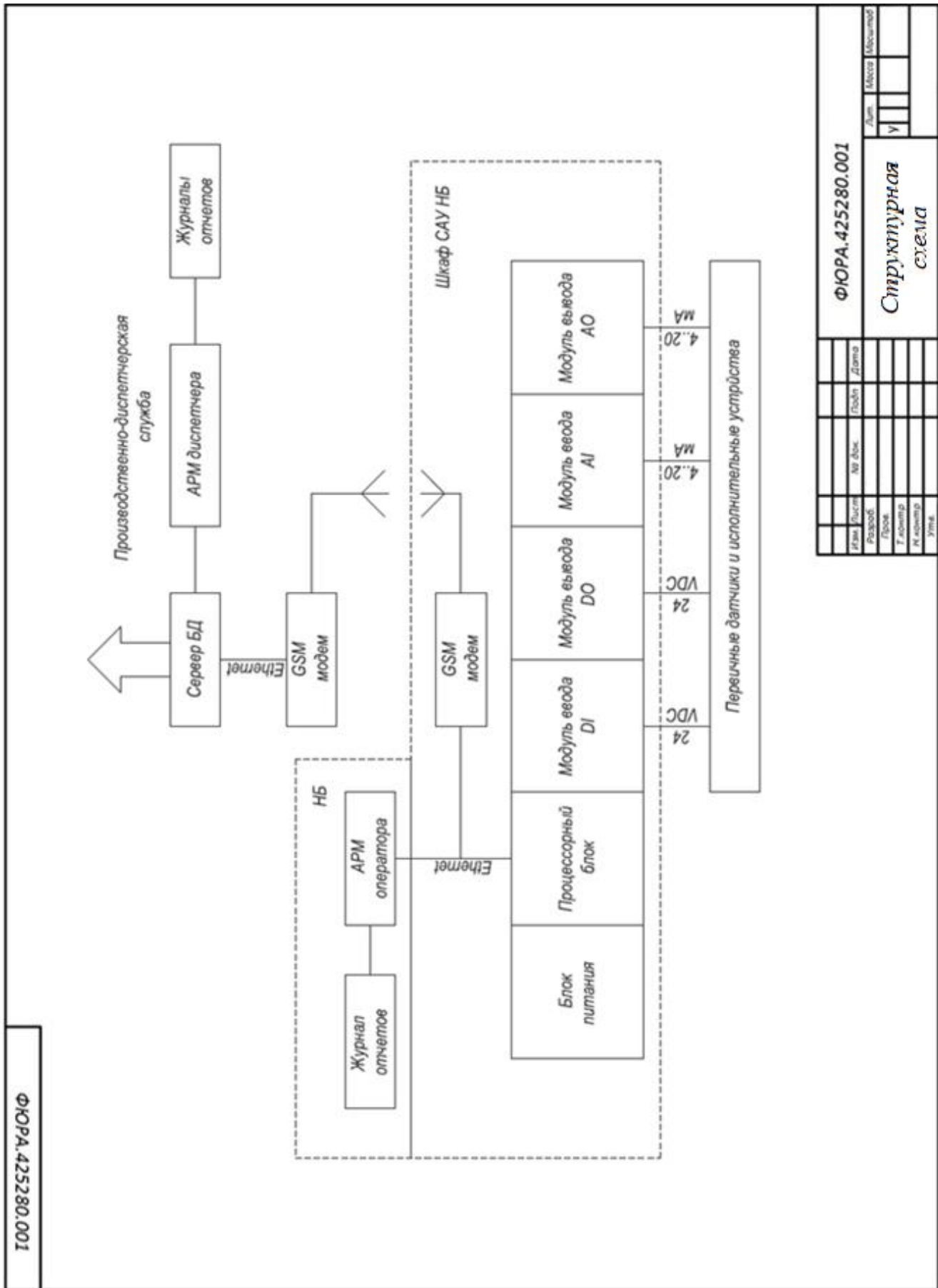
Наименование параметра	Температура		Вибрация		Расход нефтепродуктов	Уровень	Температура в РВС	Задвижка	
Место установки	НА-1/1	НА-1/2	НА-1/1	НА-1/2	Узел учета	Резервуарный парк	Резервуарный парк	Резервуарный парк	Резервуарный парк
Тип устройства	Siemens B59100	Siemens B59100	TR-27	TR-27	Метран-350	Титан-270У	ДТМ 3	ГЗ-ВА. 150КС	ГЗ-ВА. 150КС
Позиция	1	2	3	4	5	6	7	8	9



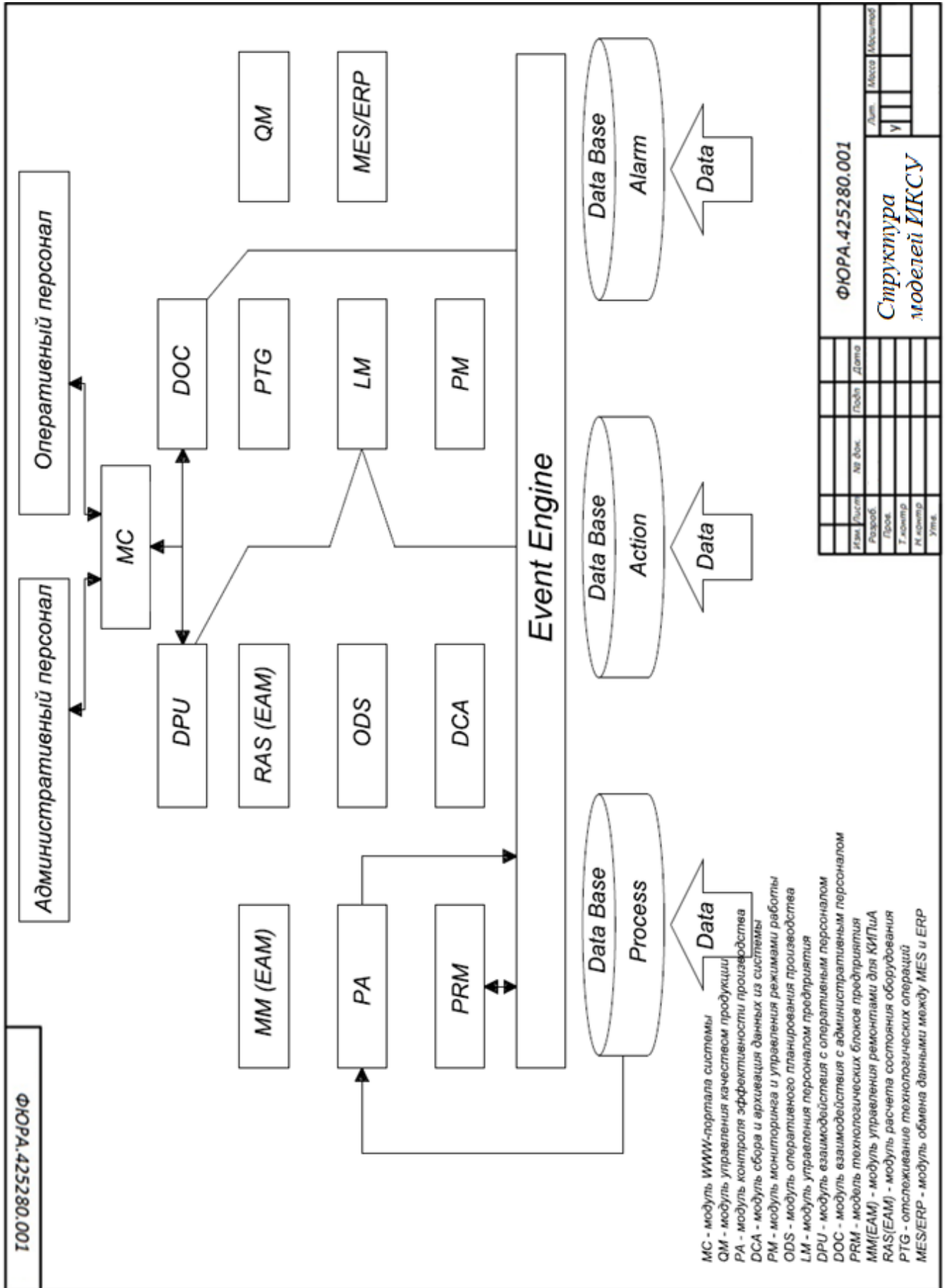
Инд. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инв. № дубл.
Взам. инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

ФЮРА.425280.003				
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата
Разраб.	Коновалов Е.А.			
Пров.	Грамаков Е.И.			
Т. Контр.				
Н. Контр.				
Утв.				
Схема внешних проводов			Лист	1
Схема внешних проводов			Масса	Масштаб
Схема внешних проводов			Листов	1
ТПУ ОАР 8ТМ02 ИШИТР				

Приложение Д Структурная схема



Приложение Е Структура схема моделей ИКСУ



Уч. лист	№ док.	Подп.	Дата
Разроб.			
Проф.			
Т. контрол.			
И. контрол.			
Утв.			

ФЮРА.425280.001

**Структура
моделей ИКСУ**

Доп.	Месс	Месс/Моб
У		

Приложение Ж Листинг программы наполнения РВС

PROGRAM

VAR_INOUT Per1_R : REAL; END_VAR

VAR_INOUT Per2_R : REAL; END_VAR

VAR_INPUT speed_R : REAL; END_VAR

VAR_INPUT zspeed_R : REAL; END_VAR

VAR_INOUT uroven_R : REAL; END_VAR

VAR_INOUT genr_R : REAL; END_VAR

VAR_INOUT per3_R : REAL; END_VAR

VAR_INOUT per4_R : REAL; END_VAR

VAR_INPUT speed2_R : REAL; END_VAR

VAR_INPUT zspeed2_R : REAL; END_VAR

VAR_INOUT uroven2_R : REAL; END_VAR

VAR_INOUT genr2_R : REAL; END_VAR

VAR_INOUT Per1_In : REAL; END_VAR

VAR_INOUT per3_In : REAL; END_VAR

VAR_INOUT per5_R : REAL; END_VAR

VAR_INOUT per6_R : REAL; END_VAR

VAR_INPUT speed3_R : REAL; END_VAR

VAR_INPUT zspeed3_R : REAL; END_VAR

VAR_INOUT uroven3_R : REAL; END_VAR

```

VAR_INOUT genr7_R : REAL; END_VAR

VAR_INOUT per5_In : REAL; END_VAR

//наполнения 1 резервуара
if per1_R == 1 and per2_R == 0 and u<=V then // быстрое наполнение
genr_R = u;

genr_R = genr_R + speed_R*per1_R - zspeed_R*per2_R;

u = genr_R; uroven_R = (genr_R/V)*100;

elsif u > V then uroven_R = 100; genr_R = V; per1_In = 0;

end_if;

if per1_R == 1 and per2_R == 1 and u<=V then //медленное наполнение
genr_R = u;

genr_R = genr_R + speed_R*per1_R - zspeed_R*per2_R;

u = genr_R; uroven_R = (genr_R/V)*100;

elsif u >= V then uroven_R = 100; genr_R=V;

end_if;

if per1_R == 0 and per2_R == 0 then //фиксация результата
genr_R = u;

genr_R = genr_R;

u = genr_R; uroven_R = (genr_R/V)*100;

```

```

end_if;

if per1_R == 0 and per2_R == 1 and u>0 then //быстрый слив

genr_R = u;

genr_R = genr_R + speed_R*per1_R - zspeed_R*per2_R;

u = genr_R; uroven_R = (genr_R/V)*100;

elsif u<=0 then uroven_R = 0;

end_if;

        //наполнение 2 резервуара

if per3_R == 1 and per4_R == 0 and u1<=V1 then // быстрое наполнение

genr2_R = u1;

genr2_R = genr2_R + speed2_R*per3_R - zspeed2_R*per4_R;

u1 = genr2_R; uroven2_R = (genr2_R/V1)*100;

elsif u1 > V1 then uroven2_R = 100; genr2_R = V1;per3_In = 0;

end_if;

if per3_R == 1 and per4_R == 1 and u1<=V1 then //медленное наполнение

genr2_R = u1;

genr2_R = genr2_R + speed2_R*per3_R - zspeed2_R*per4_R;

u1 = genr2_R; uroven2_R = (genr2_R/V1)*100;

end_if;

if per3_R == 0 and per4_R == 0 then //фиксация результата

```



```

genr2_R = u1;

genr2_R = genr2_R;

u1 = genr2_R; uroven2_R = (genr2_R/V1)*100;

end_if;

if per3_R == 0 and per4_R == 1 and u1>0 then //быстрый слив

genr2_R = u1;

genr2_R = genr2_R + speed2_R*per3_R - zspeed2_R*per4_R;

u1 = genr2_R; uroven2_R = (genr2_R/V1)*100;

elsif u1<=0 then uroven2_R = 0;

end_if;

//наполнение 3 резервуара

if per5_R == 1 and per6_R == 0 and u3<=V3 then // быстрое наполнение

genr7_R = u3;

genr7_R = genr7_R + speed3_R*per5_R - zspeed3_R*per6_R;

u3 = genr7_R; uroven3_R = (genr7_R/V3)*100;

elsif u3 > V3 then uroven3_R = 100; genr7_R = V3;per5_In = 0;

end_if;

if per5_R == 1 and per6_R == 1 and u3<=V3 then //медленное наполнение

genr7_R = u3;

genr7_R = genr7_R + speed3_R*per5_R - zspeed3_R*per6_R;

```

```
u3 = genr7_R; uroven3_R = (genr7_R/V3)*100;

end_if;

if per5_R == 0 and per6_R == 0 then //фиксация результата

genr7_R = u3;

genr7_R = genr7_R;

u3 = genr7_R; uroven3_R = (genr7_R/V3)*100;

end_if;

if per5_R == 0 and per6_R == 1 and u3>0 then //быстрый слив

genr7_R = u3;

genr7_R = genr7_R + speed3_R*per5_R - zspeed3_R*per6_R;

u3 = genr7_R; uroven3_R = (genr7_R/V3)*100;

elsif u3<=0 then uroven3_R = 0;

end_if;

END_PROGRAM
```

Приложение 3 Листинг программы Работа насосных агрегатов

PROGRAM

```
VAR_INOUT nas1_In : REAL; END_VAR
VAR_INOUT nas2_In : REAL; END_VAR
VAR_INOUT nas3_In : REAL; END_VAR
VAR_INOUT Per2_R : REAL; END_VAR
VAR_INOUT per4_R : REAL; END_VAR
VAR_INOUT stopnas_R : REAL; END_VAR
VAR_INOUT RabLin_R : REAL; END_VAR
VAR_INOUT nas1_R : REAL; END_VAR
VAR_INOUT nas2_R : REAL; END_VAR
VAR_INOUT nas3_R : REAL; END_VAR
VAR_INOUT stopnas_In : REAL; END_VAR
VAR_INOUT Per2_In : REAL; END_VAR
VAR_INOUT per4_In : REAL; END_VAR
VAR_INOUT genr4_R : REAL; END_VAR
VAR_INPUT zspeed_R : REAL; END_VAR
VAR_INPUT zspeed2_R : REAL; END_VAR
VAR_INOUT genr5_R : REAL; END_VAR
VAR_INOUT genr6_R : REAL; END_VAR
VAR_INPUT genr_R : REAL; END_VAR
VAR_INPUT vz1_R : REAL; END_VAR
VAR_INPUT vz2_R : REAL; END_VAR
VAR_INPUT genr2_R : REAL; END_VAR
VAR_INOUT Per1_R : REAL; END_VAR
VAR_INOUT per3_R : REAL; END_VAR
VAR_INOUT per5_R : REAL; END_VAR
```

```

VAR_INOUT per6_R : REAL; END_VAR
VAR_INOUT per6_In : REAL; END_VAR
VAR_INPUT zspeed3_R : REAL; END_VAR
VAR_INPUT genr7_R : REAL; END_VAR

//Запуск насоса 1
if (per2_R == 1 or per4_R == 1 or per6_R == 1) and RabLin_R == 1 then
//if RabLin_R == 1 then
nas1_In = 1;
nas2_In = 0;
nas3_In = 0;
end_if;

//Запуск насоса 2
if (per2_R == 1 or per4_R == 1 or per6_R == 1) and RabLin_R == 2 then
nas1_In = 0;
nas2_In = 1;
nas3_In = 0;
end_if;

//Запуск насоса 3
if (per2_R == 1 or per4_R == 1 or per6_R == 1) and RabLin_R == 3 then
nas1_In = 0;
nas2_In = 0;
nas3_In = 1;
end_if;

//Остановка насоса при закрытии выходных клапанов
if per2_R == 0 and per4_R == 0 and per6_R == 0 then
nas1_In = 0;
nas2_In = 0;

```

```

nas3_In = 0;
end_if;

//Остановка насоса при остановке
if stopnas_In == 1 then
nas1_In = 0;
nas2_In = 0;
nas3_In = 0;
per2_In = 0;
per4_In = 0;
per6_In = 0;
end_if;

//Остановка насоса при остановке отключения насоса
if RabLin_R == 0 then
nas1_In = 0;
nas2_In = 0;
nas3_In = 0;
per2_In = 0;
per4_In = 0;
per6_In = 0;
end_if;

//Вывод скорости 1 насоса
if per2_R == 1 and per4_R == 0 and per6_R == 0 and RabLin_R == 1 then
genr4_R = zspeed_R;
elsif per2_R == 0 and per4_R == 1 and per6_R == 0 and RabLin_R == 1 then
genr4_R = zspeed2_R;
elsif per2_R == 0 and per4_R == 0 and per6_R == 1 and RabLin_R == 1 then
genr4_R = zspeed3_R;
end_if;

```

```

//Вывод скорости 2 насоса
if per2_R == 1 and per4_R == 0 and per6_R == 0 and RabLin_R == 2 then
genr5_R = zspeed_R;
elsif per2_R == 0 and per4_R == 1 and per6_R == 0 and RabLin_R == 2 then
genr5_R = zspeed2_R;
elsif per2_R == 0 and per4_R == 0 and per6_R == 1 and RabLin_R == 1 then
genr5_R = zspeed3_R;
end_if;

//Вывод скорости 3 насоса
if per2_R == 1 and per4_R == 0 and per6_R == 0 and RabLin_R == 3 then
genr6_R = zspeed_R;
elsif per2_R == 0 and per4_R == 1 and per6_R == 0 and RabLin_R == 3 then
genr6_R = zspeed2_R;
elsif per2_R == 0 and per4_R == 0 and per6_R == 1 and RabLin_R == 1 then
genr6_R = zspeed3_R;
end_if;

if genr_R <= 100 and per2_In == 1 then //мертвый остаток PBC 1
per2_In = 0;
nas1_In = 0;
nas2_In = 0;
nas3_In = 0;
end_if;

if genr2_R <= 100 and per4_In == 1 then //мертвый остаток PBC 2
per4_In = 0;
nas1_In = 0;
nas2_In = 0;
nas3_In = 0;
end_if;

```

```
if genr7_R <= 100 and per6_In == 1 then //мертвый остаток РВС 2
per6_In = 0;
nas1_In = 0;
nas2_In = 0;
nas3_In = 0;
end_if;
END_PROGRAM
```

Приложение И Листинг программы Визуализация уровней РВС

```
PROGRAM

    VAR_INPUT genr_R : REAL; END_VAR

    VAR_INOUT in1_R : REAL; END_VAR

    VAR_INOUT is1_R : REAL; END_VAR

    VAR_INOUT ip1_R : REAL; END_VAR

    //нижний уровень 1 резервуар

if genr_R <= 150 then

in1_R = 1;

elseif genr_R > 150 then

in1_R = 0;

end_if;

//предупредительный уровень 1 резервуар

if genr_R <= 4750 and genr_R > 4500 then

is1_R = 1;

elseif genr_R > 4750 or genr_R < 4500 then

is1_R = 0;

end_if;

//верхний уровень 1 резервуар

if genr_R > 4750 then
```



```
ip1_R = 1;  
  
elsif genr_R < 4750 then  
  
ip1_R = 0;  
  
end_if;  
  
END_PROGRAM
```

Приложение К

(Справочное)

Automation of tank farm systems

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ02	Коновалов Евгений Александрович		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	к.т.н.		

Консультант – лингвист отделения (ОИЯ) школы ШБИП:

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

1 Description of the automation object

1.1 Object information

Oil depots are enterprises consisting of a complex of structures and installations designed to receive, store and release petroleum products to consumers. Their main purpose is to ensure uninterrupted supply of industry, transport, agriculture and other consumers with oil products of the required quantity and assortment: maintaining quality and minimizing losses.

Oil depots are divided, according to the operational activity, into transshipment, distribution and transshipment and distribution.

Transshipment oil depots are designed for reloading (transshipment) of petroleum products from one type of transport to another. They are placed along of navigable rivers and seaports, major railway lines, intermediate pumping stations. Transshipment oil depots usually serve as a final destination for a certain location.

Distribution oil depots are designed for short-term storage of petroleum products and their supply to consumers in the service area. They are divided into operational and seasonal storage oil depots. The latter are designed to compensate for the uneven supply of oil products to operational oil depots.

Oil depots are distinguished according to the nomenclature of storage into oil depots of general storage, storage of only light oil products and only dark oil products.

The main procedures at oil depots include:

- reception of oil products;
- storage of petroleum products in tanks and containers;
- dispense of oil products to rail and road tanks, tankers and pipelines;
- measurement and accounting of petroleum products.

The territory of the oil depots is generally divided into 6 zones:

- 1) railway operations;
- 2) storage of petroleum products;
- 3) operational;

- 4) treatment facilities;
- 5) supporting facilities;
- 6) administrative and economic.

Facilities for receiving and dispensing petroleum products by rail are located in the zone of railway operations. The objects in this zone include:

- a) railway cul-de-sacs;
- b) loading and unloading overpasses for receiving and dispensing oil products;
- c) zero tanks located below the railroad tracks;
- d) pumping stations for pumping oil products from tank cars to the tank farm and back;
- e) analysis laboratories of petroleum products;
- f) rest room for oil depot operators (operator room);
- g) storage of petroleum products in containers;
- h) platforms for receiving and dispensing oil products in containers.

In the oil products storage area are located:

- a) tank farms for light and dark oil products;
- b) small-capacity tanks for dispensing small batches of oil products (measuring tank);
- c) embankment - fire-resistant fences around oil depots that prevent spillage of oil products in case of tank damage.

The operational zone is intended for placement of means for dispensing petroleum products into tank trucks, containers, barrels and cans, i.e. relatively small batches. This zone contains:

- a) highway overpasses and dispensers for dispensing oil products into tankers;
- b) bottling and packaging machines for pouring oil products into barrels and cans;
- c) warehouses for storage of packaged petroleum products;
- d) warehouses for containers;

e) loading bays for vehicles.

In the zone of treatment facilities that are designed to clean oil-containing water from oil products. These include:

- a) oil traps;
 - b) flotation units;
 - c) settling ponds;
 - d) drying beds;
 - e) sludge storage pits;
 - fe) pumps;
- oil depot lightning protection tank

The zone of auxiliary facilities that ensure the operability of the main facilities of the oil depot include:

- a) boiler room supplying steam to steam pumps, oil products heating system and general heating system;
- b) transformer substation for supplying the oil depot with electricity;
- c) water pumping station;
- d) mechanical workshops;
- e) warehouses for materials, equipment and spare parts, as well as other facilities.

The facilities of the above zones are interconnected by a network of pipelines for pumping oil products, supplying them with water and steam, as well as for collecting oil-containing wastewater.

The administrative and economic zone include:

- a) offices;
- b) through passages;
- c) garages;
- d) fire station;
- e) oil depot security building.

The listed zones and facilities are not necessarily part of each oil depot. The set depends on the type and category of the oil depot, the purpose and nature of the

operations. For example, many oil transshipment depots do not have an operational zone, and distribution depots supplied with oil products by road have no rail and water operations.

Their main purpose is to ensure uninterrupted supply of industry, transport, agriculture and other consumers with oil products of the required quantity and assortment; maintaining the quality of petroleum products and minimizing their losses during acceptance, storage and distribution to consumers.

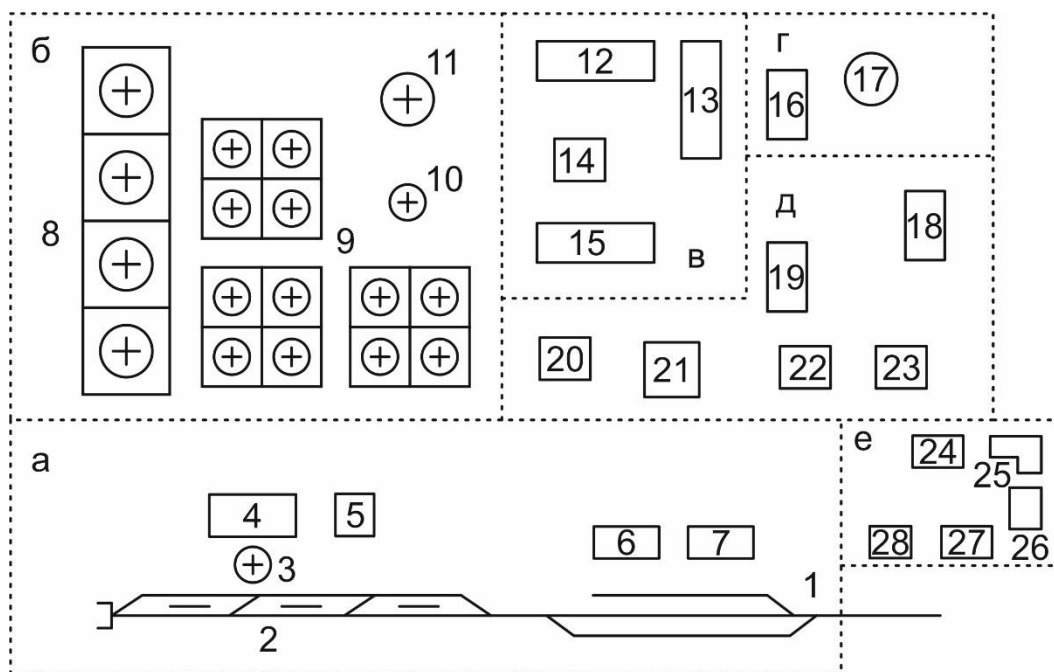


Figure 1 – Oil depot zone breakdown.

Figure 1 shows a breakdown of the oil depot territory into zones:

- a - railway operations zone;
- б - storage area;
- в - operational zone;
- г - wastewater treatment area;
- д - auxiliary operations area;
- е - administrative and economic zone.

The zones contain the following objects:

- 1 - railway cul-de-sacs; 2 - loading and unloading overpass; 3 - zero tank; 4 - pump; 5 - laboratory; 6 - operational; 7 - container storage of petroleum products; 8 - light oil tank farm; 9 - dark oil products tank farm; 10 - measuring tank; 11 - fire

water tank; 12 - overpass; 13 - bottling and packing; 14 - warehouse for storage of packaged petroleum products; 15 - container warehouse; 16 - oil traps; 17 - sludge storage pits; 18 - boiler room; 19 - transformer substation; 20 - water pumping station; 21 - mechanical workshops; 22 - warehouses for materials, equipment and spare parts; 23 - cargo operations offices; 24 - fire station; 25 - offices; 26 - through passages; 27 - security building; 28 – garage.

1.2 Technological process description

The transshipment oil depot includes several main facilities, such as:

- railway overpass for receiving oil products (place for receiving oil products);
- tank farm (storage place for petroleum products);
- pumping unit (location of pumping units for receiving oil products);
- oil products metering unit (a set of instruments and devices that provide metering of petroleum products);
- platform for loading oil products (a platform that ensures safety and convenience for the operator during the process of loading oil products).

1.3 Tank farm

The tank farm includes 3 groups of tanks. Three types of petroleum products are stored on the territory of the tank farm: motor gasoline AI-92-K5, motor gasoline AI-95-K5 and diesel fuel Dt-L-K5. Connection of pipelines to tanks is carried out according to a parallel scheme. At the tank intake, 2 valves are installed, the main valve with an electric drive for remote control during the process of receiving oil products and a backup valve with manual control. At the outlet of the tank, the gate valves are installed similarly to the intake valves.

In the process of receiving oil products, the main electric valve at the intake opens, the valves at the outlet of oil products, as well as the manually operated valve

at the tank intake, must be closed. During the process of dispensing petroleum products, the main electric valve opens for the dispensing of petroleum products, the rest of the valves are in the closed position. In the standard mode of operation, if there is an additional tank for a certain type of oil products, dispensing and receiving into one tank are not performed at the same time. When receiving oil products into the tank, it is necessary to monitor the level of oil products for safety purposes, when the maximum level of oil products in the tank is reached, the pumping units at the reception stop. When storing oil in the tank, all valves must be in the closed position.

1.4 Pumping unit

The pump unit is designed to receive oil products delivered to the tank farm in railway tanks. The unloading front has 10 pump units, of which 5 pump units are designed to drain gasoline and 5 pump units are designed to drain diesel fuel. This system allows you to simultaneously drain oil products of different grades.

A non-return valve is installed at the outlet of the pumping unit. Sensors are installed to measure the vibration of the pump unit casing, as well as the temperature of the motor windings. When the range of normal operation is exceeded, the pumping unit is switched off.

1.5 Oil products metering unit

The metering and control unit includes three flow meters, one flow meter for each type of oil products. When loading oil products, data from measuring devices is transmitted to the controller, and then displayed in the SCADA system. In the event of a flow meter failure, there is a backup line for loading oil products using an indirect method of static measurements.

2 Stages of master's thesis implementation

2.1 Information flow

When performing a master's thesis, an information flow scheme was developed, presented in Application G, consisting of three levels of collecting and storing information.

Levels of collection and storage of information:

- corporate information systems and upper level;
- middle level (information storage level);
- lower level (level of information gathering).

The lower level is the level of equipment, which consists of measuring systems that monitor the controlled parameters, actuators that regulate parameters, electric drives.

The middle level is the PLC level, at this level the reception and processing of data coming from the lower level, sending instructions for controlling actuators, as well as interfacing with the upper level.

The upper level represents the level of visual display of information, monitoring and data collection.

2.2 Functional diagram

When performing the work, a functional diagram was designed, presented in Applications A and B. Functional diagram - a document explaining the processes occurring in individual functional circuits of a product (installation) or objects as a whole. The functional diagram is an explanatory material for the processes occurring in the integral functional blocks and circuits of the device.

The functional diagram of automation is intended to visually display the main technical solutions when designing an automation object.

The functional diagram displays the main technological equipment, automatic control systems, remote control systems, alarm systems and connecting components of the automated system.

Technological equipment, automated control and regulation systems, as well as connecting components (pipelines) are depicted in the functional diagram in the form of symbols. All elements are depicted as symbols according to GOST 21.208-2013.

The functional diagram of the oil depot shows the following:

Remote control sensors:

- oil product level in tanks;
- oil product density in tanks;
- temperature of oil products in tanks;
- temperature of the winding of the pumping unit;
- vibration value of the pump unit casing;
- oil product consumption;
- tap switch.

Alarm system:

- exceeding the level of oil in the tank;
- exceeding the indication of the vibration of the pumping unit;
- excess temperature of the winding of the pumping unit.

2.3 Block diagram

The design of the automated system is based on the principle of a four-level hierarchy:

- the lower level of instrumentation and automation and the executive authorities of the APCS oil quantity and indicators measurement system
- middle level - communication devices of PLC ACS and local area network;
- level of the MES system (workstation of the dispatcher/operator)
- logistic collection level (MES DB) and information processing.

The first level of the system - lower or field.

The middle level provides for the collection and primary processing of information from field level devices, the control of the indicated parameters, the transmission (reception) of data to the middle level (from the middle level).

At the level of the MES system, the tasks of synchronization, coordination, analysis and optimization of the process are solved.

At the level of logistics collection, there is a concentration, processing and ordering (formation of a database) of information from lower levels.

2.4 External wiring diagram

To display the electrical connections between automation devices, an external wiring diagram was developed, presented in Application E.

2.5 Development of a mnemonic diagram in the Trace Mode IDE 6 environment

TRACE MODE IDE 6.06.2 is a specialized program used for automated design of application software for automatic control systems, which can be used when performing the functions of supervisory control of parameter values and control of process equipment. When developing mnemonic diagrams, screen forms of the operator's workstation were developed, shown in Figure 2.

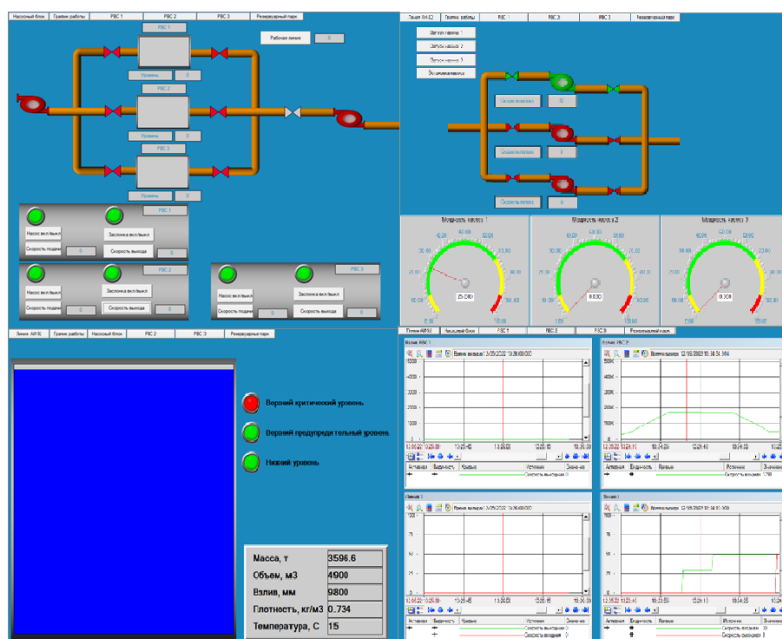


Figure 2 – Operator workstation screen forms

2.6 Development of information flow diagram

The information support diagram is divided into several levels. The first level, the level of sensors and actuators, from which data and the necessary measurement and status signals arrive at the middle level. Control commands come from the middle level to the first level. The information flow diagram is shown in Figure 3.

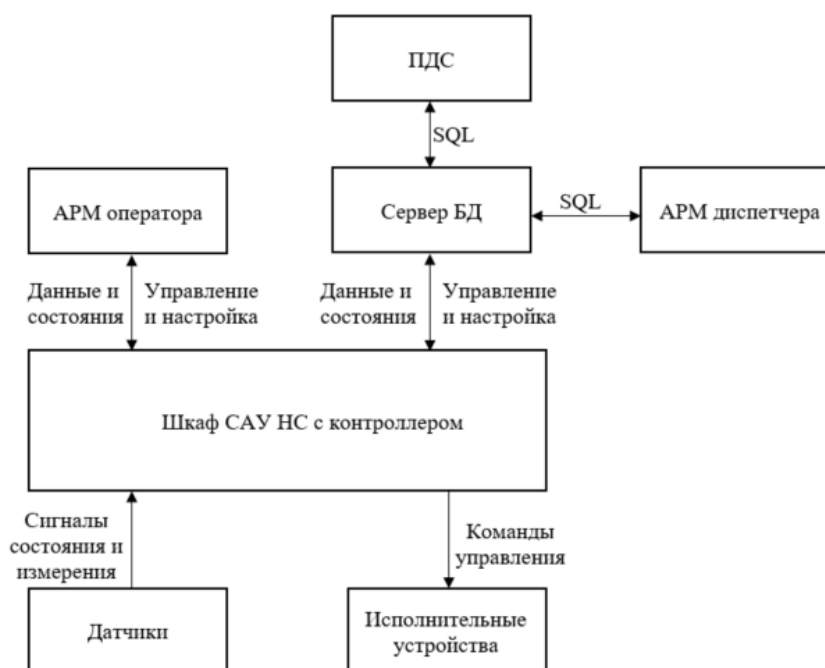


Figure 3 – Information flow diagram

2.7 Development of algorithms for managing key indicators of technological maintenance and repairs

Pumping units are one of the most important elements of the oil depot. Performance monitoring of pumping units is carried out during diagnostic monitoring (scheduled, unscheduled) according to parametric and vibroacoustic criteria; also, when equipment is decommissioned, individual units are evaluated. Evaluated criteria – vibration velocity, pump bearing temperature.

During the work, a scheme for technological maintenance and repair of pumping units was developed.

2.8 Choice of means of implementing the management information system

During the execution of the master's thesis, equipment was selected for the implementation of the information management system, such as controllers, actuators, measuring devices. All equipment was selected taking into account all the features of the object, as well as its location, measuring devices were selected taking into account ensuring high accuracy of parameter measurement.

The Conclusion

During the implementation of the master's thesis, project documentation was developed for the automated control system for the tank farm of the transshipment oil depots. For this, a functional diagram, a structural diagram, a diagram of information flows and external wiring connections were developed. These diagrams show the composition of equipment, means, and methods of data transmission.

When automating the tank farm of the transshipment oil depot, Russian instrumentation and actuators were preferred.

Also, a data collection algorithm was developed and an algorithm was developed to control the flow of oil products at the inlet and outlet of tanks using a PID controller. In the course of the work, an algorithm was developed for starting and stopping the pumping unit of the oil depot.

The completed automation of the management of the tank farm of the transshipment oil depot meets all the necessary requirements. In addition, this system has the possibility of modernization and further expansion.