

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 ООП – Автоматизация технологических процессов и производств в нефтегазовой отрасли
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
Автоматизация сепаратора второй ступени на установке подготовки нефти Буранного месторождения

УДК 681.51:622.276.8

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т91	Суворов Данил Владиславович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ОАР ИШИТР	Семенов Н.М.			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГ ШИП	Жиронкин С.А.	Д.Э.Н., профессор		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Мезенцева И.Л.			

Нормоконтроль (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОАР ИШИТР	Кучман А.В.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Скороспешкин М.В.	К.Т.Н., доцент		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП/ОПОП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах.
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций
УК(У)-9	Способен проявлять предприимчивость в практической деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен использовать основные закономерности, действующие в процессе изготовления продукции требуемого качества, заданного количества при наименьших затратах общественного труда
ОПК(У)-2	Способен решать стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности
ОПК(У)-3	Способен использовать современные информационные технологии, технику, прикладные программные средства при решении задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-4	Способен участвовать в разработке обобщенных вариантов решения проблем, связанных с автоматизацией производств, выборе на основе анализа вариантов оптимального прогнозирования последствий решения
ОПК(У)-5	Способен участвовать в разработке технической документации, связанной с профессиональной деятельностью
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен собирать и анализировать исходные информационные данные для проектирования технологических процессов изготовления продукции, средств и систем автоматизации, контроля, технологического оснащения, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством; участвовать в работах по расчету и

Код компетенции	Наименование компетенции
	проектированию процессов изготовления продукции и указанных средств и систем с использованием современных информационных технологий, методов и средств проектирования
ПК(У)-2	способен выбирать основные и вспомогательные материалы для изготовления изделий, способы реализации основных технологических процессов, аналитические и численные методы при разработке их математических моделей, методы стандартных испытаний по определению физико-механических свойств и технологических показателей материалов и готовых изделий, стандартные методы их проектирования, прогрессивные методы эксплуатации изделий
ПК(У)-3	готов применять способы рационального использования сырьевых, энергетических и других видов ресурсов, современные методы разработки малоотходных, энергосберегающих и экологически чистых технологий, средства автоматизации технологических процессов и производств
ПК(У)-4	способен участвовать в постановке целей проекта (программы), его задач при заданных критериях, целевых функциях, ограничениях, разработке структуры его взаимосвязей, определении приоритетов решения задач с учетом правовых и нравственных аспектов профессиональной деятельности, в разработке проектов изделий с учетом технологических, конструкторских, эксплуатационных, эстетических, экономических и управленческих параметров, в разработке проектов модернизации действующих производств, создании новых, в разработке средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством в соответствии с техническими заданиями и использованием стандартных средств автоматизации расчетов и проектирования
ПК(У)-5	способен участвовать в разработке (на основе действующих стандартов и другой нормативной документации) проектной и рабочей технической документации в области автоматизации технологических процессов и производств, их эксплуатационному обслуживанию, управлению жизненным циклом продукции и ее качеством, в мероприятиях по контролю соответствия разрабатываемых проектов и технической документации действующим стандартам, техническим условиям и другим нормативным документам
ПК(У)-6	способен проводить диагностику состояния и динамики производственных объектов производств с использованием необходимых методов и средств анализа
ПК(У)-7	способен участвовать в разработке проектов по автоматизации производственных и технологических процессов, технических средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, в практическом освоении и совершенствовании данных процессов, средств и систем
ПК(У)-8	способен выполнять работы по автоматизации технологических процессов и производств, их обеспечению средствами автоматизации и управления, готовностью использовать современные методы и средства автоматизации, контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством

Код компетенции	Наименование компетенции
ПК(У)-9	способен определять номенклатуру параметров продукции и технологических процессов ее изготовления, подлежащих контролю и измерению, устанавливать оптимальные нормы точности продукции, измерений и достоверности контроля, разрабатывать локальные поверочные схемы и выполнять проверку и отладку систем и средств автоматизации технологических процессов, контроля, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, а также их ремонт и выбор; осваивать средства обеспечения автоматизации и управления
ПК(У)-10	способен проводить оценку уровня брака продукции, анализировать причины его появления, разрабатывать мероприятия по его предупреждению и устранению, по совершенствованию продукции, технологических процессов, средств автоматизации и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, систем экологического менеджмента предприятия, по сертификации продукции, процессов, средств автоматизации и управления
ПК(У)-11	способен участвовать: в разработке планов, программ, методик, связанных с автоматизацией технологических процессов и производств, управлением процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, инструкций по эксплуатации оборудования, средств и систем автоматизации, управления и сертификации и другой текстовой документации, входящей в конструкторскую и технологическую документацию, в работах по экспертизе технической документации, надзору и контролю за состоянием технологических процессов, систем, средств автоматизации и управления, оборудования, выявлению их резервов, определению причин недостатков и возникающих неисправностей при эксплуатации, принятию мер по их устранению и повышению эффективности использования
ПК(У)-18	способен аккумулировать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт в области автоматизации технологических процессов и производств, автоматизированного управления жизненным циклом продукции, компьютерных систем управления ее качеством
ПК(У)-19	способен участвовать в работах по моделированию продукции, технологических процессов, производств, средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством с использованием современных средств автоматизированного проектирования, по разработке алгоритмического и программного обеспечения средств и систем автоматизации и управления процессами
ПК(У)-20	способен проводить эксперименты по заданным методикам с обработкой и анализом их результатов, составлять описания выполненных исследований и подготавливать данные для разработки научных обзоров и публикаций
ПК(У)-21	способен составлять научные отчеты по выполненному заданию и участвовать во внедрении результатов исследований и разработок в области автоматизации технологических процессов и производств, автоматизированного управления жизненным циклом продукции и ее качеством

Код компетенции	Наименование компетенции
ПК(У)-22	способен участвовать: в разработке программ учебных дисциплин и курсов на основе изучения научной, технической и научно-методической литературы, а также собственных результатов исследований; в постановке и модернизации отдельных лабораторных работ и практикумов по дисциплинам профилей направления; способностью проводить отдельные виды аудиторных учебных занятий (лабораторные и практические), применять новые образовательные технологии, включая системы компьютерного и дистанционного обучения

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Громаков Е. И.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
8Т91	Суворов Данил Владиславович

Тема работы:

Автоматизация сепаратора второй ступени на установке подготовки нефти Буранного месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 34-91/с от 03.02.2023 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2023 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: сепаратор нефтегазовый трехфазный второй ступени С-2 на установке подготовки нефти Буранного месторождения. Режим работы: постоянный. Вид сырья: скважинная продукция. Материал изделия: нержавеющая сталь 12Х18Н9 Особые требования: ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> – Разработка функциональной схемы технологического процесса. – Разработка структурной и функциональных схем автоматизированной системы. – Обзор выбора КИПиА для управления процессом сепарирования. – Разработка схемы внешних проводок автоматизированной системы.

	<ul style="list-style-type: none"> – Разработка алгоритма пуска и останова сепаратора. – Разработка экранной формы управления и контроля за процессом сепарирования. – Математическое моделирование системы автоматического регулирования температуры сепаратора.
Перечень графического материала	<ul style="list-style-type: none"> – Функциональная схема технологического процесса подготовки нефти. – Структурная и функциональная схемы автоматизации (ГОСТ 21.408-2013). – Трехуровневая схема автоматизированной системы. – Схема алгоритма пуска и останова сепаратора. – Схема внешних проводок. – Мнемосхема сепаратора.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Мезенцева Ирина Леонидовна, ст. преподаватель ОБД
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Жиронкин Сергей Александрович, профессор ОСГН ШИП, д.э.н.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	03.02.2023 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ОАР ИШИТР	Семенов Н.М.			03.02.2023 г.

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т91	Суворов Данил Владиславович		03.02.2023 г.

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 Уровень образования – Бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники
 Период выполнения – Весенний семестр 2022 /2023 учебного года

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

Обучающийся:

Группа	ФИО
8Т91	Суворов Данил Владиславович

Тема работы:

Автоматизация сепаратора второй ступени на установке подготовки нефти Буранного месторождения

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2023 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.05.2023 г.	<i>Основная часть ВКР</i>	60
30.05.2023 г.	<i>Раздел «Социальная ответственность»</i>	20
30.05.2023 г.	<i>Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</i>	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ОАР ИШИТР	Семенов Н.М.			03.02.2023 г.

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Е. И.	к.т.н.		03.02.2023 г.

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т91	Суворов Данил Владиславович		03.02.2023 г.

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 97 страниц, 14 рисунков, 33 таблицы, 30 источников литературы, 8 приложений.

Ключевые слова: установка подготовки нефти, сепаратор, автоматизация, моделирование, ПИД-регулятор, SCADA-система, программируемый логический контроллер, система противоаварийной защиты.

Объектом исследования является сепаратор нефтяной трехфазный второй ступени сепарации.

Цель работы: проектирование автоматизированной системы управления сепаратором нефтяным трехфазным второй ступени сепарации.

В данной работе была разработана автоматизированная система управления нефтяным сепаратором на базе промышленных контроллеров ЭЛСИ-ТМК с использованием распределительной системы управления (PCY) и системы противоаварийной защиты (СПАЗ).

В результате исследования было разработано комплексное решение по проектированию системы автоматизации начиная с разработки технического задания и заканчивая схемами автоматизации и экранной формой проекта.

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

Экономическая эффективность работы обоснована увеличением производительности труда и надежности системы при отсутствии увеличения бюджета проекта в сравнении с аналогами. Существенным плюсом разработки стоит считать повышение безопасности труда рабочего персонала, что позволяет говорить о превосходстве выполненной разработки над аналогами и по финансовой эффективности, и по ресурсной эффективности.

Содержание

Обозначения, определения и сокращения	13
Введение.....	14
1 Функциональная схема технологического процесса на установке подготовки нефти Буранного месторождения	15
1.1 Установка подготовки нефти.....	15
1.2 Технологический регламент установки подготовки нефти.....	15
1.3 Описание функциональной схемы технологического процесса УПН Буранного месторождения	16
2 Разработка технического задания.....	18
3 Разработка объема автоматизации	21
3.1 Технические характеристики сепаратора	21
3.2 Объем автоматизации	22
3.3 Средства автоматизации.....	23
4 Алгоритмы запуска и останова сепаратора	24
4.1 Алгоритм запуска сепаратора С-2.....	24
4.2 Алгоритм останова сепаратора С-2	25
5 Разработка схемы автоматизации сепаратора.....	26
5.1 Выбор средств автоматизации.....	26
5.1.1 Выбор датчика давления	27
5.1.2 Выбор датчика температуры.....	28
5.1.3 Выбор датчика уровня.....	30
5.1.4 Выбор расходомера.....	32
5.1.5 Выбор исполнительного устройства.....	33
5.1.6 Выбор контроллера	35

5.2 Проектирование системы противоаварийной защиты	37
5.2.1 Требования к системе	37
5.2.2 Проведение HAZID и HAZOP-анализа.....	37
5.2.3 Определение необходимого технологического слоя защиты	39
5.2.3 Определение необходимого технологического слоя защиты	41
5.2.4 Выбор средств автоматизации для реализации СПАЗ.....	43
5.2.4.1 Выбор сигнализатора загазованности.....	43
5.2.4.2 Выбор сигнализатора уровня.....	44
5.2.4.3 Выбор сигнализатора давления	45
5.3 Трехуровневая система АСУ	47
5.4 Проектирование функциональной схемы автоматизации	47
5.5 Разработка схемы внешних проводок	48
5.6 Разработка экранной формы мониторинга работы сепаратора.....	48
6. Моделирование САР температуры.....	50
7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	56
7.1 Анализ конкурентных технических решений	56
7.2 SWOT-анализ.....	58
7.3 Планирование научно-исследовательской работы.....	61
7.3.1 Структура работы в рамках научного исследования	61
7.3.2. Определение трудоемкости выполнения работ	62
7.3.3. Разработка графика проведения научного исследования.....	63
7.3.4 Бюджет научно-технического исследования	67
7.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	69
7.5 Выводы по разделу	72

8 Социальная ответственность	75
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	75
8.2 Производственная безопасность.....	77
8.2.1 Летучие испарения легких углеводородов.....	78
8.5 Выводы по разделу.....	85
Заключение	86
Список использованной литературы.....	87
Приложение А (обязательное) Функциональная схема технологического процесса.....	90
Приложение Б (обязательное) Объем автоматизации.....	91
Приложение В (обязательное) Алгоритмы пуска и останова сепаратора.....	92
Приложение Г (обязательное) Трехуровневая схема автоматизации.....	93
Приложение Д (обязательное) Функциональная схема автоматизации.....	94
Приложение Е (обязательное) Мнемосхема сепаратора.....	95
Приложение Ж (обязательное) Проектирование СПАЗ	96
Приложение И (обязательное) Схема внешних проводок.....	97

Обозначения, определения и сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

IP (International Protection) – степень защиты;

SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) – диспетчерское управление и сбор данных;

SIF (Safety Instrumented Functions) – автоматическая функция безопасности;

SIL (Safety Integrity Level) – мера эффективности безопасности;

SIS (Safety Instrumented System) – система функциональной безопасности;

АРМ – автоматизированное рабочее место оператора;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;

НКПР – нижний концентрационный предел распространения;

ПИД-регулятор – пропорционально-интегрально-дифференцирующий регулятор;

ПЛК – программируемый логический контроллер;

ПО – программное обеспечение;

ПФ – передаточная функция;

РСУ – распределенная система управления;

С-2 – условное обозначение сепаратора второй ступени на УПН Буранного месторождения;

САР – система автоматического регулирования;

СПАЗ – система противоаварийной защиты;

УПН – установка подготовки нефти;

ФСА – функциональная схема автоматизации.

Введение

В современной промышленности производственные процессы демонстрируют стремительное развитие. Происходит модернизация технологий, автоматических машин и аппаратов, а также стремительно увеличивается количество процессов, проводимых одновременно. В основе успешного контроля технологических процессов лежит автоматизация, позволяющая осуществить прием, преобразование, передачу и использование информации и энергии с помощью специальных устройств.

В нефтегазовой промышленности автоматизация также играет большую роль, обеспечивая контроль и регулирование всех параметров, используемых для работы в таких крупных промышленных зонах как установки подготовки нефти, нефтеперерабатывающие заводы, газораспределительные станции и др.

В рамках выпускной квалификационной работы проведен анализ технологического регламента участка подготовки нефти Буранного месторождения, описаны устройство и средства автоматизации нефтяного сепаратора, алгоритмы пуска и останова сепаратора, разработаны структурная и функциональная схемы автоматизации и мнемосхема для управления и мониторинга работы сепаратора в режиме реального времени с помощью пакета TRACE MODE, а также проведено моделирование работы сепаратора с помощью программы Matlab Simulink.

1 Функциональная схема технологического процесса на установке подготовки нефти Буранного месторождения

1.1 Установка подготовки нефти

Подготовка нефти непосредственно на промысле занимает важное место в цепочке, связанной с добычей, сбором и транспортированием товарной нефти на дальнейшую переработку. Извлекаемая из нефтяных скважин эмульсия содержит в себе большое количество примесей, пластовой воды и попутного нефтяного газа, что делает транспортировку нефти по магистральным трубопроводам экономически нецелесообразной, поэтому после скважин нефть по трубопроводу направляется на установку подготовки нефти (УПН).

Качество подготовки нефти влияет на эффективность и надежность работы магистрального трубопроводного транспорта, центробежных насосов, стоимость транспортировки нефти. Повышенное содержание воды, хлористых солей и механических примесей в нефти, поступающей на переработку, ухудшает качество получаемой из нее продукции, служит причиной для ускоренной коррозии и закупорки теплообменных и нефтеперегонных аппаратов. Возникают проблемы с утилизацией соленых стоков на нефтеперерабатывающих заводах.

1.2 Технологический регламент установки подготовки нефти

Месторождение нефти и газа – совокупность залежей одной и той же группы, находящихся в недрах земной коры единой площади [2]. Площадь месторождений нефти обычно составляет десятки сотен квадратных километров. Из месторождений нефть добывают через специальные скважины.

Работа любого нефтяного месторождения определяется технологическим регламентом. Технологический регламент определяет правила и порядок ведения технологического процесса, режимные параметры,

показатели качества продукции, безопасные условия эксплуатации установки подготовки нефти и перечень действующих нормативных документов.

Основным разделом технологического регламента является описание технологического процесса и технологической схемы производственного объекта. Технологическая схема УПН обеспечивает безопасную эксплуатацию, возможность ремонта, проведения необходимых исследований, замер продукции скважин, ее разгазирование, сбор нефти и выдачу потребителю. Для возможности сбора и сдачи добытой нефти предусмотрена сепарация и подготовка нефти до параметров, соответствующих ГОСТ Р 51858-2002 (при обводненности нефти до 90 %).

1.3 Описание функциональной схемы технологического процесса УПН Буранного месторождения

Чертеж функциональной схемы технологического процесса на установке подготовки нефти представлен в приложении А.

Продукция скважин по линейным трубопроводам поступает на площадку подключения, далее через электрозадвижку 1ЭЗд поступает на площадку УПН на блок входных фильтров. Также существует возможность принимать нефтесодержащую жидкость, завозимую автотранспортом с кустовых площадок, через сливной колодец в емкость Е-4, и дальнейшей ее откачки погружным насосом на подогреватель нефти П-1 [1].

Следующим шагом продукция поступает на технологическую площадку в сепаратор I ступени сепарации С-1. Сепарационная установка включает в себя нефтегазовые сепараторы первой ступени С-1, второй ступени С-2 и сепаратор концевой ступени сепарации КС-1.

На первой ступени сепарации происходит холодная сепарация нефти с выделением попутного нефтяного газа из жидкости. Далее эмульсия поступает в подогреватель нефти П-2, где нагревается до температуры 30-50 °С для улучшения процесса отделения воды от нефти.

На второй ступени сепарации в трехфазном сепараторе С-2 происходит отделение пластовой воды и дальнейшее разгазирование (до 35 % от исходного содержания газа). Давление в установке регулируется клапаном К4, а уровень раздела «нефть-вода» и уровень нефти – клапанами КлР5 и КлР3 соответственно. Обезвоживание нефти в С-2 обеспечивается до содержания воды в нефти не более 10 % [1].

Для доведения нефти по содержанию воды до товарного качества (до 0,5 %) предусмотрен отстойник нефти ОН-1 непрерывного действия, нефть в который поступает через клапан КлР3. Межфазный уровень «нефть – вода» регулируются клапаном КлР8. Давление в аппарате поддерживается клапаном КлР6. Сброс избытка газа осуществляется на факел низкого давления. Для возможности обессоливания нефти на вход ОН-1 предусмотрена подача пресной воды.

Окончательное разгазирование нефти осуществляется в концевом сепараторе КС-1. Давление в аппарате поддерживается минимально достаточным для вывода газов на факел. Уровень нефти в аппарате поддерживается регулирующим клапаном КлР9.

После сепаратора КС-1 товарная нефть направляется через электрозадвижку 11ЭЗд в резервуарный парк. Далее товарная нефть через электрозадвижки ЭЗд12 и насос Н-1/1 (ЭЗд13 и Н-1/2) поступает через узел оперативного учета в нефтепровод. В качестве стояка налива нефти в автоцистерны используется комплектная установка налива АСН-100. Подача нефти на стояк производится насосом Н-2/1 (Н-2/2). Нефть из стояка налива подается на наполнение автоцистерны, которая отправляется потребителю.

2 Разработка технического задания

В ходе работы необходимо спроектировать автоматизированную систему управления сепаратором второй ступени сепарации С-2. Для разработки автоматизированной системы сепаратора необходимо сформулировать техническое задание. Комплекс стандартов на автоматизированные системы и техническое задание на создание автоматизированной системы регламентируются межгосударственным стандартом ГОСТ 34.602-2020 [10]. Согласно стандарту, техническое задание на автоматизированную систему должно содержать следующие разделы.

1. Общие сведения.
2. Назначение и цели создания (развития) системы.
3. Характеристика объектов автоматизации.
4. Требования к системе.
5. Состав и содержание работ по созданию системы.
6. Порядок контроля и приемки системы.
7. Требования к составу и содержанию работ по подготовке объекта автоматизации к вводу системы в действие.
8. Требования к документированию.
9. Источники разработки.

2.1 Общие сведения

В качестве автоматизированной системы будет создаваться АСУ сепаратором С-2 II ступени сепарации. Система будет разработана на основе Технологического регламента участка подготовки нефти Буранного месторождения [1].

2.2 Назначение и цели создания системы

Назначением системы является непрерывный автоматизированный контроль и управление в реальном времени технологическим процессом приема пластовой нефти и доведения ее до товарных характеристик. АСУ ТП должна обеспечивать безопасность технологического персонала и

автоматический перевод технологического процесса в безопасное состояние при возникновении аварийных ситуаций.

Целями создания системы АСУ ТП являются повышение безопасности и качества ведения технологического процесса, оперативности действий технологического персонала, технико-экономических показателей работы, а также улучшение условий труда персонала.

2.3 Характеристика объекта автоматизации

Сепаратор С-2 находится на участке подготовки нефти Буранного месторождения, который предназначен для подготовки сырой нефти (дегазации, обезвоживания, обессоливания), поступающей с месторождения, и дальнейшей ее транспортировки. Регламент технологического процесса описан в п. 1.3. Объект эксплуатируется на территории Томской области, которая покрыта болотами (около 40 % площади), мелководными реками и озерами, а также смешанным лесом хвойных и мелколиственных пород. Погода часто с резкими перепадами температур, характерными для континентального климата. Длительная зима с морозами до минус 40 °С сменяется жарким летом с погодой до плюс 35 °С.

2.4 Требования к системе

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

Для узла измерения давления газожидкостной смеси и газа в трубопроводе использовать расходомеры на базе диафрагм. Основная

относительная погрешность измерения расходомера должна составлять не более 1 %. Основная относительная погрешность датчиков температуры, вибрации, сигнализаторов должна составлять не более 0,5 %. Основная погрешность измерения уровня должна составлять не более 0,125 %.

Основываясь на Технологическом регламенте, были сформированы технические и метрологические характеристики измерительных приборов, необходимых для функционирования автоматизированной системы, а также перечень входных/выходных сигналов, представленные в приложении Б.

2.5 Состав и содержание работ по созданию системы

В рамках проектирования автоматизированной системы произведен выбор средств автоматизации, созданы структурная и функциональная схемы автоматизации, описан алгоритм сбора данных измерительного канала, спроектирована схема внешних проводок, а также создан SCADA-экран для АРМ-оператора с помощью пакета программы TRACE MODE.

2.6 Требования к составу и содержанию работ

Разработанные схемы автоматизации и блок-схемы должны соответствовать нормам ГОСТ 21.408-2013 [11] и ГОСТ 19.701-90 [12].

3 Разработка объема автоматизации

Для удаления посторонних и вредных примесей из товарной нефти предназначен большой комплекс устройств и аппаратов. Необходимость этих действий обусловлена несколькими причинами:

- Вода – это балласт, перекачка которого не приносит прибыли.
- При перекачке нефти без газа и воды меньше трение.
- Не создается газовых шапок и скоплений воды на трассе нефтепровода.
- Минерализованная пластовая вода и механические примеси ускоряют коррозию трубопровода и износ оборудования.

В связи с этим в промышленности широкое применение получили нефтяные сепараторы – установки, используемые для разделения попутного газа и свободных жидкостей. Общее их назначение – это очистка нефти от газа и примесей, что значительно улучшает ее полезные характеристики, а также получение чистых продуктов нефтепромысла. Таким образом, на выходе получают разные продукты, готовые к использованию. В зависимости от количества разделяемых компонентов сепараторы разделяют на двухфазные и трехфазные.

3.1 Технические характеристики сепаратора

На установке подготовки нефти Буранного месторождения в качестве трехфазного сепаратора II степени сепарации С-2 используется горизонтальный сепаратор НГСВ-1-1,0-2400-2-И, технические характеристики которого представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики сепаратора С-2

Техническая характеристика	Величина	Размерность
Объем сепаратора	40	м ³
Масса сепаратора	8 700	кг
Высота сепаратора	3 500	мм
Диаметр условный	3 800	мм
Диапазон рабочего давления	(3,0 – 4,1)	МПа
Диапазон рабочих температур	(30 – 55)	°С
Уровень раздела нефть/вода	(500 – 1300)	мм
Уровень нефти в сепараторе	(1000 – 1400)	мм
Расход пластовой воды	до 48	м ³ /ч
Расход нефтяной эмульсии	(10 – 55)	м ³ /ч
Плотность нефти	860	кг/м ³
Плотность воды	1000	кг/м ³

На основе технических характеристик необходимо осуществить выбор средств автоматизации для проектирования схемы автоматизации сепаратора. Все выбранные средства автоматизации должны удовлетворять метрологическим требованиям, обязаны находиться в Государственном Реестре средств измерения Российской Федерации и быть допущенными к применению.

3.2 Объем автоматизации

Согласно техническим характеристикам сепаратора и техническому заданию, был разработан объем автоматизации нефтяного сепаратора второй ступени (приложение Б). Объем автоматизации включает в себя перечень входных и выходных сигналов, предаварийные и аварийные границы рабочего диапазона, необходимость аварийного оповещения, а также необходимый класс точности используемых измерительных приборов.

3.3 Средства автоматизации

На основе технических параметров и составленного перечня регулируемых параметров делаем вывод о том, что для проектирования и разработки схемы автоматизации сепаратора II ступени сепарации С-2 необходимы следующие средства автоматизации.

1. Датчик давления для контроля давления в сепараторе и передачи сигнала на средний уровень автоматизации.

2. Датчик уровня для контроля уровня нефти в сепараторе для дальнейшего транспортирования в отстойник нефти по трубопроводу через клапан КлРЗ.

3. Датчик температуры для контроля температуры в сепараторе и возможности предупреждения о выходе за установленные пределы;

4. Расходомер для контроля и регулирования потока нефти через клапан КлРЗ в отстойник нефти ОН-1, потока пластовой воды через клапан КлР5 в отстойник очистки воды ОВ-1, и потока газа в газосепаратор ГС-1 через клапан К4.

5. Сигнализатор уровня для предупреждения о выходе технологического параметра за указанные пределы и блокировки системы при аварии.

6. Сигнализатор загазованности для предупреждения о выходе технологического параметра за указанные пределы и блокировки системы при аварии.

7. Сигнализатор давления для предупреждения о выходе технологического параметра за указанные пределы и блокировки системы при аварии.

8. Программируемый логический контроллер (ПЛК) для контроля и управления технологическими параметрами и электрозадвижками: распределенная система управления (PCY) и для реализации системы противоаварийной защиты (ПАЗ).

4 Алгоритмы запуска и останова сепаратора

4.1 Алгоритм запуска сепаратора С-2

Пуск УПН и вывод на нормальный режим осуществляется в порядке, указанном в таблице 2.

Таблица 2 – Алгоритм запуска сепаратора С-2

Шаг	Действие
1	Пуск узла сепарации 1-й ступени.
2	Пуск блока БИР.
3	Пуск факельной системы высокого давления.
4	Пуск факельной системы низкого давления.
5	Вывод на режим сепараторов первой ступени С-1 и концевой ступени КС-1.
6	Включение в работу технологического резервуара Р-1.
7	Пуск в работу насосов внутренней перекачки Н-2/1 (Н-2/2).
8	Пуск подогревателя нефти П-1, П-2.
9	Пуск и вывод на режим трехфазного сепаратора С-2.
10	Вывод на режим отстойников.
11	Включение в работу резервуара Р-2, Р-3.
12	Пуск насосов внешней откачки Н-1/1 (Н-1/2).

После пуска в работу подогревателя П-1 или П-2 приступают к пуску сепаратора С-2. Для пуска на режим сепаратора С-2 подготавливают к приему воды отстойник очистки воды ОВ-1. Далее приступают к выводу на режим сепаратора С-2.

1. Постепенным открытием задвижки 203д на линии подачи нефтегазовой смеси от сепаратора С-1 подается нефтегазовая смесь в С-2, постепенно заполняя его [1].

2. Открыть задвижки 223д, 233д; 1063д; 1073д до и после регулирующих клапанов КлР3 и КлР4, на трубопроводе выхода газа и жидкости из сепаратора. Количество нефтегазовой смеси поддерживают на уровне, чтобы уровень и давление в аппарате не превышали норму.

3. При достижении уровня пластовой воды регламентного значения открыть задвижки 2023д до и 2033д после регулирующего клапана КлР5 на трубопроводе выхода воды на ОВ-1.

4. Произвести необходимые настройки и регулировки регуляторов давления и уровня.

4.2 Алгоритм останова сепаратора С-2

Останов сепаратора второй ступени следует осуществлять в случаях, которые потенциально могут привести к возникновению аварийных ситуаций, а именно: при нерегулируемом повышении давления выше установленного значения, при неисправности контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации сепаратора, при обнаружении дефектов в корпусе или основных элементов сепаратора, при возникновении пожара и др.

Алгоритм останова сепаратора представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Алгоритм останова сепаратора С-2

Шаг	Действие
1	Закрыть задвижку 203д подачи эмульсии в сепаратор.
2	Отключить подогреватель нефти П-2.
3	Закрыть задвижки 223д, 233д, 1063д, 1073д для прекращения отвода газа, нефти и воды по трубопроводам.
4	При нерегулируемом повышении давления активировать сбросной предохранительный клапан.
5	Перекрыть вентиль нагнетательного насоса.
6	Откачать содержимое сепаратора для проведения диагностических или ремонтных работ.

Блок-схемы алгоритмов запуска и останова сепаратора С-2, выполненные в соответствии с ГОСТ 19.701-90, представлены в приложении В [12].

5 Разработка схемы автоматизации сепаратора

5.1 Выбор средств автоматизации

Выбор датчиков технологических параметров осуществляется согласно стандартам и требованиям регламента с учетом ряда факторов метрологического и режимного характера, наиболее существенные из которых следующие [3]:

- расстояние, на которое может быть передана информация, снимаемая с датчиков (интерфейс связи датчика);
- предельное значение измеряемой величины и других параметров среды;
- допустимая для автоматизированной системы (АС) погрешность, определяющая подбор по классу точности датчика;
- инерционность датчика, характеризуемая его постоянной времени;
- влияние внешних факторов окружающей среды (температуры, давления, влажности) на нормальную работу датчиков. Разрушающее влияние на датчик контролируемой и окружающей среды;
- возможность применения датчика с точки зрения пожаро- и взрывобезопасности;
- наличие искробезопасной цепи.

На основе технического задания (п. 2), технических характеристик сепаратора С-2, описанных в п. 3.1, и составленного списка средств автоматизации, представленного в п. 3.2, произведем выбор необходимого оборудования.

5.1.1 Выбор датчика давления

Для выбора датчиков давления был проведен сравнительный анализ следующих датчиков, исходя из списка ведущих производителей: Rosemount 2051, Метран-55 ДИ, ЭЛЕМЕР-АИР-30, ОВЕН ПД200-ДИ, PIEZUS AMZ 5450. Исходя из технического задания, основными критериями выбора датчика давления являются предел допускаемой погрешности и диапазон измерений.

Результаты сравнительного анализа представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Сравнительный анализ датчиков давления

Критерий сравнения \ Датчик	Rosemount 2051	Метран-55 ДИ	ЭЛЕМЕР-АИР-30	ОВЕН ПД200-ДИ	PIEZUS AMZ 5450
Диапазон измерений	(0 – 69) МПа	(0 – 2,5) МПа	(0 – 60) МПа	(0 – 6) МПа	(0 – 7) МПа
Предел допускаемой погрешности	± 0,05 %	± 0,15 %	± 0,075 %	± 0,1 %	± 0,075 %
Диапазон температур измеряемой среды	От минус 40 до плюс 85 °С	От минус 40 до плюс 70 °С	От минус 40 до плюс 120 °С	От минус 40 до плюс 100 °С	От минус 40 до плюс 105 °С
Выходной сигнал постоянного тока	(4 – 20) мА, HART	(4 – 20) мА, HART	(4 – 20) мА, HART	(4 – 20) мА, HART	(4 – 20) мА, HART
Средний срок службы	5 лет	12 лет	15 лет	12 лет	15 лет
Взрывозащищённость	0ExiaIICT4X	0ExiaIICT5X	0ExiaIICT6X	1ExdIICT6Gb	1ExdIICT6
Степень защиты от внешних факторов	IP68	IP65	IP65	IP65	IP67
Цена	33 900 руб.	4 200 руб.	37 120 руб.	61 200 руб.	4 400 руб.

По итогам сравнительного анализа был сделан выбор в пользу датчика PIEZUS AMZ 5450 (рисунок 1), так как он имеет достаточно большой диапазон измерений, в который попадает рабочее давление сепаратора по регламенту, имеет взрывонепроницаемую оболочку в отличие от датчиков Rosemount, Метран и ЭЛЕМЕР и более долгий срок службы по сравнению с датчиком ОВЕН. При этом выбранный датчик обладает высокой степенью защиты от внешних факторов, а также HART-интерфейсом.

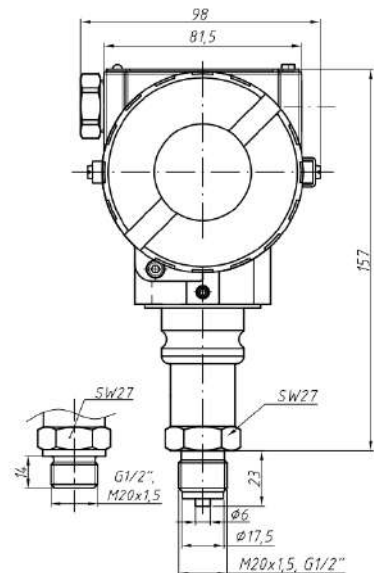


Рисунок 1 – Изображение и закладная датчика давления PIEZUS AMZ 5450

Прибор AMZ 5450 выполнен в штуцерном исполнении и предназначен для преобразования избыточного или абсолютного давления газов и жидкостей в выходной аналоговый ток и цифровой сигналы, а также индикации текущего значения измеряемого параметра на цифровом дисплее.

Датчики давления AMZ 5450 обеспечивают высокую точность за счет активной компенсации дополнительной температурной погрешности. На выход датчика давления передается аналоговый сигнал тока (4 – 20) мА и цифровые значения по HART-протоколу. Текущие значения давления могут отображаться на встроенном цифровом дисплее. Применение емкостного и тензорезистивного сенсоров обеспечивает устойчивость к перегрузкам и стабильность измерений [4].

5.1.2 Выбор датчика температуры

В качестве датчиков температуры были рассмотрены следующие варианты, исходя из списка ведущих производителей оборудования: ОВЕН ДТПЛхх5, Метран-271, WIKA TR10-C, Метран-274, ЭЛЕМЕР ПТ 0304-ВТ. Исходя из технического задания, основными критериями выбора датчика давления являются предел допускаемой погрешности и диапазон измерений.

Результаты сравнительного анализа представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Сравнительный анализ датчиков температуры

Датчик Критерии сравнения	Метран-271	WIKА TR10-C	Метран-274	ЭЛЕМЕР ПТ 0304-ВТ	ОВЕН ДТПЛхх5
Диапазон измерений	От минус 40 до плюс 600 °С	От минус 200 до плюс 600 °С	От минус 50 до плюс 400 °С	От минус 50 до плюс 250 °С	От минус 40 до плюс 600 °С
Предел допускаемой погрешности	± 0,5 %	± 0,15 %	± 0,2 %	± 0,05 %	± 0,1 %
Выходной сигнал постоянного тока	(4 – 20) мА, HART	(4 – 20) мА, HART	(4 – 20) мА, HART	(4 – 20) мА, HART	(4 – 20) мА, HART
Средний срок службы	6 лет	15 лет	8 лет	10 лет	10 лет
Взрывозащищённость	0ExiaIICT6	1ExiaIICT5	1ExdIICT5	0ExiaIIBT4	0ExiaIICT6
Степень защиты от внешних факторов	IP65	IP66	IP65	IP65	IP67
Цена	2 000 руб.	4 500 руб.	4 500 руб.	По запросу	4 800 руб.

В результате сравнительного анализа был выбран датчик температуры ОВЕН ДТПЛхх5 (рисунок 2). Датчик обладает широким диапазоном измеряемых температур, имеет высокую степень защиты от внешних факторов и высокую допустимую температуру нагрева корпуса. Датчик имеет один из самых низких пределов допустимой погрешности, который соответствует техническому заданию, а также длительный срок службы.

Термопары во взрывозащищенном исполнении в отличие от датчиков в общепромышленном исполнении применяются для измерения температуры взрывоопасных смесей газов, паров, а также легковоспламеняющихся и взрывчатых веществ. Искробезопасная электрическая цепь – это цепь, в которой разряды или термические воздействия, возникающие в нормальном или аварийном режиме работы электрооборудования, не вызывают воспламенения взрывоопасной смеси [5].

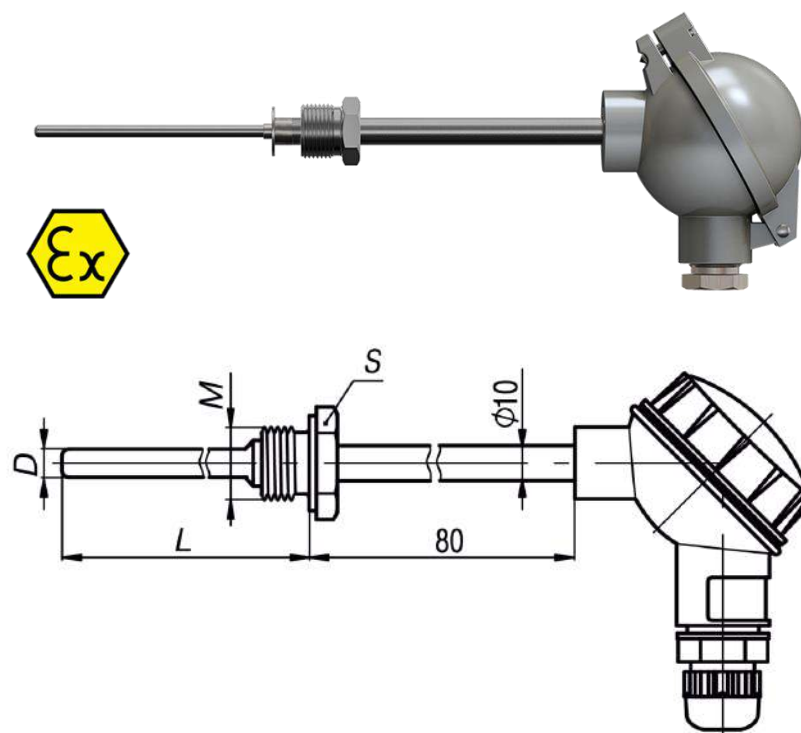


Рисунок 2 – Изображение и закладная термометра ОВЕН ДТПЛxx5

5.1.3 Выбор датчика уровня

Для получения сигнала о том, что уровень жидкости неконтролируемо изменяется, необходим датчик измерения уровня жидкости – уровнемер. Для сравнительного анализа действующих на рынке предложений были рассмотрены следующие виды уровнемеров: NivoGuide NG8000, Levelflex FMP56, ОВЕН ПДУ-И, InnoLevel IL-EC-A и Ризур-2090. Исходя из технического задания, основными критериями выбора датчика давления являются предел допускаемой погрешности и диапазон измерений.

Результаты сравнительного анализа приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Сравнительный анализ датчиков уровня

Датчик Критерии сравнения	NivoGuide NG8000	Levelflex FMP56	ОВЕН ПДУ-И	InnoLevel IL-EC-A	Ризур-2090
Диапазон измерений	(0,03 – 10) м	(0 – 4) м	(0,25 – 4) м	(0 – 15) м	(0 – 6) м
Предел допускаемой погрешности	±0,25 %	± 0,2 %	± 0,2 %	±0,3 %	±0,25 %
Выходной сигнал постоянного тока	(4 – 20) мА, HART	(4 – 20) мА, HART	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА

Продолжение таблицы 6

Критерии сравнения \ Датчик	NivoGuide NG8000	Levelflex FMP55	ОВЕН ПДУ-И	InnoLevel ИЛ-ЕС-А	Ризур-2090
Диапазон температур измеряемой среды	От минус 40 до плюс 150 °С	От минус 50 до плюс 200 °С	От минус 60 до плюс 125 °С	От минус 20 до плюс 80 °С	От минус 40 до плюс 70 °С
Взрывозащищённость	ExiaIICT6X	0ExiaIICT6	1ExdIICT4 Gb	0ExdIICT4	0ExiaIICT6X
Степень защиты от внешних факторов	IP68	IP68	IP67	IP65	IP67
Цена	25 600 руб.	46 700 руб.	29 270 руб.	53 580 руб.	75 000 руб.

Анализируя таблицу 6 и исходя из технического задания, можно сделать вывод, что под регламентированный диапазон температур измеряемой среды попадают только датчики Levelflex FMP55 и ОВЕН. Сравнивая два подходящих варианта, можно заметить, что Levelflex FMP55 имеет более высокую степень защиты от окружающего воздействия и искрозащищенное исполнение. Главным преимуществом датчика Levelflex FMP55 является наличие HART-интерфейса. Таким образом, выбор был сделан в пользу уровнемера Levelflex FMP56 компании Ризур (рисунок 3).

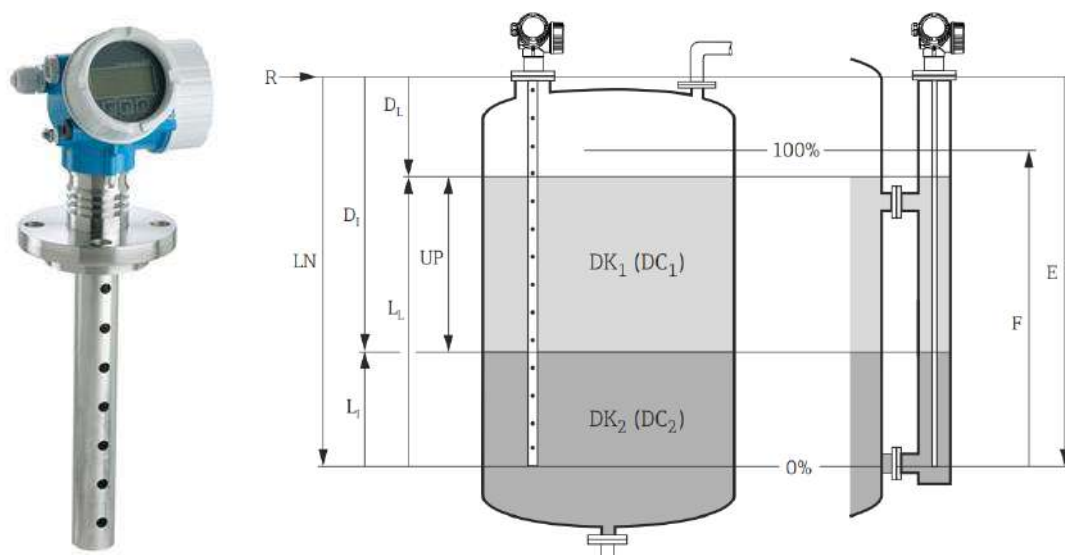


Рисунок 3 – Изображение и принцип действия уровнемера Levelflex

Levelflex – «направленная вниз» измерительная система, которая функционирует на основе метода измерения времени полета сигнала. Она обеспечивает измерение расстояния от контрольной точки до поверхности

среды. Прибор генерирует высокочастотные импульсы, которые передаются вдоль зонда. Импульсы отражаются поверхностью среды, принимаются электронным анализирующим блоком и преобразуются в сигнал уровня [6].

5.1.4 Выбор расходомера

В качестве расходомеров были рассмотрены следующие варианты, исходя из списка ведущих производителей оборудования: PIEZUS NovaMAG, Dinel TFS-35N, Метран-300ПР, ЭЛЕМЕР-РВ. Исходя из технического задания, основными критериями выбора датчика давления являются предел допускаемой погрешности и диапазон измерений.

Результаты сравнительного анализа представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Сравнительный анализ расходомеров

Датчик Критерии сравнения	PIEZUS NovaMAG	Dinel TFS-35N	Метран-300ПР	ЭЛЕМЕР-РВ
Диапазон измерений	(0 – 90 000) м ³ /ч	(0 – 60 000) м ³ /ч	(0 – 2 000) м ³ /ч	(0 – 107 000) м ³ /ч
Предел допускаемой погрешности	± 0,25 %	± 0,5 %	± 1,0 %	± 0,5 %
Выходной сигнал постоянного тока	(4 – 20) мА, HART	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА, HART	(4 – 20) мА, HART
Температура измеряемой среды	От минус 40 до плюс 150 °С	От минус 20 до плюс 80 °С	От минус 29 до плюс 177 °С	От минус 50 до плюс 350 °С
Степень защиты от внешних факторов	IP65	IP67	IP65	IP67
Цена	6 500 руб.	42 640 руб.	7 500 руб.	По запросу

На основе анализа таблицы 7 был сделан вывод, что наиболее подходящим расходомером для разработки схемы автоматизации сепаратора С-2 является расходомер Метран-300ПР в связи с тем, что диапазон измерений этого датчика является допустимым для диапазона, заданного в технологическом регламенте объекта и при этом сильно его не превышающим, как, например, у датчиков ЭЛЕМЕР и PIEZUS. Также

выбранный датчик оснащен HART-интерфейсом, и температура измеряемой среды входит в пределы регламентированного диапазона, в отличие от Dinel.

Расходомеры Метран 300ПР (рисунок 4) предназначены для применения в системах коммерческого учёта тепловой энергии, горячего и холодного водоснабжения, а также для технологических измерений расхода воды и водных растворов в различных отраслях промышленности, в том числе в составе АСУТП [7].

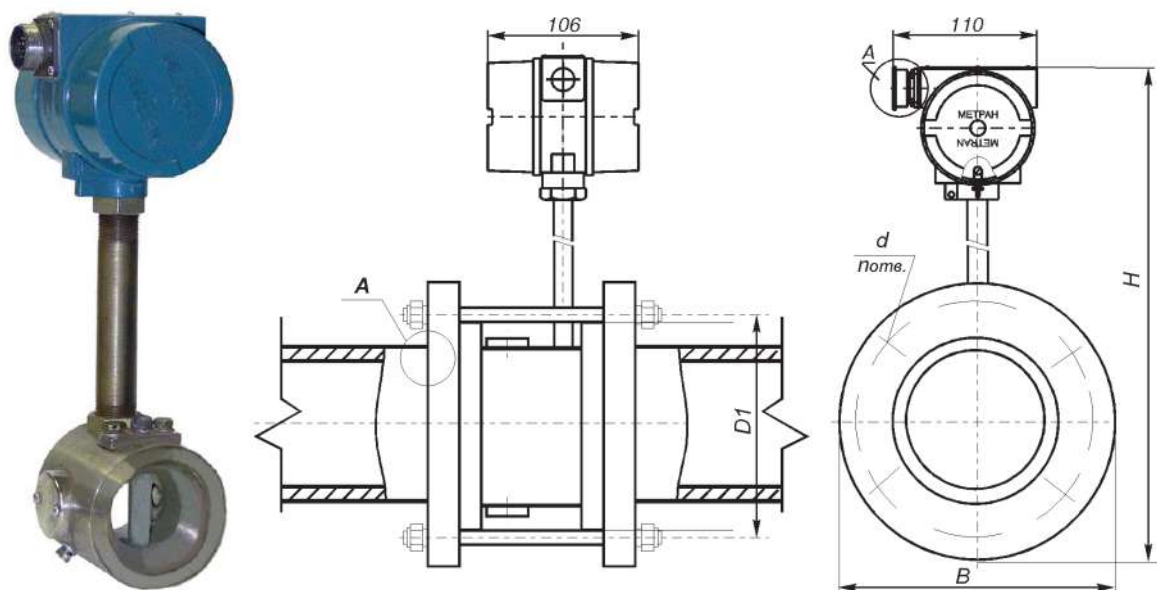


Рисунок 4 – Изображение и закладная Расходомера Метран-300ПР

Из преимуществ датчика можно выделить высокую метрологическую стабильность, высокую ремонтпригодность за счет съемного тела обтекания, эффект самоочищения проточной части и расширенные диагностические функции технологического процесса.

5.1.5 Выбор исполнительного устройства

Выбор исполнительного устройства (клапана) обусловлен показателями пропускной способности, что является основным критерием выбора. Поскольку сепаратор второй ступени предназначен в первую очередь для обезвоживания скважинной продукции, проведем расчеты пропускной способности для нефти и воды. Формулы для расчета взяты из

РТМ 108.711.02-79 [13]. Пропускная способность клапана рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{VY} = 10^{-2} \cdot Q_{MAX} \cdot \sqrt{\frac{\rho}{\Delta P}}, \quad (1)$$

где K_{VY} – пропускная способность клапана, м³/ч;

Q_{MAX} – значение расхода при номинальном режиме работы оборудования, м³/ч;

ΔP – значение перепада давления, МПа;

ρ – плотность среды, кг/м³.

Подставим технические характеристики сепаратора из п. 3.1 в формулу 1 и получим расчеты для нефти (формула 2) и для воды (формула 3)

$$K_{VY} = 10^{-2} \cdot 50 \cdot \sqrt{\frac{860}{1,1}} = 13,98; \quad (2)$$

$$K_{VY} = 10^{-2} \cdot 48 \cdot \sqrt{\frac{1\,000}{1,1}} = 14,47. \quad (3)$$

Для выбора подходящего клапана проведем сравнительную характеристику, результаты которой занесем в таблицу 8.

Таблица 8 – Сравнительная анализ исполнительных устройств

Критерии сравнения \ Клапан	Клапан регулирующий KR166	Запорно-регулирующий клапан KR311	Запорно-регулирующий клапан KR310	Запорно-регулирующий клапан KR340
Пропускная способность	(1,25 – 10) м ³ /ч	(4,0 – 16,0) м ³ /ч		
Управление	АС 220 В электропривод АУМА;	АС 220В электропривод BELIMO	АС 220В электропривод Regada	АС 220В электропривод МИЭП
Среднее время наработки на отказ	10 000 ч	10 000 ч	10 000 ч	10 000 ч
Средний срок службы	10 лет	10 лет	10 лет	10 лет
Цена	48 339 руб.	55 429 руб.	41 610 руб.	41 609 руб.

В результате сравнения был выбран запорно-регулирующий клапан KR310 (рисунок 5), так как он подошел под необходимые значения

пропускной способности нефти и воды, имеет более низкую цену в сравнении с конкурентами, а также электропривод Regada с токовым датчиком положения (4 – 20) мА.

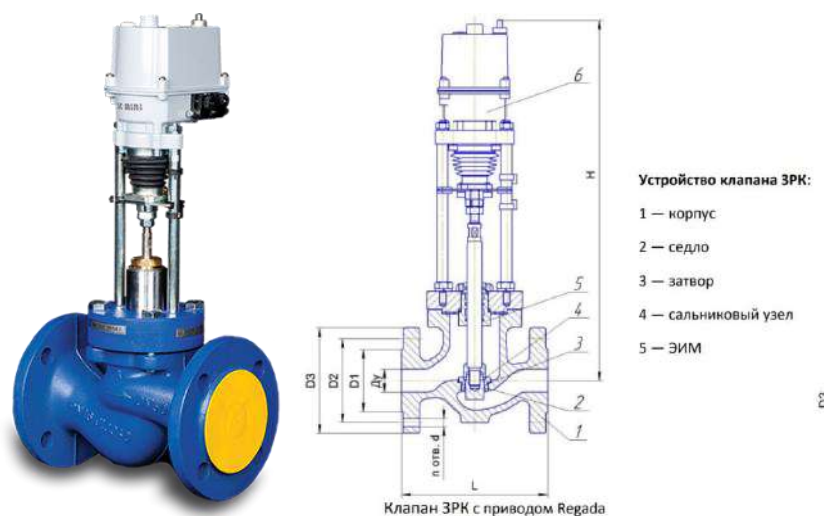


Рисунок 5 – Запорно-регулирующий клапан KR310

Регулирование потока рабочей среды осуществляется путем перемещения плунжера относительно седла и изменения тем самым пропускной способности клапана по сигналу, поступающему на ЭИМ. Усилие, развиваемое ЭИМ, передается на плунжер, который перемещается вверх и вниз, изменяя площадь открытого проходного отверстия седла [8].

5.1.6 Выбор контроллера

В сепараторе II степени сепарации С-2 программируемый логический контроллер необходим для управления задвижками на выходах из сепаратора на основе команд оператора и заложенной программы, а также данных, получаемых с полевого уровня с помощью измерительных устройств.

В качестве ПЛК были рассмотрены следующие варианты: ОВЕН ПЛК210, Siemens S7-300, REGUL R200, ЭЛСИ-ТМК. Основным критерием выбора являются срок службы, а также модульный тип конструкции. Результаты сравнительного анализа приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Сравнительный анализ ПЛК

Контроллер Критерии сравнения	ОВЕН ПЛК210	Siemens S7-300	REGUL R200	ЭЛСИ-ТМК
Интерфейсы	Ethernet, RS-485, RS-232, USB	Ethernet, RS-232/485, USB	Ethernet, RS-422, RS-232	Ethernet, RS-485, RS-232
Протоколы	Modbus TCP, MQTT, NTP, RSTP, CODESYS V3	PROFIBUS, PROFINET, Modbus	Modbus TCP/RTU, Regulbus, OPC DA/UA	Ethernet TCP/IP, Modbus RTU, Modbus TCP/IP
Время выполнения операций	2,3 мкс	0,1 мс	1 мс	1 мс
Рабочее напряжение питания	(16 – 48) В	(18 – 36) В	(18 – 36) В	16...28 В
Среднее время наработки на отказ	60 000 ч	150 000 ч	150 000 ч	90 000 ч
Средний срок службы	8 лет	10 лет	11 лет	20 лет
Цена	64 620 руб.	87 570 руб.	54 650 руб.	Зависит от комплектации

На основе сравнительного анализа был выбран контроллер ЭЛСИ-ТМК (рисунок 6), так как в сравнении с остальными аналогами имеет наибольший средний срок службы. Также ЭЛСИ-ТМК является контроллером модульного тип, что позволяет использовать определенную комплектацию модулей в зависимости от количества сигналов, что существенно экономит бюджет проекта.



Рисунок 6 – Контроллер ЭЛСИ-ТМК

Наиболее удобному применению ЭЛСИ-ТМК способствует наличие в его ассортименте модулей центрального процессора с различной производительностью, широкой гаммы модулей дискретного и аналогового ввода/вывода, коммуникационных модулей и источников питания для подключения к сетям постоянного и переменного тока. [9]. Программирование ЭЛСИ-ТМК осуществляется на пяти языках стандарта МЭК 61131-3 в открытой инструментальной среде CoDeSys v3.5, которая предоставляет пользователю пошаговые инструкции для разработки проектов, удобную систему отладки и оптимизации программного кода.

5.2 Проектирование системы противоаварийной защиты

5.2.1 Требования к системе

При проектировании систем противоаварийной защиты (ПАЗ) предъявляются следующие требования: система ПАЗ должна обеспечивать защиту персонала, технологического оборудования и окружающей среды в случае возникновения на управляемом объекте нештатной ситуации, развитие которой может привести к аварии; система ПАЗ должна функционировать независимо от системы управления технологическим процессом; нарушение работы системы управления не должно влиять на работу системы ПАЗ.

5.2.2 Проведение HAZID и HAZOP-анализа

Для первого шага проектирования СПАЗ необходимо выполнить HAZID-анализ в соответствии с рекомендациями ГОСТ Р 51901.11-2005 для анализа причин возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации нефтяного трехфазного сепаратора. Для этого построим «дерево» отказов (рисунок 7). Структура «дерева» отказа включает одно головное событие, которое соединяется с набором соответствующих нижестоящих событий, образующих причинные цепи.

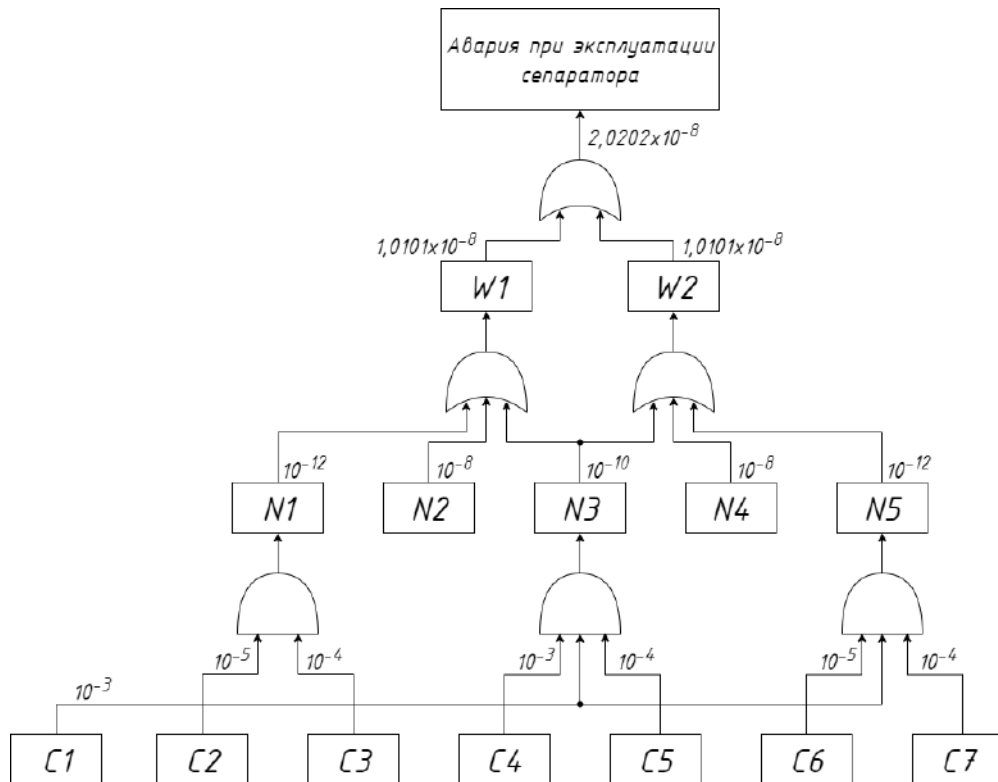


Рисунок 7 – Дерево отказов

Для создания «дерева» отказов были использованы следующие условные обозначения:

- разгерметизация сепаратора (W1);
- пожар в рабочей зоне сепаратора (W2);
- разгерметизация соединений (N1);
- физический износ (N2);
- превышение ПДК газа (N3);
- человеческий фактор (N4);
- нарушение технологического процесса (N5);
- ложные показания измерительных датчиков (C1);
- разгерметизация запорной арматуры (C2);
- разгерметизация фланцевого соединения (C3);
- утечка газа во фланцевых соединениях (C4);
- неисправность датчика загазованности (C5);
- отказ системы противоаварийной защиты (C6);
- отказ системы оповещения (C7).

По материалам анализа аварийной ситуации разрабатывается таблица 10 мероприятий противоаварийной защиты для дальнейшей работы.

Таблица 10 – Анализ аварийного состояния

Отклонение (управляющее слово)	Причина	Последствия	Меры обеспечения безопасности	Приоритет	Уровень серьезности		
					S	E	C
БОЛЬШЕ	Неисправность регулятора уровня или задвижки, контролирующей подачу эмульсии в сепаратор.	Разлив жидкости, взрыв; пожар; разрушение технологического оборудования; поражение производственного персонала.	Проверка, перенастройка или замена регулятора уровня, оснащение технологической схемы средствами контроля аварийной защиты от утечек.	2	D	D	F
БОЛЬШЕ	Неисправность регулятора давления на трубопроводе выхода газа из сепаратора (недостаточность открытия задвижки).	Повышение рабочего давления в сепараторе, взрывоопасная ситуация, взрыв; пожар; разрушение технологического оборудования; поражение производственного персонала.	Реализация системы резервирования, активация сбросного клапана, оснащение технологической схемы средствами контроля аварийной защиты.	1	D	E	F

5.2.3 Определение необходимого технологического слоя защиты

Далее необходимо оценить возможности снижения риска с помощью технологических слоев защиты Safety Integrity Level (SIL), которые выбирают или рассчитывают в зависимости от тяжести последствий, которые могут наступить при неправильном функционировании системы. Уровни *SIL* определяют величину допустимого риска для системы. Они являются мерой вероятности того, что система будет правильно выполнять свои функции, влияющие на безопасность.

В приложении И представлено дерево событий, в котором отражена вероятность возникновения пожара в рабочей зоне и выделены цепочки опасных событий, которые могут быть устранены с использованием программно-аппаратных средств и слоев защиты таких как отключение электропитания и активация системы пожаротушения. Числовые значения рядом с наименованием события означают условную вероятность возникновения этого события. Также в приложении И представлена диаграмма риска, с помощью которой определяется необходимый уровень слоя защиты. В диаграмме используются следующие буквенные обозначения:

Размер ущерба: ущерб, причиненный оборудованию и продукции, небольшие травмы малого количества персонала, малый ущерб окружающей среде (C1); тяжелые травмы большого количества персонала, смерть одного человека (C2); смерть нескольких человек (C3); смерть большого количества людей (C4).

Предотвращение опасности: возможно при определенных условиях (F1); практически невозможно (F2).

Срок пребывания человека в опасной зоне: от «редко» до «часто» (P1); от «часто» до «длительно» (P2).

Вероятность возникновения: малая (W1); средняя (W2); высокая (W3).

Анализируя дерево событий, ситуации «Пожар в рабочей зоне нефтяного сепаратора» соответствует траектория C3F1P1W1: существует вероятность смерти нескольких человек, предотвращение которой возможно при определенных условиях проектирования системы, при этом оператор находится в рабочей зоне не постоянно, так как мониторинг ведется с автоматизированного рабочего места АРМ. Вероятность возникновения пожара малая. Таким образом, исходя из диаграммы риска, представленной в приложении И, необходимо обеспечить уровень безопасности SIL2.

5.2.3 Определение необходимого технологического слоя защиты

Рассмотрим выбор компонентов приборной функции безопасности *SIF*, связанной с контролем температуры в нефтегазовом трехфазном сепараторе.

Пусть проектный контур защиты от превышения величины уровня (*SIF*) реализуется в виде архитектуры *1oo1* и включает в себя измерительное устройство (датчик температуры), логическое устройство (контроллер), источник питания, исполнительный механизм (клапан) и барьер искробезопасности. Они образуют приборный контур защиты для выполнения функции обеспечения безопасности работы факельного сепаратора при аварийном изменении уровня. Надежность этого контура зависит от каждого из включенных в него компонентов. Для оценки рисков проектного решения проведены дополнительные расчеты безопасности контуров защиты.

В качестве исходных данных в таблице 11 использованы интенсивность безопасных отказов, интенсивность опасных детектируемых отказов, интенсивность опасных не детектируемых отказов соответственно λ_s , λ_{DD} , λ_{DU} , взятые в руководствах по безопасности, предоставляемых производителями конкретных КИПиА.

Таблица 11 – Исходные и расчетные данные

Элементы <i>SIF</i>	MTBF (лет)	λ /год	λ_s /год	λ_{dd} /год	λ_{du} /год	PFD_{avg} 1oo1	RRF	Допустимый SIL
Датчик температуры	150	0,021	0,015	0,0028	0,0008	0,0004	2 500	SIL 3
Барьер ИБ	400	0,0017	0,0012	0,0003	0,0002	0,0001	10 000	SIL 3
ПЛК	350	0,0017	0,0009	0,0008	0,0001	0,00005	20 000	SIL4
Клапан	15	0,087	0,0520	0,0132	0,0115	0,0011	90,909	SIL 1
Источник питания	210	0,057	0,0250	0,0120	0,0065	0,00325	307,692	SIL 2
Общая (<i>SIF</i>)	10	0,1684	0,0941	0,0291	0,0461	0,0049	204,08	SIL 2

Определим соответствие величины $PFD_{avg1oo1}$ выбранного проектного варианта *SIF* необходимым требованиям безопасности. Для компонентов с архитектурой 1oo1 формула расчета PFD_{avg} имеет вид:

$$PFD_{avg}(TI) = \lambda_{dd} \cdot MTTR + \lambda_{du} \cdot \frac{TI}{2}, \quad (4)$$

где $MTTR$ – время восстановления в часах;

TI – интервал времени между функциональными проверочными тестами (обычно полгода, год, два года).

Поскольку слагаемое ($\lambda_{dd} \times 0,0009$) существенно меньше ($\lambda_{du} \times 0,5$), то формулу можно упростить:

$$PFD_{avg}(TI) = \lambda_{du} \cdot \frac{TI}{2} = \lambda_{du} \cdot \frac{1}{2}. \quad (5)$$

Для расчета фактора риска выражение RRF воспользуемся:

$$RRF = \frac{\text{Частота инцидентов без принятия мер защиты}}{\text{Допустимая частота инцидентов}} = \frac{1}{PFD_{avg}}. \quad (6)$$

Сопоставим значения SIL по опасным отказам PFD_{avg} и RRF отдельных элементов SIF с табличными. Расчеты показывают, что контур защиты позволяет снизить риск в 204 раза. Этого достаточно согласно диаграмме риска (приложение И), так как необходимо чтобы риск снижался не менее чем в сто раз в силу необходимости использования уровня защиты $SIL 2$.

Паспортные данные всех устройств, кроме клапана указывают на то, что уровень безопасности приборов соответствует $SIL2-SIL4$, что соответствует необходимому показателю. Однако клапан имеет PFD_{avg} , равный 0,0011, что соответствует лишь $SIL1$. Этого достаточно для обеспечения приборной безопасности, соответствующей $SIL2$, однако необходимо принять меры для повышения уровня безопасности, связанного с работой клапана. Необходимо использовать другие КИПиА с меньшей вероятностью отказа, осуществлять его резервирование либо уменьшить период техобслуживания TI .

Формула расчета PFD_{avg} в зависимости от периода технического обслуживания ПАЗ для 1001 -архитектуры компоненты ПАЗ принимает следующий вид:

$$PFD_{avg}(TI) = E_t \cdot \lambda_{du} \cdot \frac{TI}{2} + (1 - E_t) \cdot \lambda_{du} \cdot \frac{SL}{2}, \quad (7)$$

где E_t – эффективность проверочного теста (0-100 %);

SL – время между двумя проверочными тестами.

Примем вероятность выявления и устранения опасных отказов в течение полугода эксплуатации 95 % с заменой его через 2 года эксплуатации тогда:

$$PFD_{avg}(TI) = 0,95 \cdot 0,0011 \cdot \frac{1}{2} + (1 - 0,95) \cdot 0,0011 \cdot \frac{2}{2} = 0,00058. \quad (8)$$

Таким образом, если интервал обязательного тестирования установить в 1 год, то в этом случае вероятность опасного отказа $PFD_{avg_{1001}}$ может быть снижена до 0,00058 и он будет соответствовать уровню безопасности SIL2.

5.2.4 Выбор средств автоматизации для реализации СПАЗ

5.2.4.1 Выбор сигнализатора загазованности

Для обеспечения требуемых показателей, описанных в приложении Б, прибор должен обладать минимальным диапазоном измерения (0 – 50) % НКПР и минимальной точностью 1%. Результаты сравнительного анализа представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Сравнительный анализ сигнализаторов загазованности

Датчики Критерии сравнения	Газотрон	Газосигнали- затор ГСМ-05	SYMN Seitron	Алмаз-Спектр
Порог срабатывания	(0 – 10) % НКПР	(0 – 50) % НКПР	(0 – 50) % НКПР	(0 – 100) % НКПР
Предел допускаемой погрешности	± 0,1 %	± 0,5 %	± 0,5 %	± 0,1 %
Рабочая температура	От минус 10 до плюс 40 °С	От минус 60 до плюс 50 °С	От минус 10 до плюс 40 °С	От минус 60 до плюс 60 °С
Выходной сигнал	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА
Степень защиты от внешних факторов	IP65	IP54	IP54	IP65
Среднее время наработки на отказ	20 000 ч	30 000 ч	27 000 ч	35 000 ч
Цена	6 200 руб.	27 400 руб.	32 500 руб.	81 600 руб.

По итогам сравнительного анализа был выбран газосигнализатор ГСМ – 05 (рисунок 8), так как имеет необходимые порог срабатывания и предел допускаемой погрешности и при этом имеет более низкую цену по сравнению с SYMC Seitron.

Газосигнализатор ГСМ-05 применяется для непрерывного контроля взрывоопасных концентраций горючих газов, паров легко воспламеняющихся жидкостей и их смесей. Газосигнализатор ГСМ05 является автоматическим прибором, состоящим из блока сигнализатора и блока детекторного. Блок сигнализатора выполнен в невзрывозащищённом исполнении и устанавливается за пределами взрывоопасной зоны [28].

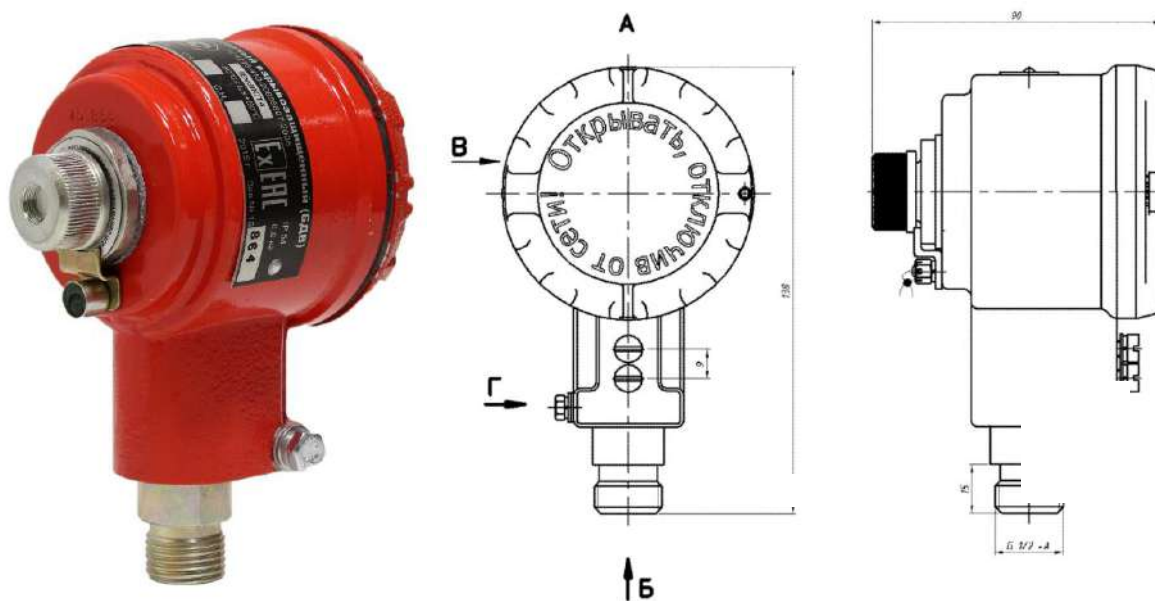


Рисунок 8 – Газосигнализатор ГСМ-05

5.2.4.2 Выбор сигнализатора уровня

Основными критериями выбора сигнализатора уровня являются предел допускаемой погрешности и диапазон рабочих температур. Выбор производился среди датчиков РИЗУР-900, ЭЛЕМЕР-СПГ и Rosemount 2120. Результаты сравнительного анализа представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Сравнительный анализ сигнализаторов уровня

Датчики Критерии сравнения	Rosemount 2120	РИЗУР-900	ЭЛЕМЕР-СПГ
Диапазон рабочих температур	От минус 40 до плюс 150 °С	От минус 196 до плюс 500 °С	От минус 40 до плюс 180 °С
Предел допускаемой погрешности	± 0,5 %	± 0,5 %	± 1 %
Выходной сигнал	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА

Критерии сравнения \ Датчики	Rosemount 2120	РИЗУР-900	ЭЛЕМЕР-СПГ
Степень защиты от внешних факторов	IP68	IP67	IP67
Среднее время наработки на отказ	15 000 ч	10 000 ч	20 000 ч
Цена	71 600 руб.	25 600 руб.	23 900 руб.

В результате сравнительного анализа был выбран сигнализатор уровня ЭЛЕМЕР-СПГ (рисунок 9), так как он функционирует в необходимом диапазоне температур, подходит по пределу допускаемой погрешности и имеет наибольший срок службы по сравнению с аналогами.

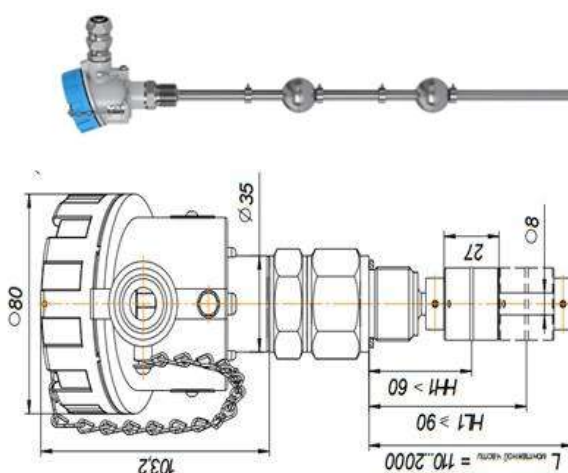


Рисунок 9 – Сигнализатор уровня ЭЛЕМЕР-СПГ

Поплавковый сигнализатор уровня жидкости предназначен для контроля и сигнализации уровней жидкости, защиты от перелива/осушения, коммутации электрических цепей в автоматизированных системах защиты и управления технологическими процессами в нефтехимической, химической и других отраслях промышленности [29].

5.2.4.3 Выбор сигнализатора давления

Основными критериями выбора сигнализатора давления являются предел допускаемой погрешности и давление срабатывания. Выбор производился среди датчиков фирмы НПО «Спектр» и «Спецавтоматика»: ЛСИ V-6.5, СДКП 6ДКМ, СДИ-6,3К. Результаты сравнительного анализа представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Сравнительный анализ сигнализаторов давления

Датчики Критерии сравнения	ЛСИ V-6,5	СДКП-6ДКМ	СДУ-М
Давление срабатывания	6,7 кгс/см ²	6,1 кгс/см ²	6,5 кгс/см ²
Предел допускаемой погрешности	± 0,2 %	± 0,2 %	± 0,1 %
Выходной сигнал	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА
Степень защиты от внешних факторов	IP65	IP67	IP65
Среднее время наработки на отказ	10 000 ч	10 000 ч	10 000 ч
Цена	23 900 руб.	19 800 руб.	13 915 руб.

В результате сравнительного анализа был выбран сигнализатор давления СДУ-М (рисунок 10) в связи с тем, что он имеет нужное давление срабатывания и наименьшую погрешность работы.

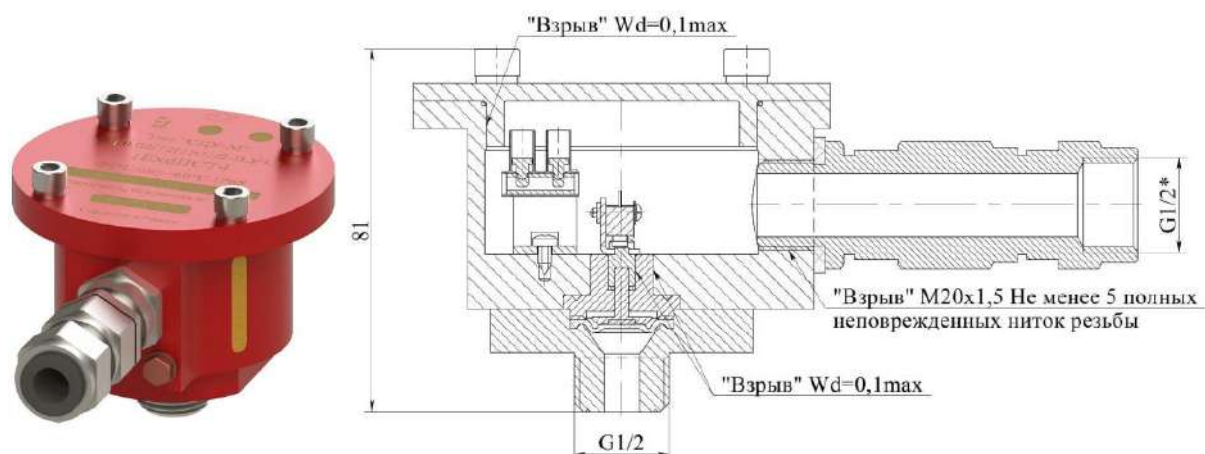


Рисунок 10 – Сигнализатор давления СДУ-М

Сигнализатор давления универсальный – это сигнальное устройство, реагирующее на изменение давления рабочей среды относительно давления окружающей воздушной среды замыканием/размыканием контактной группы, предназначенное для работы в составе установок пожаротушения. СД рассчитан на непрерывный режим работы [30].

5.3 Трехуровневая система АСУ

Подобранные средства автоматизации составляют трёхуровневую систему автоматизации, состоящую из полевого (нижнего), контроллерного (среднего) и информационно-вычислительного (верхнего) уровней. Трёхуровневая система автоматизации изображена в приложении Г.

Нижний уровень состоит из первичных средств автоматизации: датчиков температуры, давления и уровня, сигнализаторов давления и уровня, сигнализатора загазованности и расходомеров. На полевом уровне сбор и передача информации о ходе технологического процесса и состоянии технологического оборудования на средний уровень.

Средний уровень представлен коммуникационными интерфейсами для сбора информации с полевого уровня и передачи этой информации на верхний уровень с помощью ПЛК, осуществляющего сбор, первичную обработку и хранение информации о состоянии оборудования и параметрах технологического процесса, автоматическое логическое управление и регулирование, исполнение команд с пункта управления и обмен информацией с пунктами управления.

Верхний (информационно-вычислительный) уровень состоит из коммуникационного модуля, а также АРМ оператора, оснащенного компьютерами, и сервера базы данных, объединенных в сеть Ethernet.

5.4 Проектирование функциональной схемы автоматизации

Функциональная схема автоматизации (ФСА), выполненная в соответствии с ГОСТ 21.408-2013 [11], представлена в приложении Е.

С помощью каналов измерения №1, №2 и №3 происходит контроль технологических параметров в сепараторе: температуры, давления и уровня нефти в нефтяной ванне соответственно. При отклонении показаний датчиков от уставных значений запускается сигнализация. Каналы измерения №4, №6 и №8 фиксируют значения расхода нефти на входе в сепаратор, газа, нефти и воды на выходе из сепаратора соответственно. Каналы измерения №5, №7, №9

и №11 приводят в действие пусковую аппаратуру для управления электродвигателем (открытие и закрытие задвижек). Все сигналы в описанных выше сигналов передаются в контроллер РСУ, который осуществляет передачу данных на АРМ оператора по протоколу Ethernet.

Также в функциональной схеме реализована система ПАЗ с помощью каналов измерения №12, №13, №14 и №15, сигнализирующих об избыточных уровне жидкости в сепараторе, показаниях давления на выходе из сепаратора и загазованности. Все сигналы передаются в контроллер ПАЗ, который осуществляет передачу данных на АРМ оператора по протоколу Ethernet.

5.5 Разработка схемы внешних проводок

На основе функциональной схемы автоматизации была разработана схема внешних проводок, представленная в приложении К.

Сигналы, приходящие со всех датчиков и исполнительных механизмов, по контрольным кабелям поступают в клеммные соединительные коробки, откуда они попадают на щит оператора. Для схемы внешних соединений АСУ сепаратора второй ступени было использовано пять клеммных соединительных коробок.

5.6 Разработка экранной формы мониторинга работы сепаратора

Мнемосхема мониторинга работы сепаратора, выполненная с помощью пакета программ TRACE MODE, представлена в приложении Ж. На экране оператора изображена схема работы сепаратора со входом и тремя выходами, а также с указанием наименований клапанов и задвижек. В правом нижнем углу отображаются текущие дата и время.

Температура в сепараторе отображается в режиме реального времени на стрелочном приборе «Температура в сепараторе С-2». Красный цвет шкалы соответствует отключению прибора вследствие увеличения или уменьшения рабочего диапазона, оранжевый – сигнализации, желтый – рабочему процессу вне заданного диапазона, но не превышающему опасную зону, а зеленый –

рабочему диапазону температуры сепаратора. Стрелочный прибор оснащен лампочкой, цвет которой изменяется в соответствии с цветом шкалы.

Аналогично температуре давление в сепараторе отображается на стрелочном приборе «Давление в сепараторе С-2» в соответствии с показаниями, принятыми с клапана К4. Диапазоны цветов шкалы размечены аналогично стрелочному прибору температуры.

6. Моделирование САР температуры

Для непрерывного регулирования рабочей температуры сепаратора необходимо реализовать систему автоматического регулирования (САР).

Для моделирования САР температуры необходимо составить структурную схему, которая изображена на рисунке 11. В схему входят ПИД-регулятор, частотный преобразователь, электропривод, клапан, объект управления (сепаратор), печь подогрева и датчик температуры.

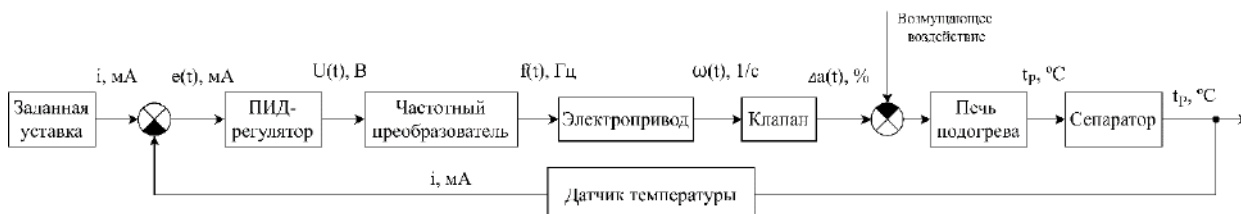


Рисунок 11 – Структурная схема САР

Алгоритм управления температурой в нефтяном сепараторе осуществляется следующим образом.

- На вход ПИД – регулятора поступает сигнал, определяющий заданное значение температуры рабочей среды сепаратора, а также текущий сигнал, формируемый датчиком температуры.
- Блок управления вычисляет рассогласование принятых сигналов, на основе которого вырабатывает управляющее воздействие, поступающее на вход преобразователя частоты.
- Преобразователь частоты, используя информацию, полученную с контроллера, выдает сигнал питания на привод. Изменяя частоту напряжения, подаваемого на электропривод, он также управляет его скоростью вращения.
- Электропривод обеспечивает прямое механическое воздействие на исполнительный орган – клапан, который регулирует подачу газа в печь подогрева, тем самым регулируя значение температуры в печи подогрева и, как следствие, температуру в сепараторе.

Опишем все составляющие структурной схемы с помощью типовых звеньев для расчета параметров и дальнейшего моделирования.

1. ПИД-регулятор будет реализован в среде MATLAB с помощью встроенных функций. Для автоматического подбора пропорционального, интегрального и дифференциального коэффициентов ПИД-регулятора воспользуемся функцией автонастройки в программе Simulink.

2. Электромеханические характеристики электропривода Regada MO 3-Ex, установленного на выбранном исполнительном устройстве, взяты с официального каталога компании и представлены в таблице 15 [14]. Передаточная функция электропривода описывается аperiodическим звеном первого порядка, в котором постоянная времени рассчитывается как отношение сопротивления якоря к индуктивности якоря:

$$W_{ЭП}(s) = \frac{\omega_{НОМ} / f_{МАХ}}{T_{ЭП}s + 1}, \quad (9)$$

$$T_{ЭП} = \frac{\omega_{НОМ} \cdot J}{M_{НОМ}}. \quad (10)$$

Таблица 15 – Электромеханические характеристики электропривода Regada

Параметр	Величина
Индуктивность якоря $L_{ДВ}$, мГн	3,6
Момент инерции двигателя J , кг·м ²	0,1
Номинальное значение тока якоря $I_{НОМ}$, А	38,7
Номинальная частота вращения ω , рад/с	235
Частота управляющего сигнала f , Гц	(0 – 50)
Номинальный момент вращения двигателя $M_{НОМ}$, Н*м	36

Подставив значение, полученное в результате вычисления формулы 10 в формулу 9, получаем:

$$W_{ЭД}(s) = \frac{235/50}{\frac{235 \cdot 0,1}{36} \cdot s + 1} = \frac{4,7}{0,65 \cdot s + 1}. \quad (11)$$

Также в систему необходимо включить статический коэффициент передачи двигателя, который определяется по паспортным данным двигателя, взятым из таблицы 1.

$$c = \frac{U_{\text{НОМ}} - I_{\text{НОМ}} \cdot R_{\text{я}}}{\omega_{\text{НОМ}}} = \frac{220 - 38,7 \cdot 0,169}{235} = 0,908. \quad (12)$$

3. Параметры для моделирования преобразователя частоты представлены в таблице 15. Передаточная функция (ПФ) преобразователя частоты описывается аperiodическим звеном первого порядка, где коэффициент $K_{\text{ПЧ}}$ рассчитывается как отношение частоты управляющего сигнала к управляющему токовому сигналу (4 – 20) мА, а постоянная времени $T_{\text{ПЧ}}$ – как постоянная времени электропривода, деленная пополам:

$$W_{\text{ПЧ}}(s) = \frac{K_{\text{ПЧ}}}{T_{\text{ПЧ}}s + 1}, \quad (13)$$

$$K_{\text{ПЧ}} = \frac{f_{\text{МАХ}}}{I_{\text{УПР}}}, \quad (14)$$

$$T_{\text{ПЧ}} = \frac{T_{\text{ЭП}}}{2}. \quad (15)$$

Подставив значения в формулу 13, получаем:

$$W_{\text{ПЧ}}(s) = \frac{50/20 \cdot 10^{-3}}{\frac{0,65}{2} \cdot s + 1} = \frac{2500}{0,325 \cdot s + 1}. \quad (16)$$

4. Исполнительный механизм (клапан) описывается интегральным звеном и не имеет коэффициентов в силу того, что клапан описывает лишь один физический процесс – перемещение исполнительного механизма и изменение степени закрытия задвижки, что является интегралом от скорости вращения двигателя:

$$W_{\text{КЛ}} = \frac{1}{s}. \quad (17)$$

Формула коэффициента открытия трехпозиционного клапана $a(t)$:

$$a(t) = k_{\text{КЛ}} \cdot \Delta\varphi(t) + a(0), \quad (18)$$

где $\Delta\varphi(t)$ – угол относительного поворота клапана приводом;

$a(0)$ – начальное положение клапана;

$k_{\text{КЛ}}$ – коэффициент пересчёта радиан в доли открытия клапана.

5. В качестве объекта моделирования рассматривается трехфазный нефтяной сепаратор, в котором постоянно регулируется давление рабочей среды с помощью отвода газа в газосепаратор. За счет этого накопленный газ не создает дополнительного давления и не увеличивает расход эмульсии на выходе из сепаратора. В связи с этим сепаратор можно рассматривать как резервуар и описать как интегральное звено с передаточной функцией:

$$W_{0y} = \frac{1}{k \cdot s}, \quad (19)$$

где $k = S$ – площадь поперечного сечения сепаратора, равная:

$$S = \frac{V}{h} = \frac{40}{3,5} = 11,4 \text{ м}^2, \quad (20)$$

где V – объем сепаратора, равный 40 м^3 , h – высота сепаратора, равная $3,5 \text{ м}$. Для расчетов форма сепаратора была принята за параллелепипед. Параметры сепаратора взяты из Таблицы 1. Подставив полученное значение в формулу 19, получим ПФ сепаратора:

$$W_{0y} = \frac{1}{11,4 \cdot s}. \quad (21)$$

6. Температура эмульсии, поступающей на вход сепаратора, регулируется с помощью печи подогрева П-2, которая описывается апериодическим звеном первого порядка с постоянной времени $T_{П2}$ печи, равной 30 секунд. Таким образом, передаточная функция печи подогрева выглядит следующим образом:

$$W_{П2} = \frac{2,1}{30 \cdot s + 1} e^{-100p}. \quad (22)$$

Поскольку систему «печь подогрева – сепаратор» можно рассматривать как многоёмкостный объект, где печь подогрева является емкостью-нагревателем, а сепаратор – нагреваемой емкостью, то в систему необходимо добавить звено запаздывания, в котором время задержки τ процесса составит 100 секунд и характеризует запаздывание изменения регулируемого параметра при возникновении регулирующего воздействия или возмущения.

С помощью MATLAB Simulink соберем структурную схему, изображенную на рисунке 12 и подберем коэффициенты ПИД-регулятора с помощью функции автонастройки Automated tuning.

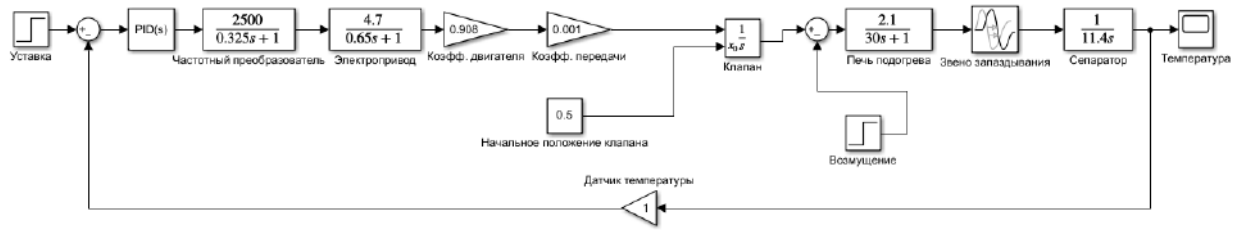


Рисунок 12 – Структурная схема системы

В результате автоподбора были получены следующие коэффициенты: $K_P = 0,137$; $K_I = 0$; $K_D = 92,903$ (рисунок 13).

Proportional (P): 0.136999160875694
 Integral (I): 2.58773249701601e-05
 Derivative (D): 92.9033719524725

Рисунок 13 – Результат выполнения функции Automated tuning

Зададим уставное значение температуры в 30 °С, и с помощью прибора Score получим переходный процесс системы, представленную на Рисунке 14.

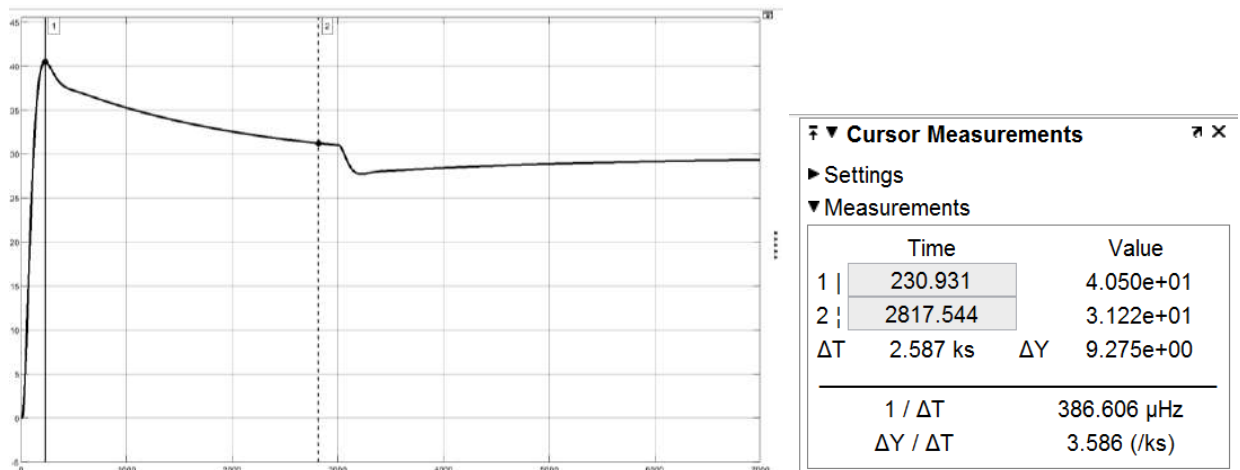


Рисунок 14 – Переходный процесс системы

Таким образом, результате моделирования значение перерегулирования составило около 23 %, а время переходного процесса примерно равно 2 800 секунд или 47 минут. По истечении 3 000 секунд было подано возмущающее воздействие, после чего система снова начала стремиться к заданной уставке, а переходный процесс длился около 25 минут.

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

Обучающемуся:

Группа	ФИО
8Т91	Суворову Данилу Владиславовичу

Школа	Инженерная школа информационных технологий и робототехники (ИШИТР)	Отделение школы (НОЦ)	Отделение автоматизации и робототехники (ОАР)
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04. «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	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Описание потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение трудоемкости работ для НИ, разработка графика проведения НИ, составление бюджета НИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет интегрального показателя ресурсной и финансовой эффективности для видов исполнения НИ.

Перечень графического материала:

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.02.2023
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН ШИП	Жиронкин С. А.	Д.Э.Н., профессор		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т91	Суворов Данил Владиславович		

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Оценка коммерческой ценности проекта является одним из необходимых условий при поиске источников финансирования для проведения исследования и коммерциализации результатов работы. Коммерческая привлекательность научного исследования определяется не только усовершенствованием технических параметров по сравнению с конкурентами, но и финансовой составляющей, а именно: востребованностью на рынке, бюджетом проекта, сроком выхода на рынок и др. Таким образом, целью этого раздела является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

7.1 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Потенциальными потребителями результатов исследования являются коммерческие организации, специализирующиеся в нефтегазовой отрасли, в частности – нефтедобывающие компании. Для данных предприятий разрабатывается модернизация существующих автоматизированных систем для установок подготовки нефти, а именно каскада трехфазных нефтяных сепараторов для эффективного разделения эмульсии на фракции.

В таблице 16 приведена оценочная карта, включающая конкурентные технические разработки в области проектирования АСУТП. Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Таблица 16 – Оценочная карта

Критерии оценивания	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Проект АСУ ТП	Существующая АСУ ТП на месторождении	Разработка АСУ ТП сторонней компанией	Проект АСУ ТП	Существующая АСУ ТП на месторождении	Разработка АСУ ТП сторонней компанией
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Безопасность	0,1	5	2	3	0,5	0,2	0,3
Энергоэкономичность	0,05	3	3	4	0,15	0,15	0,2
Надежность	0,1	5	3	4	0,5	0,3	0,4
Повышение производительности	0,05	5	3	3	0,25	0,15	0,15
Удобство в эксплуатации	0,03	3	2	4	0,09	0,06	0,12
Простота эксплуатации	0,03	3	2	4	0,09	0,06	0,12
Потребность в ресурсах памяти	0,07	4	2	3	0,28	0,14	0,21
Функциональная мощность	0,05	4	3	3	0,2	0,15	0,15
Экономические критерии оценки эффективности							
Уровень проникновения на рынок	0,07	1	5	3	0,07	0,35	0,21
Цена	0,08	4	5	2	0,32	0,4	0,16
Финансирование научной разработки	0,05	2	1	1	0,1	0,05	0,05
Наличие сертификации разработки	0,08	1	3	4	0,08	0,24	0,32
Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	4	3	4	0,4	0,3	0,4
Конкурентоспособность	0,07	2	1	4	0,14	0,07	0,28
Срок выхода на рынок	0,07	2	4	5	0,14	0,28	0,35
Итого	1	48	42	51	3,31	2,90	3,42

Таким образом, с помощью оценочной карты можно выделить следующие конкурентные преимущества разработки, такие как более низкая цена относительно сторонней компании, повышенные безопасность и надежность разработки, а также повышенная производительность.

7.2 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследований внешней и внутренней среды проекта. SWOT-анализ показывает сильные и слабые стороны проекта, позволяет эффективно использовать возможности и быстро реагировать на угрозы, что помогает выстраивать маркетинговые и управленческие стратегии. В таблице 17 приведена упрощенная матрица SWOT-анализа, содержащая в себе слабые и сильные стороны проекта, а также выявленные возможности и угрозы.

Таблица 17 – Упрощенная матрица SWOT-анализа

<p>Сильные стороны проекта:</p> <p>С1. Актуальность разработки.</p> <p>С2. Экономичность и энергоэффективность проекта.</p> <p>С3. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями.</p> <p>С4. Повышенная надежность разработки.</p> <p>С5. Повышенная безопасность разработки.</p>	<p>Слабые стороны проекта:</p> <p>Сл1. Отсутствие физической реализации.</p> <p>Сл2. Отсутствие сертификации разработки.</p> <p>Сл3. Медленный процесс вывода на рынок готовой системы.</p> <p>Сл4. Большой срок поставок оборудования.</p> <p>Сл5. Низкий изначальный уровень проникновения на рынок.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инфраструктуры ТПУ.</p> <p>В2. Использование существующего лицензионного ПО.</p> <p>В3. Увеличение клиентской базы.</p> <p>В4. Повышение стоимости конкурентных разработок.</p>	<p>Угрозы:</p> <p>У1. Большая конкуренция.</p> <p>У2. Введение новых государственных стандартов и требований сертификации.</p> <p>У3. Увеличение расходов на оборудование в связи с политическим фактором;</p> <p>У4. Отсутствие спроса на новые технологии.</p> <p>У5. Несвоевременное финансовое обеспечение</p>

Следующим этапом выявим соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям для выявления степени необходимости проведения стратегических изменений (таблица 18).

Таблица 18 – Интерактивная матрица проекта

		Сильные стороны проекта					Слабые стороны проекта				
		C1	C2	C3	C4	C5	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
Возможности проекта	B1	+	+	+	+	+	0	-	0	0	+
	B2	+	+	0	+	+	+	0	0	0	0
	B3	+	+	+	+	+	-	-	-	0	+
	B4	-	0	+	0	0	0	0	+	-	+
Угрозы проекта	У1	-	+	+	+	+	-	-	+	0	-
	У2	0	+	0	0	0	0	-	-	+	-
	У3	0	+	+	+	+	-	0	-	+	-
	У4	+	+	+	+	+	-	-	-	-	+
	У5	+	+	0	+	+	0	0	-	-	-

В ходе анализа интерактивной матрицы можно выделить несколько коррелирующих между собой сильных сторон и возможностей, а именно: B1C1-C5 и B3C1-C5. Обе записи являются траекториями реализации проекта. В случае, когда две возможности коррелируют с одними и теми же сильными сторонами, с большой вероятностью можно говорить об их единой природе.

На основе анализа интерактивной матрицы составим итоговую матрицу SWOT-анализа (таблица 19).

Таблица 19 – Итоговая матрица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны проекта: С1. Актуальность разработки. С2. Экономичность и энергоэффективность проекта. С3. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями. С4. Повышенная надежность разработки. С5. Повышенная безопасность разработки.</p>	<p>Слабые стороны проекта: Сл1. Отсутствие физической реализации. Сл2. Отсутствие сертификации разработки. Сл3. Медленный процесс вывода на рынок готовой системы. Сл4. Большой срок поставок оборудования. Сл5. Низкий изначальный уровень проникновения на рынок.</p>
<p>Возможности: В1. Использование инфраструктуры ТПУ. В2. Использование существующего лицензионного ПО. В3. Увеличение клиентской базы. В4. Повышение стоимости конкурентных разработок.</p>	<p>В1С1-С5. Инфраструктура ТПУ и компании-партнеры содействуют достижению сильных сторон проекта. В3С1-С5. Актуальность проекта и его сильные стороны в виде повышенной надежности, безопасности и низкой стоимости позволяют увеличить клиентскую базу.</p>	<p>Сл5В3В4. Увеличение клиентской базы может повысить изначальный уровень проникновения на рынок, а повышение стоимости конкурентных разработок – увеличить количество клиентов и, следовательно, ускорить проникновение на рынок.</p>
<p>Угрозы: У1. Большая конкуренция. У2. Введение новых государственных стандартов и требований сертификации. У3. Увеличение расходов на оборудование в связи с политическим фактором. У4. Отсутствие спроса на новые технологии. У5. Несвоевременное финансовое обеспечение</p>	<p>У1С2-С5. Большую конкуренцию на рынке можно нивелировать за счет перечисленных сильных сторон. У3С2-С5. Увеличение расходов на оборудование могут компенсировать сильные стороны проекта, которые перевешивают стоимость. У4С1-С5. Преимущества проекта могут повысить спрос на данную технологию.</p>	<p>Сл4У2У3. Длительный срок поставки оборудования позволит переждать скачки на рынке спроса, а также выиграть время для пересмотра технологии для соответствия новым стандартам.</p>

Таким образом, SWOT-анализ позволяет выстраивать маркетинговые и управленческие стратегии развития. Для рассмотренного проекта можно сделать вывод о том, что его сильные стороны могут нивелировать угрозы.

7.3 Планирование научно-исследовательской работы

7.3.1 Структура работы в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований в рамках ВКР формируется рабочая группа. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей. В реализации данного проекта участвуют два исполнителя – руководитель и инженер. Разделим выполнение дипломной работы на этапы, представленные в таблице 20.

Таблица 20 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работы	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Разработка и утверждение технического задания	Руководитель
Разработка плана реализации, выбор направления	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Изучение технологического процесса и объектов проектирования	Инженер
	4	Календарное планирование работ	Руководитель, инженер
Теоретические и экспериментальные исследования, моделирование	5	Проведение обоснования математической модели, проведение теоретических расчетов	Инженер
	6	Проектирование математической модели и проведение экспериментов	Инженер
	7	Сопоставление результатов эксперимента и теоретическими исследованиями	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов и целесообразности проведения работ	Руководитель, инженер
Разработка технической документации, проектирование	9	Разработка функциональной схемы технологического процесса	Инженер
	10	Разработка структурной схемы автоматизации с СПАЗ	Инженер

Продолжение таблицы 20

Основные этапы	№	Содержание работы	Должность исполнителя
Разработка технической документации, проектирование	11	Разработка функциональной схемы автоматизации с СПАЗ	Инженер
	12	Разработка схемы внешних проводок	Инженер
	13	Разработка блок-схемы алгоритма сбора данных	Инженер
	14	Разработка трехуровневой структурной схемы автоматизации	Инженер
	15	Разработка экранной формы SCADA	Инженер
	16	Реализация передачи данных между средним и верхним уровнями	Инженер
Оформление отчета	17	Составление пояснительной записки	Инженер

7.3.2. Определение трудоемкости выполнения работ

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

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости работ, используется следующая формула:

$$t_{ожi} = \frac{3t_{MINi} + 2t_{MAXi}}{5}, \quad (23)$$

где $t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел./дн.;

t_{MINi} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел./дн.;

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

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{Pi} = \frac{t_{OЖi}}{Ч_i}, \quad (24)$$

где T_{Pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{OЖi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

7.3.3. Разработка графика проведения научного исследования

В рамках выполнения дипломной работы наиболее удобным и наглядным инструментом для составления план-графика является диаграмма Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{Ki} = T_{Pi} \cdot k_{КАЛ}, \quad (25)$$

где T_{Ki} – продолжительность выполнения i -й работы, календ. дни;

T_{Pi} – продолжительность выполнения i -й работы, раб. дни;

$k_{КАЛ}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{КАЛ} = \frac{T_{КАЛ}}{T_{КАЛ} - T_{ВЫХ} - T_{ПР}} = \frac{365}{365 - 51 - 15} = 1,22, \quad (26)$$

где $T_{КАЛ}$ – количество календарных дней в году;

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

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

Рассчитаем значения в календарных днях по каждой работе, округлим до целого числа и сведем результаты в таблицу 21.

Таблица 21 – Временные показатели проведения научного исследования

Наименование работ	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях	Длительность работ в календарных днях
	t _{MIN}	t _{MAX}	t _{ож}			
Разработка и утверждение технического задания	2	5	3,2	1	3,2	4
Подбор и изучение материалов по теме	10	25	16	1	16	20
Изучение технологического процесса и объектов проектирования	3	6	4,2	1	4,2	5
Календарное планирование работ	3	4	3,4	2	1,7	2
Проведение обоснования математической модели, проведение теоретических расчетов	10	15	12	1	12	15
Проектирование математической модели и проведение экспериментов	2	4	2,8	1	2,8	4
Сопоставление результатов эксперимента и теоретическими исследованиями	2	4	2,8	1	2,8	4
Оценка эффективности полученных результатов и целесообразности проведения работ	2	5	3,2	2	1,6	2
Разработка функциональной схемы технологического процесса	3	7	4,6	1	4,6	6
Разработка структурной схемы автоматизации с СПАЗ	2	4	2,8	1	2,8	4
Разработка функциональной схемы автоматизации с СПАЗ	3	6	4,2	1	4,2	5
Разработка схемы внешних проводок	2	5	3,2	1	3,2	4
Разработка блок-схемы алгоритма сбора данных	2	4	2,8	1	2,8	4

Продолжение таблицы 21

Разработка трехуровневой структурной схемы автоматизации	1	3	1,8	1	1,8	2	
Разработка экранной формы SCADA	4	8	5,6	1	5,6	7	
Реализация передачи данных между средним и верхним уровнями	4	8	5,6	1	5,6	7	
Составление пояснительной записки	6	10	7,6	1	7,6	9	
Итого	Руководитель			3,3			4
	Инженер			82,5			101

Следующим шагом с помощью таблицы 21 составим календарный график-план. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта. Календарный план-график (диаграмма Ганта) представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Диаграмма Ганта

Вид работы	Исполнитель	Продолжительность выполнения работ												
		Февраль			Март			Апрель			Май			Июнь
		1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1
Разработка и утверждение технического задания	Руководитель	■												
Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	■	■											
Изучение технологического процесса и объектов проектирования	Инженер			■										
Календарное планирование работ	Руководитель			■										
	Инженер			■										
Проведение обоснования математической модели, проведение теоретических расчетов	Инженер				■	■								

7.3.4 Бюджет научно-технического исследования

7.3.4.1 Расчет материальных затрат НТИ

Данный раздел охватывает стоимость всех материалов, используемых при разработке и проектировании проекта. В таблице 23 приведены материальные затраты на оборудование.

Таблица 23 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Стоимость, руб.
Датчик давления PIEZUS AMZ 5450	шт.	1	4 400	4 400
Датчик температуры ОВЕН ДТПЛхх5	шт.	1	4 800	4 800
Датчик уровня Levelflex FMP56	шт.	1	46 700	46 700
Расходомер Метран-300 ПР	шт.	4	7 500	30 000
Запорно-регулирующий клапан KR-310	шт.	4	41 610	166 440
Контроллер ЭЛСИ-ТМК	шт.	2	68 000	136 000
Сигнализатор загазованности ГСМ-05	шт.	1	27 400	27 400
Сигнализатор уровня ЭЛЕМЕР-СПГ	шт.	1	23 900	23 900
Сигнализатор давления СДУ-М	шт.	2	13 915	27 830
Итого:				467 470

7.3.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование

В данную статью расхода включают затраты на приобретение лицензионного специализированного программного обеспечения для проектирования среднего уровня автоматизации (CODESYS) и верхнего уровня автоматизации (MasterSCADA). Расчет затрат на приобретение лицензионного ПО приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Расчет бюджета затрат на специальное оборудование

Наименование	Количество единиц	Цена за ед., руб.	Стоимость, руб.
CODESYS	1	4 800	4 800
MasterSCADA	1	27 000	27 000
Итого:			31 800

7.3.4.3 Основная заработная плата исполнителей

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников (таблица 25). Величина расходов по

заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Таблица 25 – Основная заработная плата

Исполнители	Оклад, руб.	кпр	кд	кр	Зм, руб.	Здн, руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, руб.
Руководитель	32 800	0,3	0,4	1,3	72 488	8 376	3,3	27 641
Инженер	16 200		0,2		35 802	4 137	82,5	341 302
Итого:								368 943

7.3.4.3 Дополнительная заработная плата работников

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. Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп.рук}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 27\,641 = 4\,146 \text{ руб.} \quad (27)$$

$$Z_{\text{доп.исп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 341\,302 = 51\,195 \text{ руб.} \quad (28)$$

7.3.4.4 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда и медицинского страхования от затрат на оплату труда работников. Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата
Руководитель	27 641 руб.	4 146 руб.
Инженер	341 302 руб.	51 195 руб.
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	30 %	30 %
Итого	110 683 руб.	16 602 руб.

7.3.4.5 Накладные расходы

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

$$Z_H = (\text{Сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{НР}. \quad (29)$$

Отсюда:

$$Z_H = (467470 + 31800 + 386943 + 55341 + 127285) \cdot 0,16 = 171\,014. \quad (30)$$

7.3.4.6 Формирование бюджета затрат проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 27.

Таблица 27 – Расчет бюджета затрат НТИ

№	Наименование статьи	Сумма, руб.
1	Материальные затраты НТИ	467 470
2	Затраты на специальное оборудование	31 800
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей	386 943
4	Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей	55 341
5	Отчисления во внебюджетные фонды	127 285
6	Накладные расходы	171 014
7	Бюджет затрат НТИ	1 239 853

7.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его

нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах, либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля). Для определения эффективности были рассмотрены следующие аналоги:

- Аналог 1 – существующая система АСУ ТП, спроектированная компанией АО «Элеси-Про». Система АСУ ТП разработана на базе контроллера ЭЛСИМА и датчиков Yokogawa.
- Аналог 2 – существующая система АСУ ТП, спроектированная компанией АО «СИНЕТИК». Система АСУ ТП разработана на базе контроллеров Simatic и датчиков Метран.

Смета бюджетов для рассмотренных аналогов приведена в таблице 28.

Таблица 28 – Смета бюджетов для рассмотренных аналогов

	Проектируемая АСУ ТП	Аналог 1	Аналог 2
Бюджет затрат, руб.	1 239 853	~ 1 450 000	~ 1 200 000

Рассчитаем интегральный финансовый показатель для трех систем:

$$I_{\text{финРП}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{Pi}}{\Phi_{\text{МАХ}}} = \frac{1\,239\,853}{1\,450\,000} = 0,85; \quad (31)$$

$$I_{\text{финА1}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{Pi}}{\Phi_{\text{МАХ}}} = \frac{1\,450\,000}{1\,450\,000} = 1; \quad (32)$$

$$I_{\text{финА2}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{Pi}}{\Phi_{\text{МАХ}}} = \frac{1\,200\,000}{1\,450\,000} = 0,83; \quad (33)$$

Далее определим интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения проекта по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (34)$$

где a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения;

b_i – бальная оценка i -го варианта исполнения.

Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта приведена в таблице 29.

Таблица 29 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Реализованный проект	Аналог №1	Аналог №2
Безопасность	0,3	5	5	4
Надежность	0,2	4	4	5
Экономичность	0,2	5	4	4
Удобство в эксплуатации	0,05	4	5	5
Повышение производительности	0,25	5	4	5
Итого	1	4,75	4,35	4,50

Рассчитаем интегральный показатель ресурсоэффективности:

$$I_{РП} = 5 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,05 + 5 \cdot 0,25 = 4,75; \quad (35)$$

$$I_{A1} = 5 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,05 + 4 \cdot 0,25 = 4,35; \quad (36)$$

$$I_{A2} = 4 \cdot 0,3 + 5 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,05 + 5 \cdot 0,25 = 4,50; \quad (37)$$

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

$$I_{ИСП1} = \frac{I_{РП}}{I_{финРП}^{исп.i}} = \frac{4,75}{0,7} = 6,78; \quad (38)$$

$$I_{ИСП2} = \frac{I_{A1}}{I_{финA1}^{исп.i}} = \frac{4,35}{1} = 4,35; \quad (39)$$

$$I_{ИСП3} = \frac{I_{A2}}{I_{финA2}^{исп.i}} = \frac{4,50}{0,83} = 5,42. \quad (40)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Результат сравнительной эффективности проекта и сравнительная эффективность анализа (таблица 30) получены с помощью формулы:

$$\mathcal{E}_{CP} = \frac{I_{ИСП1}}{I_{ИСП2}}. \quad (40)$$

Таблица 30 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель	0,85	1	0,83
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности	4,75	4,35	4,50
3	Интегральный показатель эффективности	6,78	4,35	5,42
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,56	1	1,25

Таким образом, основываясь на определении ресурсосберегающей, финансовой эффективности исследования, проведя необходимый сравнительный анализ, можно сделать вывод о превосходстве выполненной разработки над аналогами как по финансовой эффективности, так и по ресурсной эффективности.

7.5 Выводы по разделу

Таким образом, в ходе выполнения раздела были применены различные аналитические инструменты и расчеты, с помощью которых были решены следующие задачи:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований, определение потенциальных потребителей и выявление конкурентных преимуществ разработки, а именно: повышение надежности, безопасности и производительности, а также более низкая цена;
- составление SWOT-анализа, в котором были определены стратегии по использованию возможностей и нивелированию угроз и слабых сторон;
- проведено планирование научно-исследовательских работ, расчет трудозатрат и составлен календарный план-график проекта, определена ресурсная, финансовая, бюджетная, социальная и экономическая эффективности исследования.

С учетом решенных задач можно сделать вывод о том, что проект является конкурентноспособным и более ресурсоэффективным по сравнению с имеющимися аналогами на рынке.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа		ФИО	
8Т91		Суворову Данилу Владиславовичу	
Школа	Инженерная школа информационных технологий и робототехники (ИШИТР)	Отделение (НОЦ)	Отделение автоматизации и робототехники (ОАР)
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

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> сепаратор нефтегазовый трехфазный второй ступени (С-2) <i>Область применения:</i> нефтегазовая отрасль <i>Рабочая зона:</i> полевые условия <i>Размеры помещения:</i> 20×30 м <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> сепаратор нефтегазовый трехфазный, блочный щит управления, ПЛК, датчики КИПиА <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> разделение нефтяной жидкости на три фракции для дальнейшей дегазации и обезвоживания с последующим доведением нефтяной жидкости до стандартных параметров товарной нефти</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации</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. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. ТК РФ Статья 351.6. Особенности регулирования труда работников в сфере электроэнергетики, сфере теплоснабжения, в области промышленной безопасности, области безопасности гидротехнических сооружений. 2. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. 3. ГОСТ 22269-76. Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. 4. ТК РФ Раздел IV. Рабочее время. 5. ТК РФ Раздел VI. Оплата и нормирование труда.
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов 	<p>Вредные производственные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Летучие углеводородные испарения присадок, спиртов, легкие углеводороды. 2. Повышенный уровень шума. 3. Длительное сосредоточенное наблюдение. 4. Повышенный уровень общей вибрации. 5. Наличие электромагнитного поля промышленной частоты (порядка 50-60 Гц). <p>Опасные производственные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, включая действие молнии и высоковольтного разряда в виде дуги, а также электрического разряда живых организмов.

	<p>2. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой или низкой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека.</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: спецодежда, спецобувь, средства защиты рук, противогазы, противозумные наушники, защитные ограждения, вентиляция помещений.</p>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	<p>Воздействие на селитебную зону: не оказывает.</p> <p>Воздействие на литосферу: разлив нефтепродуктов и промышленных отходов, проникновение их в почву.</p> <p>Воздействие на гидросферу: разлив нефтепродуктов и промышленных отходов в близлежащие водоемы.</p> <p>Воздействие на атмосферу: выброс летучих углеводородов.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	<p>Возможные ЧС на объекте: разлив нефтепродуктов и промышленных отходов, утечка летучих углеводородов, пожар, разгерметизация соединений, взрыв.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: разлив нефтепродуктов и промышленных отходов.</p>

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	03.02.2023
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ООД	Мезенцева Ирина Леонидовна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т91	Суворов Данил Владиславович		

8 Социальная ответственность

В технологическом процессе нефтегазовой отрасли фигурируют взрывоопасные жидкости и газы, что влечет за собой вероятность возникновения чрезвычайных ситуаций. Поэтому особенное внимание на производстве необходимо уделять безопасности жизнедеятельности для защиты сотрудника от возможных опасностей. Помимо этого, аварии на нефтегазовом производстве могут привести к экологическим катастрофам, поэтому также необходимо ввести понятие экологического инжиниринга для уменьшения числа вредоносных факторов, оказывающих влияние на окружающую среду.

Объектом исследования выпускной квалификационной работы является сепаратор нефтегазовый трехфазный 2-й ступени сепарации на установке подготовки нефти (УПН). Сепаратор применяется для разделения газожидкостной смеси на три фракции: воду, нефть и газ.

Целью данной работы является разработка эффективной автоматизированной системы управления сепаратором нефтегазовым трехфазным. Рабочей зоной являются полевые условия для сепаратора и диспетчерская. Количество и наименование оборудования рабочей зоны: сепаратор нефтегазовый трехфазный, блочный щит управления, программируемый логический контроллер, датчики КИПиА. Конечным пользователем разрабатываемой АСУ ТП сепаратора нефтегазового трехфазного будут операторы технологических установок.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Все взаимоотношения между работодателем и работником регламентируются Трудовым кодексом РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 19.12.2022) (с изм. и доп., вступ. В силу с 01.03.2023) [15]. В документе содержатся основные положения, касающиеся нормирования труда, заработной платы сотрудника, выходных дней и др. В данном разделе будут

рассмотрены организационные вопросы обеспечения безопасности работы оператора АСУ.

Согласно 14-й статье Федерального закона от 28 декабря 2013 года N426-ФЗ «О специальной оценке условий труда» условия труда оператора технологических установок относится ко второму классу (допустимые условия труда) – условия труда, при которых на работника воздействуют вредные и (или) опасные производственные факторы, уровни, воздействия которых не превышают уровни, установленные нормативами условий труда [16]. Согласно ТК РФ, оператор АСУ имеет право на продолжительность рабочего времени не более 40 часов в неделю (ТК РФ, ст. 91). Установка функционирует непрерывно, поэтому вводится ночная смена с 22 до 6 часов (ТК РФ, ст. 96). Работа в течение двух смен подряд запрещается (ТК РФ, ст. 103).

Создание рабочего места оператора регламентируется стандартом ГОСТ 22269-76 «Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места» [17]. При взаимном расположении элементов рабочего места необходимо учитывать рабочую позу человека-оператора, пространство для размещения человека-оператора, возможность обзора рабочего места, возможность обзора пространства за пределами рабочего места и ведения записей, размещения документации и материалов, используемых человеком-оператором.

Также стоит принимать во внимание, что при расположении элементов рабочего места должны быть предусмотрены необходимые средства защиты человека-оператора от воздействия опасных и вредных факторов, предусмотренных ГОСТ 12.0.003-2015, а также условия для экстренного ухода человека-оператора с рабочего места [18]. Рабочее место должно иметь достаточное пространство для осуществления всех необходимых движений и перемещений для эксплуатации и технического обслуживания оборудования. Все требуемые органы управления и индикаторы автоматизированного

рабочего места должны быть полностью расположены в зоне досягаемости моторного поля рабочего и сгруппированы таким образом, чтобы действия оператора осуществлялись слева направо сверху вниз.

В соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» рабочий стол может быть любой конструкции, отвечающей современным требованиям эргономики и позволяющей удобно разместить на рабочей поверхности оборудование с учетом его количества, размеров и характера выполняемой работы [19]. Очень часто используемые средства отображения информации, требующие точного и быстрого считывания показаний (SCADA-экран) следует располагать в вертикальной плоскости под углом $\pm 15^\circ$ от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом $\pm 15^\circ$ от сагиттальной плоскости. Часто используемые источники информации должны быть расположены под углами 30° , а редко используемые – 60° .

8.2 Производственная безопасность

В разделе «Производственная безопасность» представлен анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов, воздействующих на оператора технологической установки на автоматизированном рабочем месте, которые могут возникнуть при эксплуатации проектируемой системы автоматизации. Перечень опасных и вредных факторов, описанных в разделе, приведен согласно ГОСТ 12.0.003- 2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» и представлен в таблице 31 [4].

Таблица 31 – Возможные опасные и вредные факторы на АРМ

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1. Летучие испарения химических присадок, спиртов, легкие углеводороды	Федеральный закон от 04.05.1999 N 96-ФЗ (ред. от 11.06.2021) "Об охране атмосферного воздуха" [20]

Продолжение таблицы 31

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
2. Повышенный уровень шума	СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания [21]
3. Длительное сосредоточенное наблюдение	СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания [21]
4. Повышенный уровень общей вибрации.	СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания [21]
5. Наличие электромагнитного поля промышленной частоты (порядка 50-60 Гц)	СП 2.2.3670-20. «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда» [22]
6. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий	ГОСТ 12.1.019-2017. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты (с Поправкой) [23]
7. Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой или низкой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека.	СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для факторов среды обитания [21]

8.2.1 Летучие испарения легких углеводородов

В системе автоматического управления нефтяного сепаратора, одной из составляющих рабочей среды является природный газ, вследствие чего может произойти выброс летучих испарений химических присадок, спиртов, легких углеводородов. Такое происходит, как правило, вследствие неправильной эксплуатации оборудования, негерметичности фланцевых соединений. Вдыхание углеводородов может вызвать раздражение легких, сопровождающееся кашлем, удушьем, одышкой и неврологическими

расстройствами, а также нарушение сердечного ритма и учащенное сердцебиение.

В число веществ, негативно влияющих на человека, вызывающих отравление, можно отнести: сероводород (ПДК 10 мг/м³), сероводород в смеси с углеводородами (ПДК 3 мг/м³), оксид азота (IV) (ПДК 5 мг/м³), метан (ПДК 300 мг/м³) и аммиак (ПДК 20 мг/м³) согласно ГОСТ 12.1.005-88. В целях обеспечения безопасности на рабочих местах в случае выявления выбросов необходимо перекрыть подачу газа, проветрить помещение и проверить герметичность фланцевых соединений.

8.2.2 Повышенный уровень шума

Повышенный уровень шума при работе установки причисляют к группе физических опасных и вредных производственных факторов. Основным источником шума на установке подготовки нефти является электродвигатель регулирующего клапана, а также шум возникает за счет движения жидкости через трубопроводы и при открытии/закрытии задвижек.

Шум неблагоприятно воздействует на организм человека, вызывает головную боль, под его влиянием развивается раздражительность, снижается внимание, замедляются сенсомоторные реакции, а при чрезвычайно интенсивном действии понижаются возбуждательные процессы в коре головного мозга. Интенсивный шум (более 80 дБ) при длительном воздействии может привести к полной или частичной потере слуха. Допустимые значения звукового давления регламентированы СанПиН 1.2.3685-21 и приведены в таблице 32 [21].

Таблица 32 – Допустимые значения звукового давления

Эквивалентные уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц				Эквивалентный общий уровень звукового давления, дБ	Максимальный текущий общий уровень инфразвука, дБ
2	4	8	16		
100	95	90	85	100	120

Для уменьшения воздействия повышенного уровня шума на организм оператора технологических установок следует использовать звукоизоляционные материалы, применять экранирование производственного помещения, своевременно смазывать движущие части механизмов и использовать наушники как средства индивидуальной защиты.

8.2.3 Длительное сосредоточенное наблюдение

В основе этого процесса, характеризующего напряженность труда, лежит сосредоточение, или концентрация внимания на каком-либо реальном объекте – SCADA-экран. Определяющей характеристикой здесь является именно сосредоточение внимания в отличие от пассивного характера наблюдения за ходом технологического процесса, когда работник периодически, время от времени контролирует состояние какого-либо объекта.

Для уменьшения неблагоприятного влияния постоянного напряжения на головной мозг и зрение, а также предотвращения развития раздражительности оператора необходимо провести измерения времени, сопровождающегося сосредоточенным наблюдением и ввести ограничения, которые регламентируются СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» и составляют до 50% от времени смены [21].

8.2.4 Повышенный уровень общей вибрации

Анализ показателей норм вибрации определяется в соответствии с СанПиН 1.2.3685-21 [21]. Согласно этому стандарту на рабочем месте оператора технологических установок присутствует общая производственная вибрация (технологическая вибрация на стационарных рабочих местах). При внедрении автоматизированной системы управления сепаратором нефтегазовым трехфазным вибрация может появиться вследствие наличия вибрации на участке с объектами управления, которая передается в

операторное помещение. Воздействие вибрации может привести к снижению производительности труда, возникновению головных болей, а также онемению конечностей. Предельно допустимые значения вибрации на автоматизированном рабочем месте оператора согласно СанПиН 1.2.3685-21 представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест для оператора АСУТП

Вид вибрации	Категория вибрации	Направление действия	Фильтр частотной коррекции	Эквивалентные скорректированные уровни виброускорения	
				m/c^2	дБ
Общая	Технологическая вибрация на стационарных рабочих местах	Z_0	W_k	0,1	100
		X_0, Y_0	W_d	0,071	97

8.2.5 Наличие электромагнитного поля промышленной частоты

Оператор АСУ ТП осуществляет работу за персональным компьютером, вследствие чего на него оказывает воздействие электромагнитное излучение, источниками которого являются системный блок и кабели, соединяющие электрические цепи.

Электромагнитные излучения оказывают неблагоприятное влияние на сердечно-сосудистую, нервную и эндокринную систему, а также могут привести к раковым заболеваниям. Согласно СанПиН 1.2.3685-21 предельно допустимые уровни электромагнитного поля частотой 50 Гц на рабочем месте – 5 кВ/м [21].

Для того, чтобы избежать негативного воздействия от электромагнитного излучения необходимо следовать основным требованиям, описанным в СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда» [23]. Для снижения воздействия данного типа излучения предпринимают следующие меры: расстояние от монитора до работника

должно составлять не менее 50 см, а также применение специализированных очков от электромагнитного излучения.

8.2.6 Электрический ток, вызываемым разницей потенциалов

АРМ оператора не относится к помещениям повышенной опасности, однако существует опасность поражения электрическим током в случае неисправности изоляции проводов, а также имеется опасность короткого замыкания. Электрический ток оказывает на человека термическое, электролитическое, биологическое и механическое воздействие. Поражение током может привести к летальному исходу.

В качестве защиты используются изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления и автоматического отключения питания. Помимо этого, размещаются предупредительные знаки и плакаты безопасности «Опасно. Высокое напряжение».

8.2.7 Чрезмерно высокая/низкая температура объектов

В ходе эксплуатации автоматической системы вероятно получение тяжелых или смертельных ожогов в результате несчастного случая. Промышленные ожоги часто вызываются концентрированным паром, едкими химическими веществами или сильно нагретыми производственными продуктами. Ожоги на рабочем месте являются источником травм.

Осведомленность, предотвращение опасностей и защита могут значительно снизить риск ожогов на рабочем месте. Для разрабатываемой системы наиболее вероятным видом ожога является термический ожог. Общие требования по 100 предотвращению получения ожогов описываются в СанПиН 1.2.3685-21 [21]. Наиболее важным приоритетом при термических ожогах является контроль и остановка процесса горения. Термические ожоги можно предотвратить, надев средства индивидуальной защиты, используя тактику предотвращения пожара, а также имея процедуры и планы действий в чрезвычайных ситуациях, связанные с обнаружением и защитой от пожара.

8.3 Экологическая безопасность

В разделе «Экологическая безопасность» рассматриваются варианты и характер экологического воздействия проектируемой системы автоматизации на селитебную зону, литосферу, атмосферу и гидросферу в процессе эксплуатации, а также предложены охранные мероприятия по обеспечению экологической безопасности. На селитебную зону рассматриваемая установка воздействия не оказывает.

Источниками загрязнения литосферы являются разлив нефтепродуктов и промышленных отходов, проникновение их в почву при проведении ремонтных работ на трубопроводах, а также возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации. Для нейтрализации загрязненного нефтепродуктами грунта требуется вывозить его в места, согласованные с санитарной инспекцией для последующих нейтрализации и закапывания. Все предметы, имевшие контакт с нефтяными отходами, подлежат уничтожению путем сжигания в местах, согласованных с пожарным надзором. Для предотвращения загрязнения почвы необходимо проводить грамотную политику по утилизации образующихся отходов.

Загрязнение гидросферы происходит вследствие разлива нефтепродуктов и промышленных отходов в близлежащие водоемы при возникновении аварийных ситуаций при эксплуатации или ремонтных работ. С целью охраны водоемов от воздействия нефтепродуктов рекомендуется направлять все промышленные стоки по системе трубопроводов на очистные сооружения. В приложении А системы очистки воды и нефти обозначены как ОВ-1 и ОН-1. Качество воды водоемов и водотоков по гидробиологическим и микробиологическим показателям нормируется стандартом ГОСТ 17.1.3.07-82 «Правила контроля качества воды водоемов и водотоков» [24]. Предельно-допустимое содержание нефтепродуктов в водоеме регламентируется стандартом ГОСТ 12.1.005-88 и составляет 100 мг/м^3 [27].

Источниками загрязнения атмосферы являются легкие фракции углеводородов, утечка которых происходит через уплотнения клапанов и фланцев вследствие недостаточной герметизации. Для предотвращения утечек газа необходим постоянный мониторинг состояния оборудования и систем транспорта, своевременное устранение неисправностей в соединительных швах резервуаров, уплотнений клапанов и фланцев, а также постоянный контроль наличия прокладок во всех трубных соединениях. Расчетные величины утечки и расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, нормируются руководящим документом РД 39.142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования» [25]. Установленная норма содержания загрязнений в выбросах углеводородов указано в технологическом регламенте и составляет $218,2 \text{ мг/м}^3$ [1].

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В разделе «Безопасность в чрезвычайных ситуациях» рассматриваются возможности возникновения чрезвычайных ситуаций по время эксплуатации проектируемой системы автоматизации. К чрезвычайным ситуациям (ЧС) на установке подготовки нефти можно отнести утечку сырья, пожары, взрывы, а также любые геологические воздействия: оползни, обвалы и землетрясения.

Самой распространенной ЧС на установке подготовки нефти при эксплуатации нефтегазового трехфазного сепаратора является утечка жидких нефтепродуктов. В качестве методов ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов используют механический, физико-химический, термический и биологический методы.

Наиболее безопасным с экологической точки зрения является биологический метод, при котором применяют биопрепараты – специальные бактерии и грибки, которые перерабатывают нефтепродукты в воду и углекислый газ. При этом, используемые микроорганизмы безвредны для

окружающей среды. Описанный метод применяется в случае загрязнения гидросферы.

В случае загрязнения литосферы и проникновения нефтепродуктов в почву на глубину более 10 см применяется механический метод, реализующий сбор и утилизацию нефтяных продуктов путем снятия почвенного пласта. Применение данного метода регламентируется требованиями СП 155.13130.2014 «Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности» [26].

8.5 Выводы по разделу

Таким образом, в ходе выполнения раздела «Социальная ответственность» было определено, что, согласно правилам устройства электроустановок, установка подготовки нефти является объектом повышенной опасности (II категория). Группа персонала по электробезопасности согласно Правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок должна иметь III группу по электробезопасности.

Согласно СП 12.13130.2009, помещение рабочей зоны относится к категории А (повышенная взрывопожароопасность) в связи с легковоспламеняющимися жидкостями, обращающихся в помещении.

Согласно СанПиН 1.2.3685-21 определена IIa категория тяжести труда: работы, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения, диапазон температуры воздуха ниже оптимальных величин – 18-19,9°C, выше оптимальных величин – 22,1-27°C.

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2020 года, N2398 «Критерии отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий» (с изменениями на 7 октября 2021 года) объект (сепаратор нефтегазовый трехфазный), оказывающий значительное негативное воздействие на окружающую среду относится ко II категории.

Заключение

Таким образом, в ходе разработки выпускной квалификационной работы была спроектирована система автоматизации нефтяного трехфазного сепаратора второй ступени.

Подготовительный этап к проектированию АСУ ТП включало в себя изучение технологического процесса подготовки нефти на УПН, изучение принципа работы сепаратора второй ступени, проектирование функциональной схемы технологического процесса, составление технического задания, объема автоматизации и перечня средств автоматизации. Следующим шагом был разработан алгоритм пуска, вывода на режим работы и останова сепаратора и проведен сравнительный анализ средств автоматизации для выбора наиболее подходящих аналогов согласно техническому заданию.

Далее было проведено проектирование системы ПАЗ, на основе которого был сделан вывод о включении в схему автоматизации дополнительных каналов защиты за счет сигнализаторов. На основе проектирования СПАЗ были разработаны трехуровневая схема автоматизации, структурная и функциональная схемы автоматизации, а также экранная форма работы сепаратора, выведенная на АРМ оператора.

Также было проведено моделирование сепаратора с помощью ПИД-регулятора в программе Matlab Simulink. В результате моделирования значение перерегулирования составило менее 8 %, а время переходного процесса примерно равно 500 секунд или 8 минут.

Таким образом, спроектированная АСУ ТП не только удовлетворяет текущим требованиям к системе автоматизации, но и имеет высокую гибкость, позволяющую изменять и модернизировать разработанную САУ в соответствии с возрастающими в течение всего срока эксплуатации требованиями.

Список использованной литературы

1. Технологический регламент Участка предварительной подготовки нефти Буранного нефтяного месторождения – Томск, 2015.
2. Крец В.Г., Шадрина А.В. Основы нефтегазового дела. Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011.
3. Проектирование автоматических систем управления нефтегазовыми производствами: учебное пособие / Е.И. Громаков, А.В. Лиепиньш; Томский государственный университет. – Томск: Изд-во Томского государственного университета, 2019. – 370 с.
4. Высокоточный интеллектуальный датчик давления с HART-интерфейсом – [Электронный ресурс] – URL: <https://piezus.ru/media/catalog/product/amz5450ru.pdf>.
5. ОВЕН ДТПХхх5 термодары на основе КТМС с коммутационной головкой – [Электронный ресурс] – URL: <https://owen.ru/product/dtphhh5>.
6. Микроимпульсный уровнемер Levelflex FMP55 – [Электронный ресурс] – URL: <https://rizur.ru/catalog/urovnemer-levelflex-fmp55/>.
7. Вихреакустические преобразователи расхода – [Электронный ресурс] – URL: <https://www.emerson.com/documents/-300-ru-61352.pdf>.
8. Запорно-регулирующий клапан 25ч945п ЗРК, чугунный, фланцевый с приводом REGADA PN 16 бар расхода – [Электронный ресурс] – URL: <https://www.techmarcet.ru/klapan-25ch945p-zrk>.
9. Серийная продукция. ПЛК ЭЛСИ-ТМК. [Электронный ресурс] // URL: <https://elsy.ru/products/products/plc/elsy-tmk/properties.aspx>
10. ГОСТ 34.602–2020. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы. – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200006924>.
11. ГОСТ 21.408–2013. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов. – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200108005>.

12. ГОСТ 19.701–90. Схемы алгоритмов, программ, данных и систем. Обозначения условные и правила выполнения. – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9041994>.

13. РТМ 108.711.02-79. Методы определения пропускной способности регулирующих органов – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200065012>.

14. МО 3-Ех. Электропривод многооборотный во взрывозащищенном исполнении. [Электронный ресурс] // URL: https://regada.pro-solution.ru/wp-content/uploads/2019/МО_3-Ех_ru-v02.pdf

15. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N197-ФЗ (ред. от 19.12.2022) (с изм. и доп., вступ. В силу с 01.03.2023) – [Электронный ресурс] – URL: <http://www.consultant.ru/document/>

16. Федеральный закон «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 N426-ФЗ (последняя редакция) – [Электронный ресурс] – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_156555/.

17. ГОСТ 22269-76. Система «Человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012834>.

18. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные факторы. Классификация – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071>.

19. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003913>.

20. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 N 96-ФЗ – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901732276>.

21. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов

среды обитания – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573500115>.

22. СП 2.2.3670-20. Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573230583>.

23. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200161238>.

24. ГОСТ 17.1.3.07-82. Правила контроля качества воды водоемов и водотоков – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012472>.

25. РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования – [Электронный ресурс] – URL: <https://files.stroyinf.ru/Index2/1/4294846/4294846265.htm>.

26. СП 155.13130.2014. Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности (с Изменением N1) [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200108948>.

27. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны – [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608>.

28. ГСМ-05 газосигнализатор стационарный – [Электронный ресурс] URL: <https://gazoanalizators.ru/catalog/gazoanalizatory/statsionarnye/gsm-05/>.

29. ЭЛЕМЕР-СПГ – [Электронный ресурс] URL: <https://www.elemer.ru/catalog/signalizatory-urovnya-i-potoka/elemer-spg/>

30. Сигнализатор давления универсальный СДУ-М - [Электронный ресурс] URL: <https://sa-biysk.ru/catalog/1320/17370/>.

Приложение А
(обязательное)
Функциональная схема технологического процесса

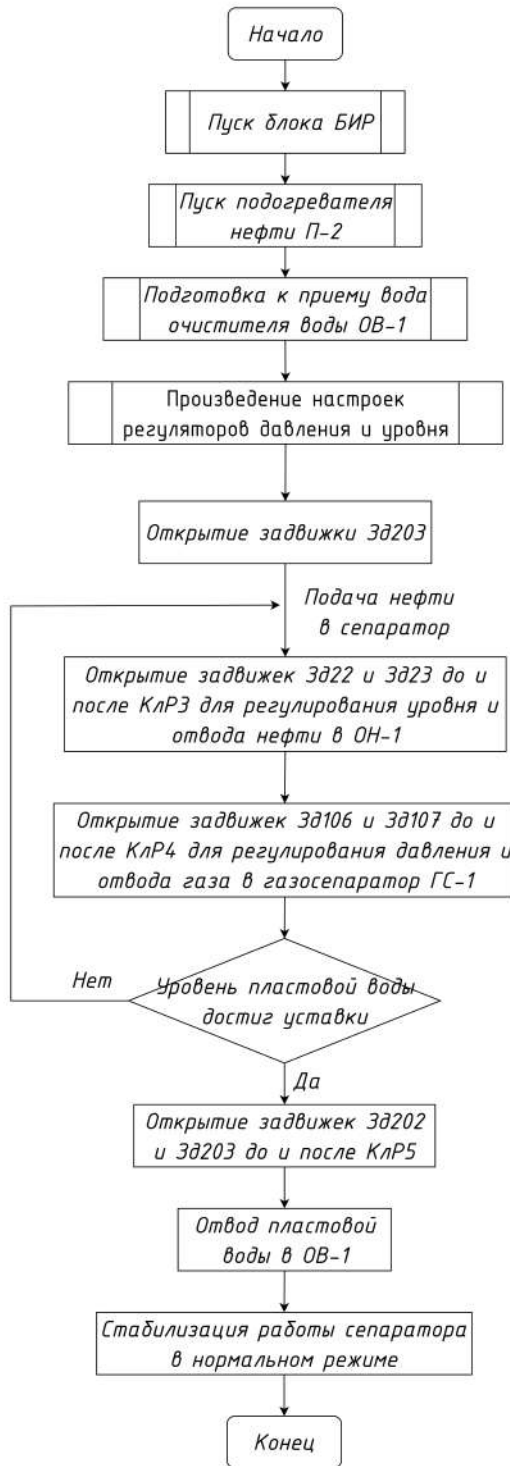
**Приложение Б
(обязательное)
Объем автоматизации**

Таблица Б.1 – Объем автоматизации

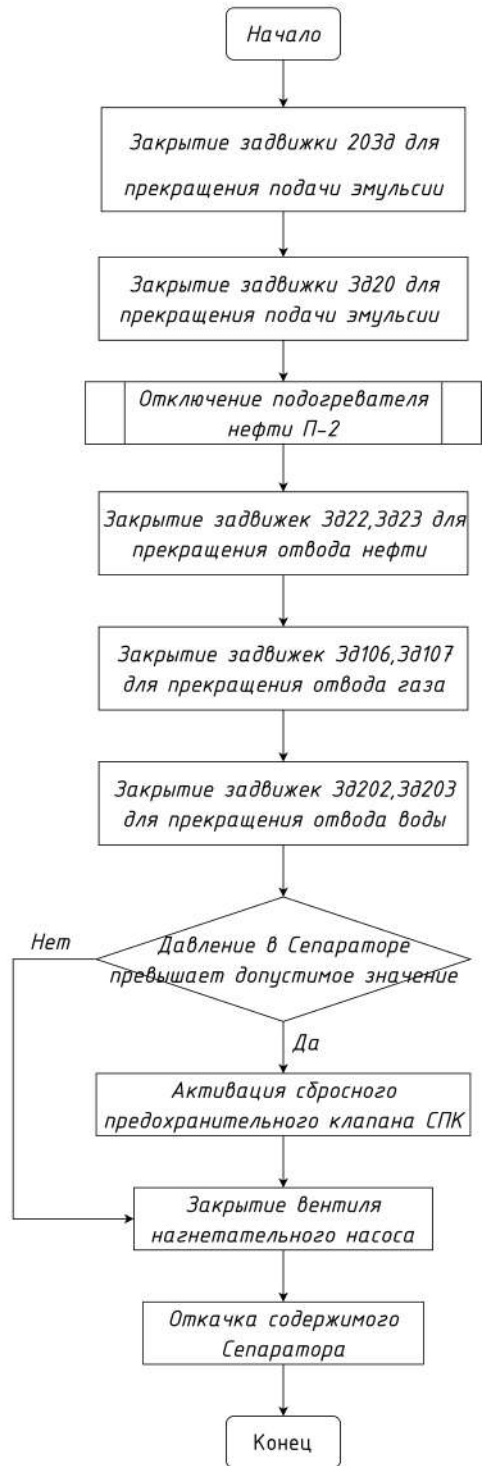
№ п/п	Наименование параметра	Рабочий диапазон	Размерность	Требуемый класс точности	Выходной сигнал	Блокировка		Сигнализация	
						LL	НН	L	Н
1	Давление в сепараторе	(3,0 – 4,1)	кгс/см ²	0,5	(4 – 20) мА, HART	0,5 кгс/см ²	7,5 кгс/см ²	1 кгс/см ²	6,5 кгс/см ²
2	Давление аварийное верхнее на выходе из сепаратора	4,0	кгс/см ²	0,5	(4 – 20) мА, HART	-	4,0 кгс/см ²	-	-
3	Давление аварийное нижнее на выкиде из сепаратора	3,1	кгс/см ²	0,5	(4 – 20) мА, HART	3,1 кгс/см ²	-	-	-
4	Температура в сепараторе	(30 – 55)	°С	0,5	(4 – 20) мА, HART	40 °С	60 °С	42 °С	55 °С
5	Уровень нефти в нефтяной ванне	(800 – 1400)	мм	1,0	(4 – 20) мА, HART	-	-	0,3 м	1,4 м
6	Уровень аварийный верхний в нефтяной ванне	1400	мм	1,0	(4 – 20) мА, HART	-	1,4 м	-	-
7	Уровень аварийный нижний в нефтяной ванне	800	мм	1,0	(4 – 20) мА, HART	0,8 м	-	-	-
8	Расход нефти на входе сепаратора	до 50	м ³ /ч	1,0	(4 – 20) мА, HART	-	-	-	-
9	Расход газа на выходе из сепаратора	до 50	м ³ /ч	1,0	(4 – 20) мА, HART	-	-	-	-
10	Расход нефти на выходе из сепаратора	до 50	м ³ /ч	1,0	(4 – 20) мА, HART	-	-	-	-
11	Расход пластовой воды на выходе из сепаратора	до 48	м ³ /ч	1,0	(4 – 20) мА, HART	-	-	-	-
12	Уровень загазованности	до 30% НКПР	г/м ³	1,0	(4 – 20) мА, HART	-	30% НКПР	-	10% НКПР

Приложение В
(обязательное)
Алгоритмы запуска и останова сепаратора

Алгоритм пуска и вывода на режим Сепаратора С-2



Алгоритм останова Сепаратора С-2



ФЮРА 425280.001 ЭС 12

Алгоритмы пуска и останова сепаратора

Лит.	Масса	Масштаб
У		1:1
Лист	Листов	1

ТПУ ИШИТР
Группа 8Т91

Перв. примен.

Справ.

КОМПАС-3D v21 Учебная версия © 2022 ООО "АСКОН-Системы проектирования", Россия. Все права защищены.

Подп. и дата

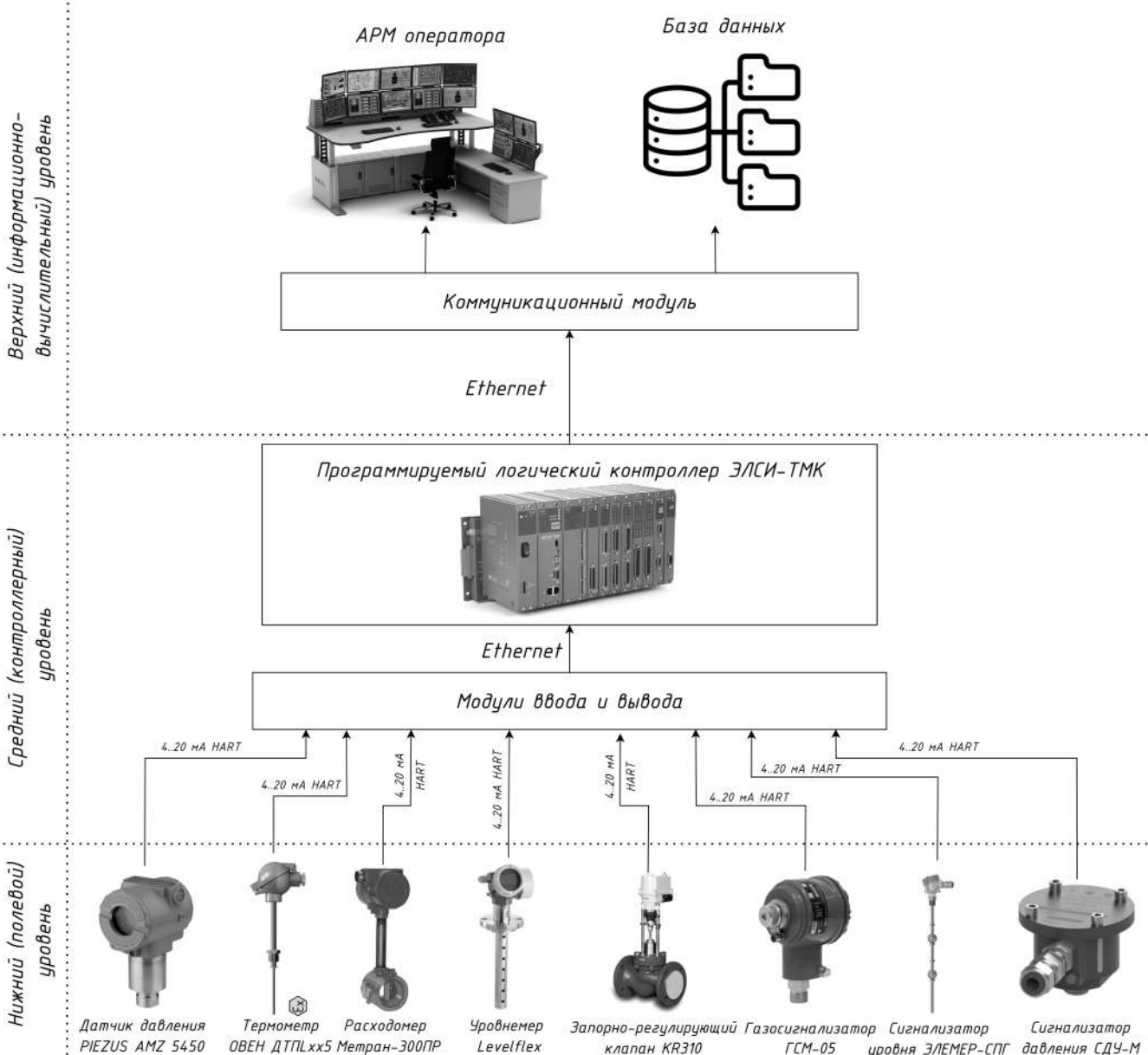
Инд. дробл.

Взам. инв.

Подп. и дата

Инд. подл.

Приложение Г
(обязательное)
Трехуровневая система автоматизации



КОМПАС-3D v21 Учебная версия © 2022 ООО "АСКОН-Системы проектирования", Россия. Все права защищены.

Перв. примен.
Справ.

Подп. и дата
Инв. дробл.
Взам. инв.

Подп. и дата
Инв. подл.
Н.контр.
Утв.

Изм.	Лист	докум.	Подп.	Дата
Разраб.	Суворов Д. В.			20.04.23
Пров.	Семенов Н. М.			20.04.23
Т.контр.				
Н.контр.				
Утв.				

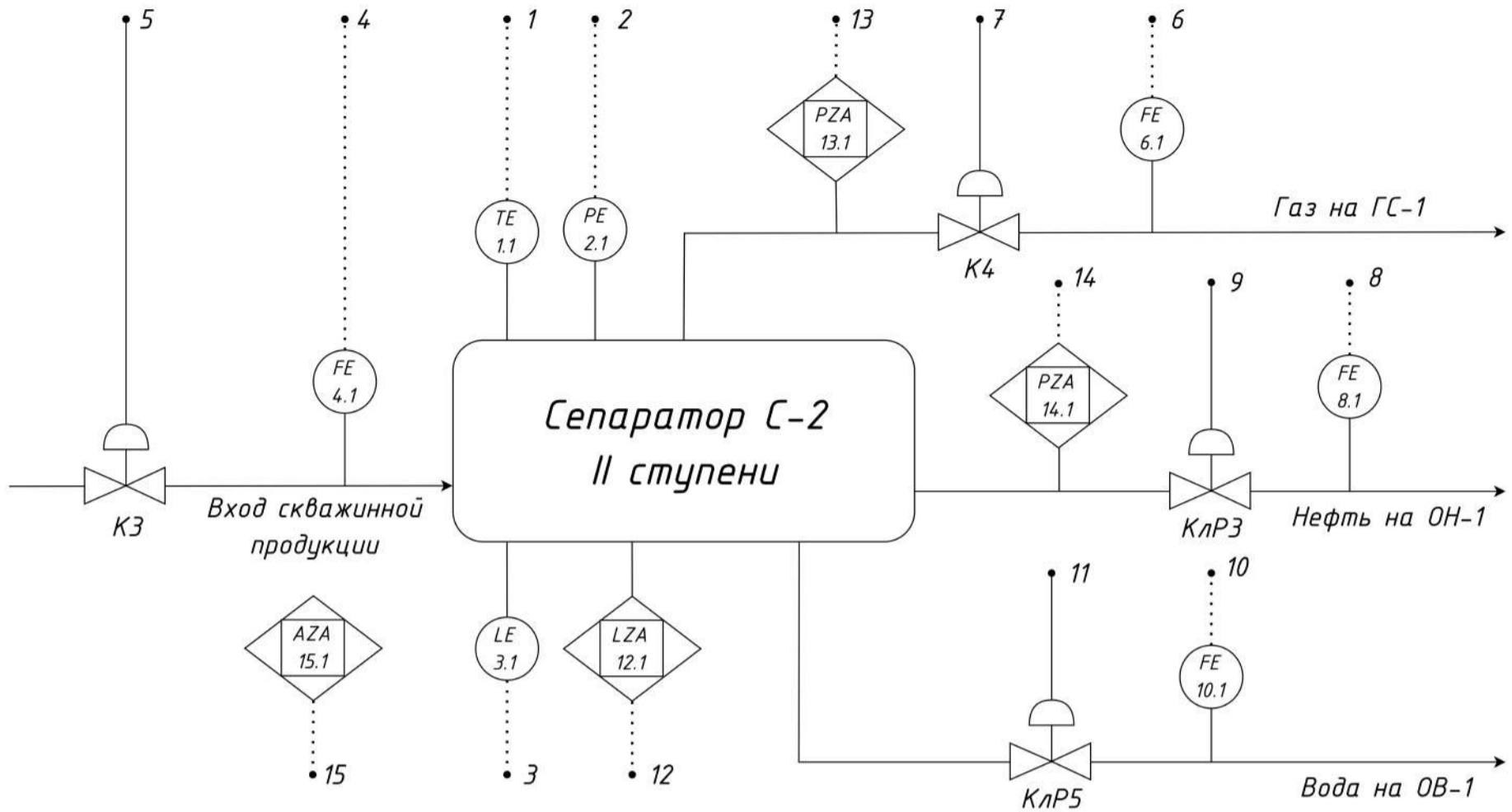
ФЮРА 425280.001 ЭС 03

Трехуровневая система автоматизации

Лит.	Масса	Масштаб
У		1:1
Лист	Листов	1

**ТПУ ИШИТР
Группа 8Т91**

**Приложение Д
(обязательное)
Функциональная схема автоматизации сепаратора**



1 °C 2 МПа 3 М 4 м³/час 5 м³/час 6 м³/час 7 м³/час 8 м³/час 9 м³/час 10 м³/час 11 м 12 МПа 13 МПа 14 МПа 15 %

По месту	TT 1.2	PT 2.2	LT 3.2	FT 4.2	NS 5.2	FT 6.2	NS 7.2	FT 8.2	NS 9.2	FT 10.2	NS 11.2				
Шкаф управления	AI	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○				
	AO														
	DI														
	DO														
	Ethernet														
Операторский щит	TA 1.3	TA 2.3	LA 3.3												
	LA 12.3	PA 13.3	PA 14.3	AA 15.3											
SCADA	Мониторинг														
	Управление														
	Конфигурация														

Изм.	Лист	докум.	Подп.	Дата
Разраб.	Суворов Д. В.			10.05.23
Пров.	Семенов Н. М.			10.05.23
Т.контр.				
Н.контр.				
Утв.				

ФЮРА 425280.001 ЭС 08			
Функциональная схема автоматизации нефтяного сепаратора	Лит.	Масса	Масштаб
	у		1:1
	Лист	Листов	1
ТПУ ИШИТР Группа 8Т91			

КОМПАС-3D v21 Учебная версия © 2022 ООО "АКЮН-системы проектирования", Россия. Все права защищены.

Справ. Перв. примен.

Изм. Подп. и дата. Инв. дробл. Подп. и дата. Инв. дробл. Подп. и дата. Инв. дробл. Подп. и дата.

Приложение Е
(обязательное)
Мнемосхема сепаратора С-2 II ступени

Перв. примен.

Справ.



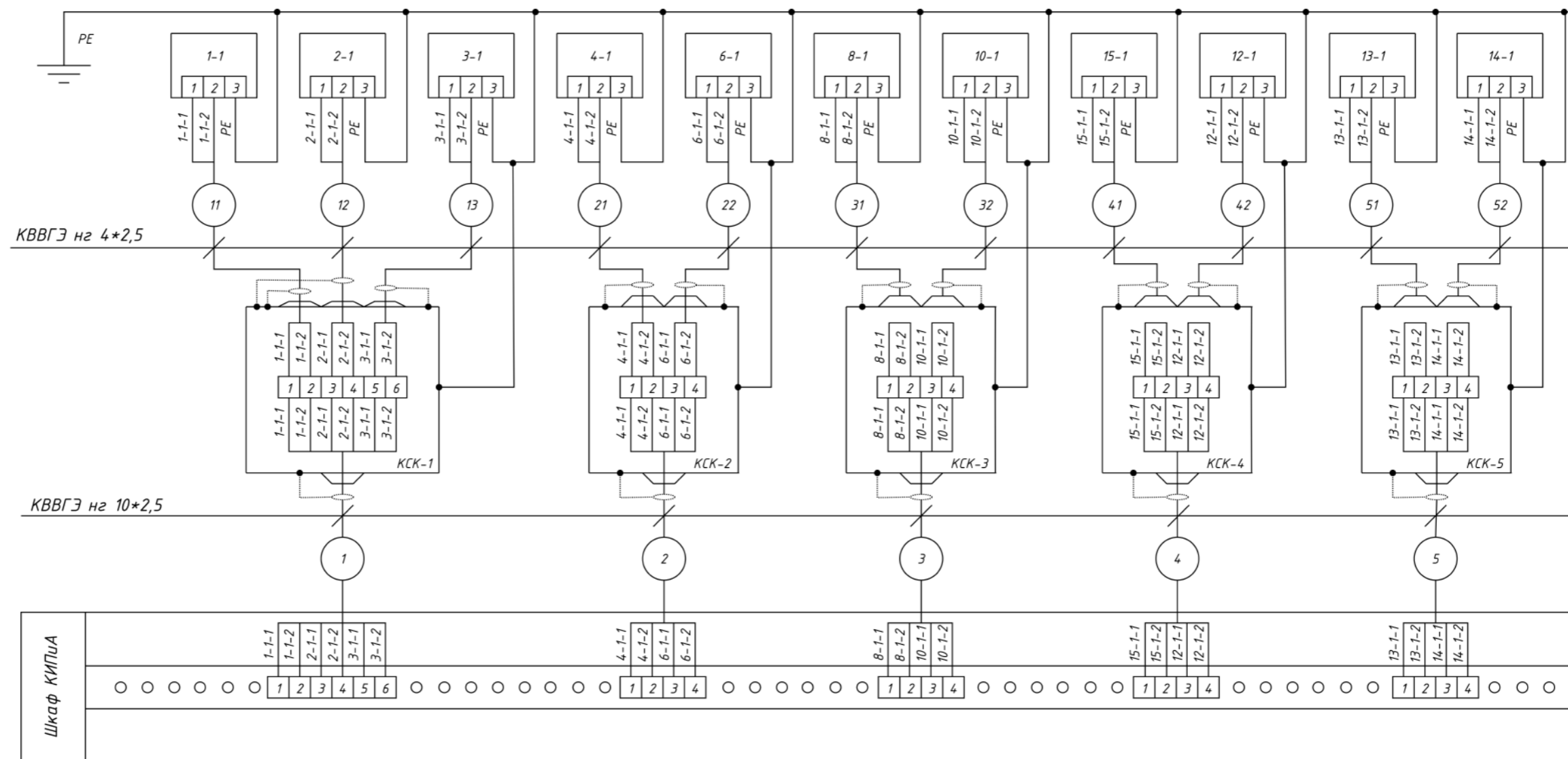
19 Декабрь 2022, 11:55:18

КОМПАС-3D v21 Учебная версия © 2022 ООО "АСКОН-Системы проектирования", Россия. Все права защищены.
 Инв. подл. Подп. и дата
 Инв. дцкл. Подп. и дата
 Инв. инв. Взам. инв.
 Инв. подл. Подп. и дата

				ФЮРА 425280.001 ЭС 14-ХХ				
Изм.	Лист	докум.	Подп.	Дата	Экранные формы АРМ оператора	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.		Суворов Д. В.		19.12.22		У		1:1
Проб.		Семенов Н. М.		19.12.22		Лист	Листов	1
Т.контр.						ТПУ ИШИТР Группа 8Т91		
Н.контр.					Формат А3			
Утв.					Копировал			

**Приложение Ж
(обязательное)
Схема внешних проводок**

Распределённая система управления								Система противоаварийной защиты			
Наименование параметра	Температура	Давление	Уровень	Расход				Загазованность	Уровень	Давление	
Место отбора	Сепаратор	Сепаратор	Сепаратор	Нефть на входе	Газ на выходе	Нефть на выходе	Вода на выходе	Сепаратор	Сепаратор	Газ на выходе	Нефть на выходе
Датчик	PIEZUS AMZ 5450	Rosemount 0065	Rosemount 3300	Метран 300ПР	Метран 300ПР	Метран 300ПР	Метран 300ПР	ГСМ-05	ЭЛЕМЕР СПГ	СДУ-М	СДУ-М
Позиция	1-1	2-1	3-1	4-1	6-1	8-1	10-1	15-1	12-1	13-1	14-1



ФЮРА 425280.001 ЭС 05						
Схема внешних проводов				Лит.	Масса	Масштаб
				у		1:1
Изм. Лист				докум.	Подп.	Дата
Разраб.				Суваров Д. В.		22.05.23
Пров.				Семенов Н. М.		22.05.23
Т.контр.						
Н.контр.						
Утв.						
				Лист	Листов 1	
				ТПУ ИШИТР Группа 8Т91		

Копировал

Формат А3

Перв. примен.

Справ.

КОМПАС-3D v21 Учебная версия © 2022 ООО "АСКОН-Системы проектирования", Россия. Все права защищены.
Инд. подл. Инв. дцкл. Инв. инв. Возм. инв. Подл. и дата. Подл. и дата.

Не для коммерческого использования

Приложение И
(обязательное)
Выбор системы защиты SIL помощью дерева отказ

Пожар в блоке нефтяного сепаратора	Сигнализация высокого давления	Реакция оператора	Отключение электропитания	Активация системы пожаротушения	Результирующее событие	Частота (в год)
------------------------------------	--------------------------------	-------------------	---------------------------	---------------------------------	------------------------	-----------------

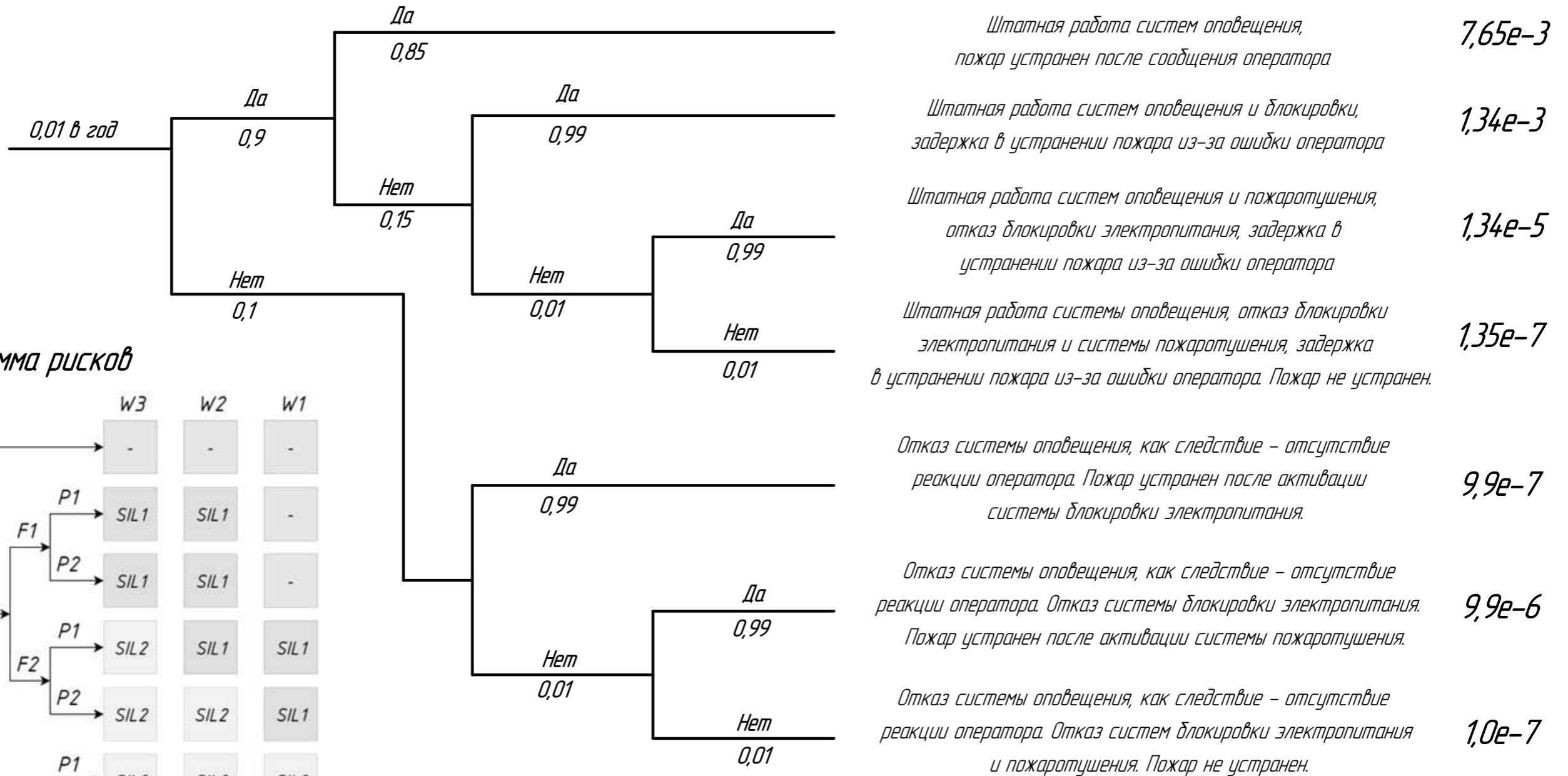
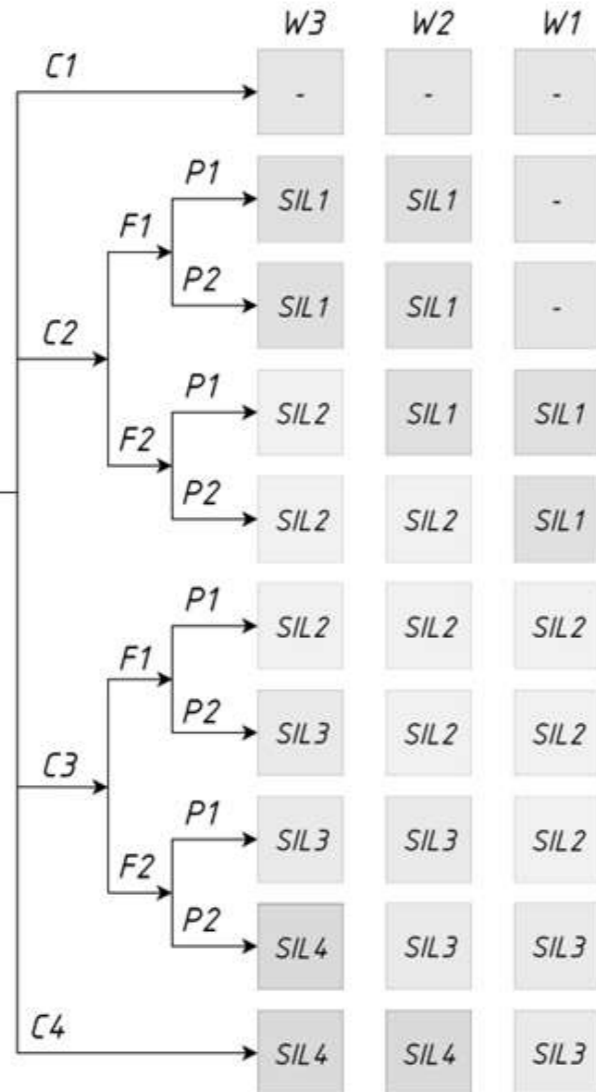


Диаграмма рисков



Исходная точка для оценки снижения рисков

ФЮРА 425280.001				
Изм.	Лист	докум.	Подп.	Дата
Разраб.	Суворов Д. В.			18.04.23
Проб.	Семенов Н.М.			18.04.23
Т.контр.				
Н.контр.				
Утв.				
Выбор системы защиты SIL с помощью дерева отказов			Лит.	Масса
			у	1:1
			Лист	Листов 1
ТПУ ИШИТР Группа 8Т91				

Перв. примен.

Справ.

Подп. и дата

Инв. дцкл.

Инв. инв.

Взам. инв.

Подп. и дата

подп.

Инв.