

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Модернизация системы регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора на Лугинецком месторождении</b>

УДК 681.515-048.35:622.276.53

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т71	Инкин Андрей Эдуардович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель ОАР ИШИТР	Семенов Николай Михайлович			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Верховская Марина Витальевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ШБИП	Федоренко Ольга Юрьевна	д.м.н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Воронин Александр Васильевич	к.т.н., доцент		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
<b>УК(У)-1</b>	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
<b>УК(У)-2</b>	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
<b>УК(У)-3</b>	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
<b>УК(У)-4</b>	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
<b>УК(У)-5</b>	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально историческом, этическом и философском контекстах
<b>УК(У)-6</b>	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
<b>УК(У)-7</b>	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
<b>УК(У)-8</b>	Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
<b>ОПК(У)-1</b>	Способен применять естественнонаучные и общеинженерные знания, методы математического анализа и моделирования в инженерной деятельности, связанной с проектированием и конструированием, технологиями производства контрольно-измерительных приборов и автоматики
<b>ОПК(У)-2</b>	Способен осуществлять профессиональную деятельность с учетом экономических, экологических, интеллектуально правовых, социальных и других ограничений на всех этапах жизненного цикла технических объектов и процессов
<b>ОПК(У)-3</b>	Способен использовать современные информационные технологии, технику, прикладные программные средства при решении задач профессиональной деятельности
<b>ОПК(У)-4</b>	Способен участвовать в разработке обобщенных вариантов решения проблем, связанных с автоматизацией производств, выборе на основе анализа вариантов оптимального прогнозирования последствий решения
<b>ОПК(У)-5</b>	Способен участвовать в разработке технической документации, связанной с профессиональной деятельностью
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способность к формированию технических требований и заданий на проектирование и конструирование контрольно-измерительных приборов и автоматики, комплексов и их составных частей

<b>Код компетенции</b>	<b>Наименование компетенции</b>
<b>ПК(У)-2</b>	Способность к математическому моделированию процессов и объектов подготовки нефти их исследованию на базе профессиональных пакетов автоматизированного проектирования и самостоятельно разработанных программных продуктов
<b>ПК(У)-3</b>	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
<b>ПК(У)-4</b>	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
<b>ПК(У)-5</b>	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
<b>ПК(У)-6</b>	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
<b>ПК(У)-7</b>	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
<b>ПК(У)-8</b>	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
<b>ПК(У)-9</b>	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
<b>ПК(У)-10</b>	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
<b>ПК(У)-18</b>	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
<b>ПК(У)-19</b>	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
<b>ПК(У)-20</b>	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
<b>ПК(У)-21</b>	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
<b>ПК(У)-22</b>	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

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

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники  
 Направление подготовки – 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Уровень образования – Бакалавриат

Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

Период выполнения – осенний/весенний семестр 2021 /2022 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

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

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

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель ОАР ИШИТР	Семенов Николай Михайлович			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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



	6. Выбор средств реализации 7. Разработка схемы внешних проводок. 8. Разработка алгоритмов управления. 9. Дерево экранных форм.
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Технологическая схема автоматизации установки подготовки нефти. 2. Структурная схема автоматизированной системы. 3. Функциональная схема автоматизации. 4. Схема внешних проводок. 5. Блок-схемы алгоритмов управления. 6. Схема информационных потоков. 7. SCADA - формы экранов мониторинга и управления диспетчерского пункта УПН «Лугинецкая».
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент	Верховская Марина Витальевна, доцент ОСГН ШБИП
Социальная ответственность	Федоренко Ольга Юрьевна, профессор ООД ШБИП
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Нет	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	11.04.2022
-------------------------------------------------------------------------------------------------	------------

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель ОАР ИШИТР	Семенов Николай Михайлович			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т71	Инкин Андрей Эдуардович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Студенту:

<b>Группа</b> 3-8Т71		<b>ФИО</b> Инкин Андрей Эдуардович	
<b>Школа</b>	Инженерная школа информационных технологий и робототехники	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделение автоматизации и роботизации
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств в нефтегазовой отрасли

Тема ВКР:

Модернизация системы регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора на Лугинецком месторождении	
<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	– Оклад инженера – 22248 руб. в месяц; – Оклад руководителя проекта – 26003 руб. в месяц; – Транспортно-заготовительные расходы 15 %.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	– Накладные расходы 16%; – Районный коэффициент 1,3 (для Томска).
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	– Единый социальный налог – 30%
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Расчет инновационного потенциала НТИ	– Технология QuaD; – SWOT-анализ;
2. Планирование научно-исследовательских работ	– Структура работ в рамках научного исследования; – Определение трудоемкости выполнения работ; – Разработка графика проведения научного исследования.
3. Расчет сметы затрат на выполнение проекта	– Расчет материальных затрат; – Расчет основной и дополнительной заработной платы; – Расчет отчислений во внебюджетные фонды.
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</b>	
1. Матрица SWOT. 2. Диаграмма Ганта.	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	<b>12.04.2022</b>

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ШБИП	ОСГН Верховская Марина Витальевна	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т71	Инкин Андрей Эдуардович		



## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b> 3-8Т71		<b>ФИО</b> Инкин Андрей Эдуардович	
<b>Школа</b>	Инженерная школа информационных технологий и робототехники	<b>Отделение (НОЦ)</b>	
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/ специальность</b>	15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

Тема ВКР:

<b>Модернизация автоматизированной системы регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора на Лугинецком месторождении</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p><i>Объект исследования</i> Нефтегазовый сепаратор (НГС-1)</p> <p><i>Область применения</i> Месторождение нефти и газа</p> <p><i>Рабочая зона:</i> Полевые условия</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны</i> Нефтегазовый сепаратор, уровнемер, электропривод</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне</i> Технологический процесс представляет собой автоматическое регулирование уровня жидкости и контроль основных параметров нефтегазового сепаратора.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>1) <b>Трудовой кодекс Российской Федерации</b> N 197-ФЗ. (ред. от 09.03.2021);</p> <p>2) <b>ГОСТ 12.2.032-78</b> Система стандартов безопасности труда (ССБТ);</p> <p>3) <b>СанПиН 1.2.3685-21</b> Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания;</p> <p>4) <b>ГОСТ 12.0.003-2015</b> Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Перечень опасных и вредных факторов;</p> <p>5) <b>ГОСТ Р 12.1.019-2017</b> ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;</p> <p>6) <b>СН 2.2.4/2.1.8.566-96</b> «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий»;</p> <p>7) <b>ГОСТ 12.1.003-2014</b> ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> </ul>	<p><b>Опасные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Опасность поражения электрическим током;</li> <li>2. Опасность поражения вращающимися частями исполнительного устройства.</li> </ol> <p><b>Вредные факторы:</b></p>

	<p>1. Повышенный уровень шума на рабочем месте;</p> <p>2. Повышенный уровень общей вибрации</p> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b> каска, очки, использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, виброизолирующая обувь, беруши, наушники, защитные ограждения.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p><b>Воздействие на селитебную зону:</b> шум, вибрация.</p> <p><b>Воздействие на литосферу:</b> В случае аварии или разгерметизации оборудования возможен розлив водонефтяной эмульсии.</p> <p><b>Воздействие на атмосферу:</b> Выброс продуктов сгорания попутного газа в окружающую атмосферу в случае срабатывания сбросного пружинного предохранительного клапана (СППК) при превышении рабочего давления.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p><b>Возможные ЧС:</b> Разгерметизация емкости с последующим выбросом горючей жидкости и газа в окружающую среду, а так же риски возникновения пожара и взрыва.</p> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b> Разгерметизация емкости с последующим выбросом горючей жидкости и газа в окружающую среду</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД ШБИП	Федоренко Ольга Юрьевна	Д-р мед. наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т71	Инкин Андрей Эдуардович		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 119 страниц, 26 рисунков, 25 таблиц, 24 источника, 7 приложений.

Ключевые слова: нефтегазовый сепаратор, ПИД-регулятор, ультразвуковой уровнемер, программируемый логический контролер, водонефтяная эмульсия, электропривод, унифицированный сигнал.

Объектом исследования является нефтегазовый сепаратор НГС-1 установки подготовки нефти на Лугинецком месторождении. НГС-1 является горизонтальной емкостью объемом 100 м<sup>3</sup>, выполняющая функцию разделения газожидкостной смеси на две составляющие: жидкость и попутный газ. Рабочий уровень жидкости составляет (900-1500) мм, а поддерживаемое давление – (5,0-7,5) кгс/см<sup>2</sup>.

Цель работы – получение опыта в модернизации АС регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора.

В процессе исследования проводилось изучение технологического процесса на площадке сепараторов, его модернизация и разработка схем автоматизации.

В результате исследования получены данные о возможности модернизации нефтегазового сепаратора НГС-1 УПН «Лугинецкая» с помощью смены способа измерения уровня жидкости внутри емкости путем замены дифференциальных преобразователей давления на бесконтактные уровнемеры, что увеличит точность измерений и уменьшит финансовые затраты, а также сделает более простым обслуживание системы. Кроме того, сепаратор НГС-1 можно модернизировать путем смены исполнительного устройства на электропривод с управлением по унифицированному токовому сигналу, применяя в контроллере функцию ПИД-регулирования для поддержания установленного уровня в сепараторе. Это дает возможность повысить качество управления данным параметром, а также положительно

скажется на работе всей системы ввиду увеличения производительности и стабильности.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Word 2007, в векторном графическом редакторе Visio 2007, а также в пакете прикладных программ для решения технологических вычислений MatLab.

Степень внедрения: Разработанная в выпускной квалификационной работе система регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора находится на стадии рассмотрения руководством ООО ИК «Сибинтек».

Область применения: Нефтегазовая отрасль, технологическая площадка сепараторов.

Экономическая эффективность/значимость работы: Снижение затрат на закупку нефтегазового оборудования, наличие бесперебойных поставок.

В будущем планируется провести полное импортозамещение оборудования нефтегазового сепаратора, а также внедрить систему ПИД-регулирования уровня жидкости на УПН «Лугинецкая», для повышения производительности, стабильности и качества работы всей системы.

## Оглавление

Глоссарий.....	16
Обозначения и сокращения .....	17
Введение .....	19
1 Требования к разрабатываемой системе .....	21
1.1 Основные цели и задачи АСУ ТП .....	21
1.2 Назначение системы.....	21
1.3 Требования к техническому обеспечению .....	22
1.4 Требования к метрологическому обеспечению .....	23
1.5 Требования к программному обеспечению .....	23
1.6 Требования к информационному обеспечению.....	24
2 Основная часть .....	26
2.1 Описание технологического процесса .....	26
2.2 Выбор архитектуры АС.....	31
2.3 Разработка структурной схемы АС .....	33
2.4 Разработка функциональной схемы автоматизации.....	34
2.5 Разработка схемы информационных потоков.....	35
2.6 Выбор средств реализации.....	36
2.6.1 Выбор датчиков .....	37
Выбор датчика давления .....	37
Выбор датчика температуры.....	39
Выбор датчика уровня жидкости .....	40
Выбор сигнализатора уровня жидкости.....	44
2.6.2 Выбор исполнительного устройства .....	46
2.6.3 Выбор контроллерного оборудования.....	51
2.7 Разработка схемы внешних проводок .....	54
2.8 Разработка алгоритмов управления.....	55
2.9 Дерево экранных форм.....	56

3 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром .	57
4 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	63
4.1 Технология QuaD.....	63
4.2 SWOT-анализ.....	65
4.3 Структура работ в рамках научного исследования .....	69
4.4 Определение трудоемкости выполнения работ .....	71
4.5 Разработка графика проведения научного исследования .....	72
4.6 Расчет материальных затрат НТИ .....	76
4.6.1 Расчет амортизации оборудования для экспериментальных работ	78
4.6.2 Основная заработная плата исполнителей темы.....	78
4.6.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы .....	80
4.6.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) .....	81
4.6.5 Накладные расходы .....	82
4.7 Определение ресурсоэффективности исследования .....	83
4.7.1 Интегральный показатель ресурсоэффективности .....	84
Вывод по разделу финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	86
5 Социальная ответственность .....	88
Введение .....	88
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	88
5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства .....	88
5.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны .....	89
5.2 Производственная безопасность.....	91
5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов.....	92
5.2.1.1 Повышенный шум .....	92

5.2.1.2 Повышенная вибрация .....	93
5.2.1.3 Опасность поражения электрическим током .....	95
5.2.1.4 Опасность поражения вращающимися частями исполнительного устройства.....	97
5.3. Экологическая безопасность.....	98
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	100
Вывод по разделу социальная ответственность .....	102
Заключение .....	103
Список использованной литературы.....	105
Приложение А (обязательное) Технологическая схема автоматизации УПН «Лугинецкая».....	109
Приложение Б (обязательное) Функциональная схема автоматизации первой ступени сепарации .....	111
Приложение В (обязательное) Схема внешних проводок первой ступени сепарации.....	113
Приложение Г (обязательное) Алгоритм сбора данных измерения уровня жидкости нефтегазового сепаратора.....	115
Приложение Д (обязательное) Трехуровневая структурная схема АС.....	116
Приложение Е (справочное) Схема информационных потоков.....	118
Приложение Ж (справочное) Экранная форма УПН «Лугинецкая».....	119

## Глоссарий

В данной работе применимы следующие определения:

Автоматизированная система – это система, которая состоит из производственного персонала и совокупности средств, позволяющих автоматизировать его деятельность в разнообразных сферах промышленности путем применения информационных технологий;

Нефтедобывающий куст – совокупность скважин, устья которых группируются на близком расстоянии друг от друга на общей ограниченной площадке;

ПИД-регулятор – устройство в управляющем контуре с обратной связью. Применяется в системах автоматического управления с целью создания управляющего сигнала для приобретения требуемых качества и точности переходного процесса;

Технологический процесс – часть процесса производства, которая содержит целенаправленные манипуляции по трансформации и выявлению состояния предмета труда;

Измерительный канал – функционально объединенная совокупность технических средств, по которой проходит один последовательно преобразуемый сигнал, выполняющий законченную функцию измерений, имеющая нормированные метрологические характеристики;

Импортозамещение – замещение импорта товарами, произведёнными внутри страны;

Программное обеспечение – это набор инструкций, позволяющий пользователю взаимодействовать с компьютером, его аппаратной частью, выполнять задачи;

Иерархическая организация – это структура, основанная на вертикальной форме управления элементами, которые в неё входят, схожая с пирамидой, где каждым уровнем управляет более высокий уровень;



Эмульсия – дисперсная система, состоящая из микроскопических капель жидкости, распределенных в другой жидкости;

Приемный коллектор – широкий канал, обеспечивающий прием и распределение нефтепродуктов по свободным емкостям;

Протокол Ethernet – семейство технологий пакетной передачи данных между устройствами для компьютерных и промышленных сетей;

RS-232, RS-422, RS-485 (Recommended Standard) – интерфейсы для цифровой передачи данных;

Объект управления – общий термин, применяемый в кибернетике и ТАУ, обозначающий какое-либо устройство или динамический процесс, поведением которого манипулирует система автоматического управления;

SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) – совокупность программ, которая предназначена для работы в системах управления технологическими процессами в реальном времени для сбора, обработки данных, отображения, архивирования информации об объекте управления.

## **Обозначения и сокращения**

В данной работе применимы следующие обозначения и сокращения:

АРМ – автоматизированное рабочее место;

АС – автоматизированная система;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

АЦП – аналого-цифровой преобразователь;

Г-1 – газовый сепаратор № 1;

ЕА – емкость аварийная;

ЕП – емкость приемная;

ИК – измерительный канал;

ИТ – информационные технологии;

КАиТ – комплексная автоматика и телемеханика;

КЖ – клапан жидкостной;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;

КИС – корпоративные информационные системы;

КС – конечная ступень сепарации;

ЛГКС – Лугинецкая газокompрессорная станция;

НГС – нефтегазовый сепаратор;

НУ – нормальные условия;

О-1 – горизонтальный отстойник нефти № 1;

ОУ – объект управления;

ПИД - пропорционально-интегрально-дифференцирующий;

ПЛК – программируемый логический контроллер;

ПО – программное обеспечение;

ПТБ – печь трубчатая блочная;

ПТК – программно-технический комплекс;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

РПУ – региональное производственное управление;

СГ – сепаратор газовый;

СЖУ – сигнализатор уровня жидкости;

СИКГ – система измерения количества газа;

СИКН – система измерения количества и показателей качества нефти;

СППК – сбросной пружинный предохранительный клапан;

ТЗ – техническое задание;

ТСП – термометр сопротивления платиновый;

УПН – установка подготовки нефти;

ФВД – факел высокого давления;

ФНД – факел низкого давления;

ЦА-2 – цех автоматизации № 2;

ЦНС – центробежный насос секционный.

## Введение

Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение – одно из самых крупных месторождений в Томской области, расположенное в 160 километрах от села Парабель. Начальные извлекаемые запасы месторождения – около 25,5 млн. тонн нефти. Лугинецкое месторождение включает в себя вахтовый поселок, 52 нефтегазодобывающих куста, газокompрессорную станцию, участок подготовки нефти, две блочные кустовые насосные станции и различные промышленные объекты. Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение является основой нефтегазовой промышленности. Так как на газ и нефть приходится примерно 60% всемирного потребления источников энергии, нефтегазовой промышленности в экономике России отводится ключевая роль.

Разработка выпускной квалификационной работы происходила на базе информации, полученной в ИЛК ЦА-2, находящегося в поселке «Лугинецкий» и принадлежащего ООО ИК «Сибинтек», расположенного в г. Красноярск. Компания «Макрорегион Восточная Сибирь» ООО ИК «СИБИНТЕК» основана в январе 2016 года. Она позиционирует себя как крупнейший поставщик ИТ-услуг в Восточной Сибири, в том числе Красноярский и Алтайский края, Якутию, Иркутскую, Томскую и Кемеровскую области.

Установка подготовки нефти производит сепарацию нефтегазовой эмульсии, которая поступает с нефтедобывающих кустов месторождения, хранение нефтегазовых продуктов, а затем транспортировку товарной нефти по магистральному нефтепроводу. УПН представляет собой, как правило, автоматизированное производство, но для осуществления более качественной, оптимальной и быстрой производительности уровень автоматизации можно увеличить с помощью модернизации системы путем замены оборудования на более современное и внедрения новых технологий.

Таким образом, для повышения уровня автоматизации НГС-1 УПН «Лугинецкая» необходимо модернизировать метод измерения уровня в нефтегазовом сепараторе путем замены дифференциального преобразователя давления, используемого для измерения уровня жидкости в емкости, на бесконтактные уровнемеры ввиду того, что последние являются более современным, технологичным оборудованием. Также для обеспечения более качественного и точного регулирования необходимо внедрить в управляющий контроллер ПИД-регулятор. Ввиду сложившейся мировой политической ситуации необходимо также произвести замену иностранного оборудования на российский аналог.

## **1 Требования к разрабатываемой системе**

### **1.1 Основные цели и задачи АСУ ТП**

Нефтегазовый сепаратор НГС-1 установки подготовки нефти Лугинецкого месторождения относится к автоматизированной системе управления технологическим процессом.

#### **АСУ ТП реализует следующие задачи:**

- осуществление централизованного контроля и управления технологическим процессом разделителя газожидкостной эмульсии;
- предупреждение и предотвращение аварийных ситуаций на производстве;
- повышение эффективности технологических процессов разделителя газожидкостной эмульсии.

#### **Целями создания АСУ ТП являются:**

- стабилизация параметров технологического процесса;
- увеличение объёма производимой продукции;
- снижение технико-экономических затрат;
- увеличение качества подготавливаемой нефти;
- повышения компетенции инженерно-технического персонала;
- повышение безопасности технологического процесса.

### **1.2 Назначение системы**

#### **АСУ ТП предназначена для:**

- осуществления стабилизации заданных режимов технологического процесса посредством сбора информации о состоянии технологического процесса, её обработки, визуализации и выдачи

необходимых управляющих воздействий на исполнительную арматуру в режиме реального времени;

- анализа хода технологического процесса, предупреждения аварийных ситуаций и предотвращение аварий посредством переключения технологических узлов в безопасное состояние;
- предоставления административно-техническому производственному персоналу необходимой информации о ходе технологического процесса.

### **1.3 Требования к техническому обеспечению**

Комплекс технических средств АС должен быть достаточным для выполнения всех автоматизированных функций АС.

Установленные на открытых площадках технические средства обязаны проявлять стойкость к воздействию диапазону температур от минус 40 до плюс 60 °С. Степень защиты от влаги и пыли данных технических средств должна быть не менее IP65 (6 – средство защищено от проникновения пыли, 5 – средство защищено от льющейся во всех сторон под давлением воды).

Нижний предел датчика уровня жидкости – 1500 мм.

Нижний предел измерения датчика давления – 10 кгс/см<sup>2</sup>.

В ПТК автоматизированной системы необходимо предусмотреть возможность добавления дополнительных датчиков либо оперативное переключение датчика на свободный канал, в случае его перегорания, а значит должно обеспечиваться резервирование по каналам ввода/вывода не менее 20 %.

Измерительное и исполнительное техническое оборудование, используемое в автоматизированной системе, должно отвечать всем требованиям взрывобезопасности. Выбирая датчики, необходимо отдавать

предпочтение устройствам, обладающим искробезопасными цепями ввиду их низкой вероятности воспламенения взрывоопасной среды.

Техническое оснащение контроллера должно быть модульным, что позволит выполнить практичную компоновку каналов ввода-вывода.

#### **1.4 Требования к метрологическому обеспечению**

Цель измерительных каналов (ИК) системы – обеспечение передачи информации с нормируемой точностью. Под метрологической характеристикой, подлежащей нормированию, принимается предел допускаемой погрешности канала измерения в нормальных условиях (НУ).

Требуемые нормы погрешности измерения основных параметров технологического процесса приведены в таблице 1.

Таблица 1– Требования к погрешности каналов измерения

Измеряемый параметр	Значение погрешности
Температура (разность температур)	$\pm 1,0\%$
Давление (разность давлений)	$\pm 1,0\%$
Уровень жидкости	$\pm 5$ мм.

#### **1.5 Требования к программному обеспечению**

Программное обеспечение АС должно быть достаточным для выполнения всех функций АС, реализуемых с применением средств вычислительной техники, а также иметь средства организации всех требуемых процессов обработки данных, позволяющие своевременно выполнять все автоматизированные функции во всех регламентированных режимах функционирования АС.

Программное обеспечение АС должно обладать следующими свойствами:

- функциональная достаточность (полнота);

- надежность (в том числе восстанавливаемость, наличие средств выявления ошибок);
- адаптируемость;
- модифицируемость;
- модульность построения;
- удобство эксплуатации.

## **1.6 Требования к информационному обеспечению**

Информационное обеспечение определяется следующими категориями данных:

- текущие значения технологических параметров, которые поступают в систему в процессе опроса датчиков и первичной переработки данных
- значения переменных, усредненные или сглаженные за конкретный временной диапазон.
- границы переменных различных уровней, регулирование управляющих алгоритмов, данные о привязке программного обеспечения к определенному объекту;
- загрузочные модули и программные скрипты.

Чтобы обмениваться информацией в пределах распределённой системы, необходимо создать базу данных, которая обеспечит доступ к информации с локальных элементов сети. К ним относятся:

- периферийные устройства микропроцессорных систем: подсистемы управления, контроллеры;
- многофункциональные операторские станции – АРМ;
- инженерная станция.

Информационное обеспечение системы должно обладать структурой и иерархической организацией; это требуется для формирования соответствующих стереотипов взаимодействия с информационной системой



и для того, чтобы работа технологов-операторов с большими объемами разнообразных данных стала более комфортной и практичной.

## 2 Основная часть

### 2.1 Описание технологического процесса

Схема технологического процесса, который происходит на установке подготовки нефти «Лугинецкая», представлена в приложении А.

Газоводонефтяная эмульсия поступает в приемный коллектор с фонда скважин «Лугинецкого» месторождения через задвижку № 1. Рабочее давление в приемном коллекторе составляет (6-8) кгс/см<sup>2</sup>. Для дренирования жидкости из входного коллектора, при проведении ремонтных работ, предусмотрена емкость приемная ЕП-5 ( $V=12,5 \text{ м}^3$ ). Дренаж осуществляется через задвижку № 15.

После входного коллектора жидкость по двум трубопроводам направляется на I ступень сепарации в нефтегазовый сепаратор НГС-1 ( $V=100 \text{ м}^3$ ), а также в нефтегазовые сепараторы НГС-2/1 ( $V=50 \text{ м}^3$ ) и НГС-2/2 ( $V=50 \text{ м}^3$ ), изображенные на рисунке 1.



Рисунок 1 – Технологическая площадка сепараторов

Сепарационный блок включает:

- три параллельно работающих нефтегазовых сепаратора: НГС-1 ( $V=100 \text{ м}^3$ ), НГС-2/1 ( $V=50 \text{ м}^3$ ) и НГС-2/2 ( $V=50 \text{ м}^3$ ) (два в работе, один в резерве);
- три параллельно работающих газовых сепаратора Г-2 ( $V=50 \text{ м}^3$ ), Г-1/1 ( $V=50 \text{ м}^3$ ) и Г-1/2 ( $V=50 \text{ м}^3$ ) (два в работе, один в резерве).

Газоводонефтяная эмульсия из входного коллектора поступает на прием в НГС-1 ( $V=100 \text{ м}^3$ ). Другая часть жидкости из приемного коллектора по трубопроводу поступает на прием в НГС-2/1 и в НГС-2/2.

Нефтяной газ, отделившийся в сепараторах НГС-1, НГС-2/1, НГС-2/2 поступает в газовые сепараторы Г-2, Г-1/1, Г-1/2 для очистки от капельной жидкости, через задвижки №16, 17, 18. Давление газа в Г-2, Г-1/1, Г-1/2 составляет  $(5,0-7,5) \text{ кгс/см}^2$ . Жидкость, отделившаяся в газовых сепараторах Г-2, Г-1/1, Г-1/2, поступает обратно в нефтегазовые сепараторы: в НГС-1 и НГС-2/1. Внутреннее устройство нефтегазового сепаратора, а также места установки датчиков изображены на рисунке 2.

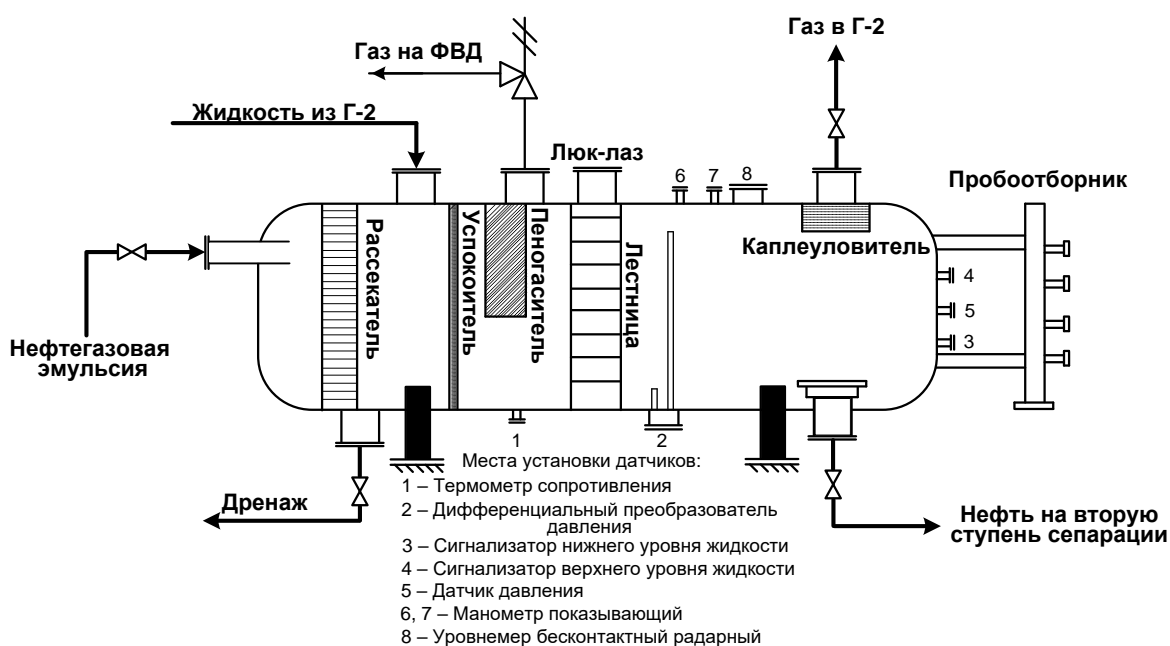


Рисунок 2 – Нефтегазовый сепаратор НГС-1

Нефтегазовый сепаратор НГС-1 представляет собой горизонтальную цилиндрическую емкость объемом  $100 \text{ м}^3$ . Нефтегазовая эмульсия, попадая в сепаратор, проходит через рассекатель, служащий для разбиения жидкости

на два потока. Это необходимо для увеличения площади дегазируемой жидкости.

Успокоитель служит для выравнивания потока жидкости, а пеногаситель предотвращает образование пены при движении нефтегазовой эмульсии в сепараторе.

При сепарации газ скапливается в верхней части сепаратора и проходя через каплеуловитель, служащий для дополнительной очистки от мелких капель жидкости, под давлением поступает в газовый сепаратор Г-2. Отделившаяся жидкость в газовом сепараторе Г-2 поступает обратно в нефтегазовый сепаратор НГС-1.

Люк-лаз и лестница, установленная внутри сепаратора, служат для спуска обслуживающего персонала при проведении ремонтных работ. Выносная колонна или пробоотборник необходима для взятия проб оператором, а также для определения уровня жидкости, если произошел сбой в работе уровнемера.

Цифрами помечены места установки датчиков и контрольно-измерительных приборов.

Газ, отделившийся на первой ступени сепарации, поступает на узел переключения газа УПН «Лугинецкая» и далее, через задвижку № 13, на вторую ступень компрессоров Лугинецкой газокompрессорной станции (ЛГКС). При остановке ЛГКС попутный нефтяной газ утилизируется на факельной системе ФВД-1 и ФВД-2.

С помощью автоматических регулирующих клапанов КЖ-1, КЖ-2, КЖ-3 в нефтегазовых сепараторах НГС-1, НГС-2/1, НГС-2/2 поддерживается рабочий уровень жидкости, составляющий (900-1500) мм. Рабочее давление составляет (5,0-7,5) кгс/см<sup>2</sup>.

В случае выхода из строя клапанов уровень жидкости регулируется вручную при помощи задвижек: № 22 на НГС-1, № 23 на НГС-2/1 и № 24 на НГС-2/2.

Далее, частично дегазированная водонефтяная эмульсия поступает на печи ПТБ-10 через задвижку № 2 на П-2 и П-3, где происходит подогрев нефтяной эмульсии до температуры  $65^{\circ}\text{C}$  за счет тепла, отдаваемого продуктами сгорания топливного газа, а затем поступает на вторую ступень сепарации в СГ-1, СГ-2 через задвижку № 3.

Дренаж сепараторов первой ступени осуществляется в аварийные емкости ЕА № 1-10 с дальнейшей откачкой жидкости в линию приема нефти КС-1, 2.

В состав второй ступени сепарации входит:

- два параллельно работающих сепаратора: СГ-1 ( $V=50\text{ м}^3$ ) и СГ-2 ( $V=50\text{ м}^3$ ) (один в работе, один в резерве);
- два параллельно работающих отстойника: О-1 ( $V=200\text{ м}^3$ ) и О-2 ( $V=200\text{ м}^3$ ) (один в работе, один в резерве).

Рабочее давление в сепараторах второй ступени составляет  $(1,5-3)\text{ кгс/см}^2$ .

Нефтяная эмульсия из СГ-1, СГ-2 поступает в горизонтальный отстойник нефти О-1, О-2 через задвижку № 4. Отстойники работают как параллельно, так и по отдельности, в режиме полного заполнения.

Горизонтальный отстойник предназначен для отстоя нефтяных эмульсий с целью разделения последних на составляющие их нефть и подтоварную воду. Обезвоженная нефть поступает в нефтесборные коллекторы и далее направляется в КС-1, КС-2 III ступени сепарации через задвижку 5.

Отделившаяся в отстойниках О-1 и О-2 подтоварная вода поступает через задвижку № 11 на прием в РВС №12 ( $V=2000\text{ м}^3$ ) очищенных стоков, где происходит окончательное отделение остаточной нефти, содержащейся в воде.

Нефтяной газ, отделившийся на второй ступени сепарации, через задвижку № 14 поступает на первую ступень компрессоров ЛГКС.

Дренаж сепараторов II ступени осуществляется в аварийные емкости ЕА № 1-10 с дальнейшей откачкой жидкости в линию приема нефти КС-1, 2.

В состав третьей ступени сепарации входит два параллельно работающих сепаратора: КС-1 ( $V=50 \text{ м}^3$ ) и КС-2 ( $V=50 \text{ м}^3$ ) (один в работе, один в резерве).

Нефтяная эмульсия, отделившаяся на II ступени сепарации, через задвижку №5 попадает в сепараторы КС-1 и КС-2, для окончательной дегазации эмульсии. Давление на входе III ступени сепарации находится в диапазоне от 0,01 до 0,5 кгс/см<sup>2</sup>. Полученный после III ступени сепарации нефтяной газ сжигается факелом низкого давления (ФНД).

Жидкость дренируется в случае необходимости полного опустошения сепараторов третьей ступени в аварийные емкости.

Чтобы не допустить превышения значения предельного допустимого давления в нефтегазовых сепараторах, используют для сброса газа пружинные предохранительные клапаны (СППК). Из сепараторов первой и второй ступени газ сжигается на факелах высокого давления, так как в этих сепараторах давление составляет 5 кгс/см<sup>2</sup>. Из концевых сепараторов третьей ступени отделившийся нефтяной газ сжигается на факеле низкого давления, так как здесь давление газа не превышает 1 кгс/см<sup>2</sup>.

Отсепарированная в концевых сепараторах дегазированная нефть поступает в резервуар вертикальный стальной РВС-3000 №1 или РВС-2000 №2, объем которых составляет 3000 м<sup>3</sup> и 2000 м<sup>3</sup> соответственно, для окончательного отделения нефтяной эмульсии от подтоварной воды и механических примесей, что придает нефти товарное качество.

Затем дегазированная нефтяная эмульсия, из РВС-3000 № 1, либо из РВС-2000 № 2 через задвижку № 7 поступает в насосную внутренней перекачки нефти, где при помощи ЦНС (Н-1/2, Н-1/3) через задвижку № 8 нагнетается в товарные резервуары РВС-3000 №5 ( $V=3000 \text{ м}^3$ ) и РВС-3000 № 6 ( $V=3000 \text{ м}^3$ ).

Нефть товарного качества из РВС-3000 № 5, 6 через задвижку № 9 поступает в насосную внешней перекачки нефти. С помощью насосов Н-2/1, 2/2 (ЦНС 300/480, 105/441) под давлением (10-43,8) кгс/см<sup>2</sup> нефть поступает в Систему Измерения Количества и показателей качества Нефти (СИКН), где происходит автоматическое измерение объема, массы брутто, температуры, давления, плотности, влагосодержания и вязкости товарной нефти. И затем поступает в магистральный нефтепровод «Игольско-Таловое-Парабель».

## 2.2 Выбор архитектуры АС

Архитектура автоматизированной системы представляет собой концепцию, которая определяет структуру АС, функции, которые она выполняет, и взаимодействие ее главных компонентов [2].

Основными целями архитектуры автоматизированной системы управления являются:

- точная формулировка допущений и направлений политики предприятия по отношению к производственной автоматизации;
- обозначение области автоматизированного управления производственно-технологическими процессами предприятия путем назначения ключевых каналов показателей результата их эффективности и каналов, производящих измерение и управление.

С точки зрения программно-технической реализации АС эталонной является OSE RM-модель компьютеризированной среды управления технологическими процессами. К данной модели относятся три аспекта:

- прикладное аппаратно-программное обеспечение;
- прикладная платформа сервисов ПО АС;
- внешнее окружение и интерфейсы между прикладным аппаратно-программным обеспечением и прикладной платформы сервисов ПО АС.

На рисунке 3 представлена концептуальная OSE/RM модель ПО АС.

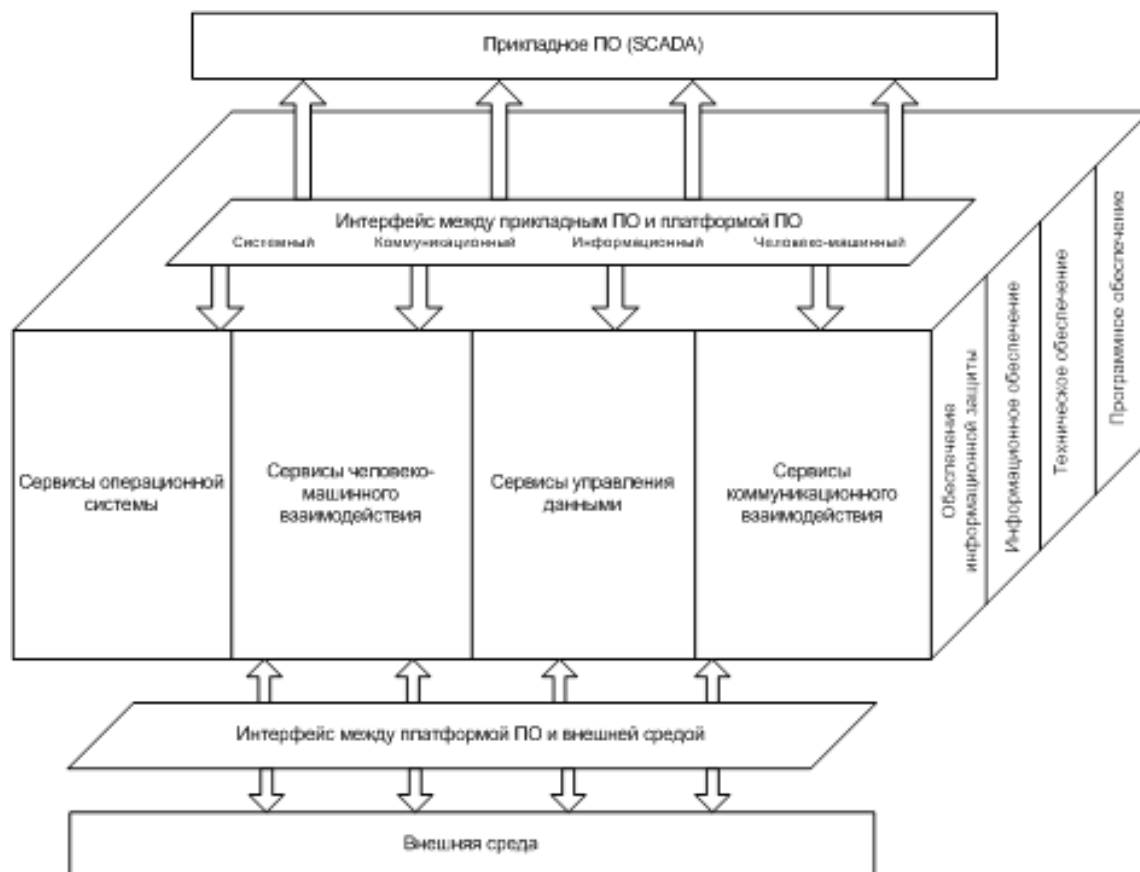


Рисунок 3 – Концептуальная OSE/RM модель ПО АС

Профиль среды АС основан на операционной системе Windows XP, поэтому профиль защиты имеет в своем составе стандартные средства защиты Windows.

Очевидно, что эталонная модель – трехмерная. К измерению по вертикали относятся следующие компоненты:

- приложение;
- платформу;
- внешнюю среду;
- интерфейс приложения с платформой;
- интерфейс платформы с внешней средой.

К измерению по горизонтали относятся следующие компоненты (функциональные области):

- службы операционной системы;



- службы интерфейса «человек-машина»;
- служба управления данными;
- служба обмена данными;
- служба машинной графики;
- служба сетевого обеспечения.

К третьему измерению относятся:

- обеспечение информационной защиты - информационное обеспечение;
- техническое обеспечение;
- лингвистическое обеспечение;
- программное обеспечение.

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

Структурная схема комплекса аппаратно-технических средств УПН «Лугинецкая», структура автоматизированной системы, построенная по трёхуровневому иерархическому принципу в соответствии с требованиями ТЗ, приведена в приложении Д.

Структура нижнего (полевого) уровня системы, состоящего из распределённых первичных устройств автоматизации, включает в себя:

- датчики давления;
- датчики температуры;
- сигнализаторы уровня;
- датчики уровня;
- исполнительные механизмы.

На данном уровне автоматизированная система выполняет следующие функции:

- сбор и передача аварийных сигналов, сигналов состояния и положения запорной арматуры, а также насосных агрегатов;
- измерение параметров технологического процесса (температуры,

давления, уровня жидкости).

Средний (контроллерный) уровень представляет собой совокупность коммуникационных интерфейсов и локального контроллера. ПЛК должен выполнять следующие функции:

- сбор, первичная обработка и хранение информации о параметрах технологического процесса;
- автоматическое логическое управление и регулирование, а также обмен информацией с пунктами управления АРМ.

Верхний (информационно–вычислительный) уровень – это локальная сеть, объединяющая между собой персональные компьютеры и сервер базы данных.

На верхнем уровне выполняются следующие задачи:

- сбор и обработка (в том числе масштабирование) данных с локальных контроллеров;
- синхронизация всех подсистем за счёт поддержания единого времени в системе;
- формирование технологической базы данных (БД);
- формирование отчётной документации, протоколов событий;
- предоставление интерфейса непосредственного взаимодействия с оператором автоматизированной системы управления.

## **2.4 Разработка функциональной схемы автоматизации**

Для разработки правильной функциональной схемы автоматизации технологического процесса следует решить следующие задачи:

- получение первичных данных о состоянии технологического процесса и оборудования;
- прямое воздействие на ТП для управления им и регулирование параметров ТП.

- контроль и регистрация параметров ТП и состояния технологического оборудования.

В предыдущей главе был описан технологический процесс, который протекает на УПН «Лугинецкого» месторождения. Исходя из данного описания, можно выявить, что на технологической площадке сепарации необходимо обеспечить следующие процессы:

1) Регулирование уровня жидкости в нефтегазовых сепараторах НГС-1, НГС-2/1, НГС-2/2 в пределах от 900 до 1500 мм, с помощью автоматических регулирующих клапанов КЖ-1, КЖ-2, КЖ-3.

2) Поддержание давления в пределах (5,0-7,5) кгс/см<sup>2</sup>.

Таким образом, можно составить перечень необходимых для измерения параметров, который представлен в таблице 1. В приложении Б представлена функциональная схема автоматизации.

## **2.5 Разработка схемы информационных потоков**

Рассмотрим схему информационных потоков, которая приведена в приложении Е. Данная схема состоит из трех уровней:

1. нижний уровень (уровень сбора и обработки данных);
2. средний уровень (уровень текущего хранения информации);
3. верхний уровень (уровень архивного и КИС хранения).

К нижнему уровню (полевому) относятся датчики и контрольно-измерительные приборы. Первичные устройства имеют непосредственное взаимодействие с измеряемой величиной, производят преобразование этой величины в дискретный или аналоговый сигнал и посылают данные на контроллер, относящийся к среднему уровню (контроллерному).

Контроллер, принимая сигнал от первичных устройств, обрабатывает его и посылает пакеты данных по протоколу Modbus TCP/IP на верхний уровень, состоящий из АРМ оператора и производственных серверов. Также

на контроллерном уровне происходит хранение данных с первичных устройств, которые по запросу оператора можно получить в любой момент времени.

Перечень всех вход/выходных сигналов, приведён в приложении Д.

К верхнему уровню относятся базы данных КИС и АСУ ТП. Информация для операторов АРМ представляет собой структуру из набора экранных форм – мнемосхем. Монитор АРМ оператора отображает различные информационные и управляющие элементы. На АРМ диспетчера автоматически формируются различные отчеты в формате XML.

## **2.6 Выбор средств реализации**

Выбор программно-технических средств реализации проекта АС включает в себя: проведение анализа вариантов, непосредственный выбор компонентов АС и проведение анализа их совместимости.

В состав программно-технических средств АС НГС-1 УПН «Лугинецкая» входят:

- измерительные устройства, которые осуществляют сбор информации о ходе технологического процесса;
- исполнительные устройства – устройства, преобразующие электрическую энергию в иные виды физических величин для осуществления воздействия на ОУ;
- контроллерное оборудование – выполняющее задачи вычисления и логические операций.

В связи со сложившейся мировой политической ситуацией, результатом которой является введение санкций в отношении России, затрагивающих поставку в страну различного технологического оборудования, не является возможным использование технологий таких иностранных компаний как:

- Schneider Electric (контроллеры и прочее техническое оборудование);
- Emerson (широкий спектр оборудования для автоматизации);
- Ericson и Motorola (рации и радиостанции для телекоммуникации);
- Rotork (электропривода).

Таким образом, при выборе оборудования для системы обязательным критерием является применение российских технологий или технологий компаний, под санкции которых Россия не попадает, но, тем не менее, необходимо отдавать предпочтение российскому производителю для полного импортозамещения.

### 2.6.1 Выбор датчиков

#### Выбор датчика давления

В данный момент на технологической площадке сепараторов УПН «Лугинецкая» происходит измерение давления нефтегазового сепаратора НГС-1 с помощью датчика избыточного давления Метран-55, установленного в 2003 году. Так как срок эксплуатации подходит к концу, принято решение заменить данное устройство на более современный аналог. Сравнительный анализ датчиков избыточного давления представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Сравнительные характеристики датчиков давления

Название	Элемер-100	Метран-150TG	Сапфир-22-ЕМ
<b>Предел измерения</b>	До 100 МПа	До 60 МПа	До 60 МПа
<b>Выходной сигнал</b>	(4 – 20) мА с HART протоколом; (0 – 5) мА.	(4 – 20) мА с HART протоколом; (0 – 5) мА.	(4 – 20) мА с HART протоколом; RS-232.

Продолжение таблицы 2 – Сравнительные характеристики датчиков давления

Название	Элемер-100	Метран-150TG	Сапфир-22-ЕМ
Точность	0,15 %	0,075 %	0,15 %
Страна производитель	Россия	Россия	Россия
Взрывозащита	1ExdIICT6X	1ExdIICT6	1ExsdIIBT5X
Температура окружающей среды	от минус 40 до плюс 70 °С	от минус 40 до плюс 80 °С	от минус 40 до плюс 70 °С
Средняя наработка на отказ	150000 часов	150000 часов	125000 часов
Пылевлагозащита	IP65	IP66	IP65
Цена	35100 руб.	79900 руб.	39700 руб.

Так как все датчики давления по своим характеристикам соответствуют ТЗ, основополагающими факторами будут являться стоимость и средняя наработка на отказ. Исходя из этого, было принято решение об установке датчика Элемер-100 для измерения избыточного давления. Датчик избыточного давления Элемер-100 изображен на рисунке 4.



Рисунок 4 – Датчик избыточного давления Элемер-100

## Выбор датчика температуры

Для задачи измерения температуры нефтегазового сепаратора НГС-1 проведем сравнительный анализ следующих датчиков температуры, приведенных в таблице 3.

Таблица 3 – Сравнительные характеристики датчиков температуры

<b>Название</b>	<b>ТС-1187Exd Элемер</b>	<b>ТСП-101 от НПП «Прома»</b>	<b>ТСП Метран- 256</b>
<b>Предел измерения</b>	от минус 50 до плюс 350 °С	от минус 50 до плюс 200 °С	от минус 50 до плюс 500 °С
<b>Точность</b>	1,5 %	2 %	1 %
<b>Температура окружающей среды</b>	от минус 50 до плюс 100 °С	от минус 50 до плюс 70 °С	от минус 45 до плюс 70 °С
<b>Средняя наработка на отказ</b>	15000 часов	10000 часов	25000 часов
<b>Интервал между поверками</b>	4 года	4 года	4 года
<b>Страна производитель</b>	Россия	Россия	Россия
<b>Пылевлагозащита</b>	IP65	IP65	IP65
<b>Цена</b>	3645 руб.	2560 руб.	3900 руб.

Все датчики соответствуют температуре окружающей среды, точности измерения и пылевлагозащите. Так как разница приборов в цене небольшая, ключевым фактором будет являться средняя наработка на отказ. По данным таблицы 3, самую высокую среднюю наработку на отказ имеет датчик ТСП Метран-256. Изображение ТСП Метран-256 представлено на рисунке 5.



Рисунок 5 – ТСП Метран-256

### **Выбор датчика уровня жидкости**

В данный момент измерение уровня НГС-1 УПН «Лугинецкая» происходит с помощью дифференциального преобразователя давления Метран-100-Ех-ДД, изображение которого представлено на рисунке 6.



Рисунок 6 – Дифференциальный преобразователь давления МЕТРАН-100-Ех-  
ДД



Дело в том, что этот метод давно устарел и имеет множество недостатков, таких как:

- 1) низкая точность измерения. Периодическое повышение температуры измеряемой жидкости, приводит к фактическому росту уровня, но давление при этом не изменяется, вследствие чего на АРМ оператора приходят ложные показания.
- 2) сложность обслуживания. Данный метод измерения используется с импульсными трубками расположенными внутри сепаратора, которые часто засоряются, и приходится постоянно продувать датчик с помощью продувочных вентилях. Также при низкой температуре окружающей среды происходит замерзание жидкости внутри импульсных трубок.
- 3) сложность применения. Данный метод подходит только для спокойных процессов, так как необходима постоянная плотность измеряемой жидкости.
- 4) в зимнее время для защиты от пониженных температур окружающей среды необходимо использовать специальные кожухи с саморегулирующейся нагревательной лентой, что значительно увеличивает общую стоимость метода измерения, а также усложняется обслуживание датчика.

В связи с этим, было принято решение усовершенствовать метод измерения путем внедрения бесконтактных уровнемеров, так как они имеют ряд преимуществ:

- 1) проведение измерений без прямого контакта с измеряемой средой, что повышает износостойкость прибора;
- 2) высокая точность измерения;
- 3) плотность среды и ее физико-химические свойства не влияют на результат измерения;

4) простота в эксплуатации (возможность эксплуатирования в условиях пониженных температур без использования специальных термочехлов).

Места установки дифференциального преобразователя давления и бесконтактного уровнемера можно посмотреть на рисунке 2. После внедрения в систему регулирования уровня жидкости бесконтактного уровнемера не обязательно проводить полный демонтаж дифференциального преобразователя давления. Достаточно будет его просто отключить от ПЛК и оставить как резерв, на случай выхода из строя основного уровнемера.

Для задачи измерения уровня жидкости нефтегазового сепаратора НГС-1 проведем сравнительный анализ бесконтактных датчиков уровня ультразвукового и радарного типа, приведенных в таблице 4.

Таблица 4 – Сравнительные характеристики датчиков уровня жидкости

<b>Название</b>	<b>Уровнемер ультразвуковой ТИТАН-270У-06</b>	<b>Уровнемер ультразвуковой ULM-70-06</b>	<b>Уровнемер бесконтактный радарный РИЗУР-2030</b>
<b>Предел измерения</b>	До 6 м	До 6 м	До 20 м
<b>Точность</b>	±1 мм	±1 мм	±2 мм
<b>Выходной сигнал</b>	(4–20) мА с HART протоколом; RS- 485; Modbus RTU.	(4–20) мА с HART протоколом; RS- 485; Modbus RTU.	(4–20) мА;
<b>Рабочая температура</b>	от минус 30 до плюс 60 °С	от минус 30 до плюс 70 °С	от минус 60 до плюс 250 °С
<b>Температура окружающей среды</b>	от минус 40 до плюс 85 °С	от минус 50 до плюс 60 °С	от минус 40 до плюс 60 °С

Продолжение таблицы 4 – Сравнительные характеристики датчиков уровня жидкости

<b>Название</b>	<b>Уровнемер ультразвуковой ТИТАН-270У-06</b>	<b>Уровнемер ультразвуковой ULM-70-06</b>	<b>Уровнемер бесконтактный радарный РИЗУР-2030</b>
<b>Страна производитель</b>	Россия	Чехия	Россия
<b>Средняя наработка на отказ</b>	100000 часов	100000 часов	10000 часов
<b>Пылевлагозащита</b>	IP67	IP67	IP67
<b>Цена</b>	150000 руб.	125895 руб.	15000 руб.

Уровнемер ультразвуковой ТИТАН-270У-06 очень многофункционален, с различными протоколами подключения. У него высокая точность измерения и средняя наработка на отказ. Тем не менее, у него очень большая стоимость. Более дешевый аналог уровнемер ультразвуковой ULM-70-06 мы не можем приобрести из-за санкций, так как страна производитель Чехия. Для измерения уровня жидкости НГС-1 выберем уровнемер бесконтактный радарный РИЗУР-2030, изображенный на рисунке 7.



Рисунок 7 –Уровнемер бесконтактный радарный РИЗУР-2030

У него ниже точность и гораздо ниже средняя наработка на отказ, но очень низкая цена, а так как мы полностью меняем метод измерения уровня жидкости, за неимением опыта мы не знаем, как себя покажет бесконтактный уровнемер. Поэтому, чтобы уменьшить риски потерь больших денег, лучше взять более дешевый аналог. Если в будущем бесконтактный уровнемер покажет себя с положительной стороны, то можно будет поставить более дорогой и функциональный уровнемер с интерфейсом RS-485, HART-протоколом и Modbus RTU.

### **Выбор сигнализатора уровня жидкости**

Для задачи сигнализирования верхнего и нижнего уровня жидкости нефтегазового сепаратора НГС-1 проведем сравнительный анализ следующих вибрационных сигнализаторов уровня жидкости, приведенных в таблице 5.

Таблица 5 – Сравнительные характеристики вибрационных сигнализаторов уровня жидкости

<b>Название</b>	<b>Вибрационный сигнализатор уровня «Эмис-сигнал»</b>	<b>Вибрационный сигнализатор уровня СЖУ-1-ВБ</b>	<b>Вибрационный сигнализатор уровня Вибротэк-РС</b>
<b>Предел измерения</b>	До 4 м	До 4 м	До 6 м
<b>Точность</b>	±1 мм	±1 мм	±5 мм
<b>Выходной сигнал</b>	Сухой контакт	(4–20) мА; Сухой контакт.	(4–20) мА; Сухой контакт; RS-485; Modbus RTU.
<b>Давление измеряемой среды</b>	До 25 МПа	До 25 МПа	До 40 МПа
<b>Рабочая температура</b>	от минус 60 до плюс 250 °С	от минус 60 до плюс 180 °С	от минус 60 до плюс 160 °С
<b>Температура окружающей среды</b>	от минус 60 до плюс 75 °С	от минус 50 до плюс 75 °С	от минус 50 до плюс 75 °С
<b>Страна производитель</b>	Россия	Россия	Россия
<b>Срок службы</b>	12 лет	12 лет	20 лет
<b>Пылевлагозащита</b>	IP67	IP67	IP68
<b>Цена</b>	25580 руб.	35700 руб.	58086 руб.

Все датчики соответствуют температуре окружающей и измеряемой среды, точности измерения и давлению измеряемой среды. Ключевым фактором в выборе датчика будет являться цена, так как нам необходимо установить 2 датчика для сигнализации верхнего и нижнего уровня

жидкости. Вибрационный сигнализатор уровня Вибротэк-РС имеет большую стоимость за счет повышенного срока службы, высокой пылевлагозащиты и большого разнообразия выходных сигналов. В данном случае нам необходимо задействовать только сухие контакты, поэтому сделаем выбор в пользу более дешевого аналога «Эмис-сигнал», изображение которого представлено на рисунке 8.



Рисунок 8 – Вибрационный сигнализатор уровня «Эмис-сигнал»

### **2.6.2 Выбор исполнительного устройства**

Для автоматического поддержания заданного уровня в сепараторе НГС-1 УПН «Лугинецкая» проведем сравнительный анализ следующих регулирующих клапанов, приведенных в таблице 6.

Таблица 6 – Сравнительные характеристики регулирующих клапанов

<b>Название</b>	<b>Клапан регулирующий МКТКР</b>	<b>Клапан КРПП-500</b>	<b>Регулирующий клапан 25с945нж-500</b>
<b>Тип привода</b>	Электропривод РэмТЭК-01	Электропривод МЭО	Электропривод Regada MT
<b>Предельное давление</b>	25 МПа	2,5 МПа	2,5 МПа
<b>Номинальный диаметр DN</b>	500	500	500
<b>Материал корпуса</b>	Сталь 20	Углеродистая сталь	Углеродистая сталь
<b>Максимальная рабочая температура</b>	плюс 225 °С	плюс 200 °С	плюс 350 °С
<b>Температура окружающей среды</b>	от минус 60 до плюс 40 °С	от минус 60 до плюс 50 °С	от минус 50 до плюс 75 °С
<b>Производитель</b>	ООО НПФ "МКТ-АСДМ"	Барнаульский котельный завод	ООО «Петроснаб»
<b>Срок службы</b>	20 лет	25 лет	10 лет
<b>Класс герметичности</b>	IV	IV	IV
<b>Цена</b>	275000 руб.	360000 руб.	386000 руб.

Все рассмотренные регулирующие клапаны соответствуют температуре окружающей и измеряемой среды, давлению измеряемой среды и номинальному диаметру. Ключевым фактором в выборе регулирующего клапана будет являться цена. Самым дешевым является регулирующий

клапан МКТКР. Регулирующий клапан МКТКР изображен на рисунке 9.



Рисунок 9 – Регулирующий клапан МКТКР

На технологической площадке сепарации УПН «Лугинецкая» в данный момент роль исполнительного устройства выполняет электропривод МЭП, изображенный на рисунке 10.



Рисунок 10 – Электропривод МЭП

Данный электропривод имеет четыре концевых переключателя, изображение которых представлено на рисунке 11.





Рисунок 11 – Концевые переключатели электропривода МЭП

Два концевых переключателя служат для индикации открыто (закрыто) на АРМ оператора УПН Лугинецкого месторождения, а также используются для автоматической работы клапана. Два других концевика необходимы для остановки электропривода в крайних положениях: либо полностью открыто, либо полностью закрыто. Управление задвижки осуществляется дискретным путем через пускатель, поэтому принято решение заменить исполнительное устройство на электропривод с аналоговым управлением. Это позволит использовать ПИД-регулятор, обеспечивающий достаточное качество регулирования, с малым временем переходного процесса.

Для выбора исполнительного устройства с аналоговым управлением проведем сравнительный анализ следующих электроприводов, приведенных в таблице 7.

Таблица 7 - Сравнительные характеристики электроприводов

Название	Электропривод РэмТЭК-01	Электропривод МЭО	Электропривод ПЭМ-В
Напряжение	380 В	380 В	380 В
Мощность	2,5 кВт	2,2 кВт	2,2 кВт
Взрывозащита	1ExdПВТ4	1ExdПВТ5	1ExdПСТ5
Температура окружающей среды	от минус 60 до плюс 50 °С	от минус 60 до плюс 40 °С	от минус 60 до плюс 40 °С
Производитель	ООО НПП "ТЭК"	ООО «Петроснаб»	ООО «ПЭК»
Управление	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА
Пылевлагозащита	IP67	IP65	IP66
Цена	70000 руб.	82000 руб.	91200 руб.

Так как все рассмотренные электроприводы имеют аналоговое управление и взрывозащиту, основополагающим фактором будет являться цена оборудования. Самым дешевым из рассмотренных вариантов является электропривод РэмТЭК-01, изображенный на рисунке 12. Также уже имеется опыт работы с ним, так как данный тип электропривода уже используется на других объектах УПН «Лугинецкая» в качестве исполнительного устройства.



Рисунок 12 – Электропривод РэмТЭК-01

### 2.6.3 Выбор контроллерного оборудования

На технологической площадке сепарации УПН «Лугинецкая» реализацию среднего уровня на данный момент выполняет ПЛК Schneider Modicon Quantum фирмы Schneider Electric, изображенный на рисунке 13.



Рисунок 13 – ПЛК Schneider Modicon Quantum и его модули

Schneider Modicon Quantum – надежный многофункциональный контроллер, но в связи с тем, что компания Schneider Electric прекратила поставки оборудования и комплектующих из-за санкций, наложенных на Россию, а блоки ввода/вывода контроллера периодически выходят из строя и когда-нибудь необходимо будет их заменить ввиду истечения срока эксплуатации или поломки, принято решение рассмотреть и подобрать контроллеры российского производителя либо иностранного производителя, который продолжает экспорт оборудования в Россию.

Для реализации среднего уровня рассмотрим несколько ПЛК различных производителей:

- 1) Элсима-M01-D-G – программируемый логический контроллер компании АО «ЭлеСи» [3];
- 2) ОМС 8000 – программируемый логический контроллер фирмы «ОРБИТ МЕРПЕТ» [4];

3) ОВЕН ПЛК-154 – программируемый логический контроллер фирмы ОВЕН [5].

Сравнительные характеристики контроллеров представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Сравнительные характеристики ПЛК

<b>Название</b>	<b>Элсима-M01-D-G</b>	<b>ОМС 8000</b>	<b>ОВЕН ПЛК-154</b>
<b>Модульное расширение</b>	До 4 модулей	До 31 модуля	Нет
<b>Дискретный вход</b>	20 на контроллере и 40 на модуле	15 на одном модуле	4
<b>Дискретный выход</b>	4 на контроллере и 8 на модуле	8 на одном модуле	4
<b>Аналоговый вход</b>	4 на контроллере и 8 на модуле	8 на одном модуле	4
<b>Аналоговый выход</b>	2	4 на одном модуле	4
<b>Программное обеспечение</b>	Инструментальная среда CoDeSys v3.5	Multiprog	Инструментальная среда CoDeSys v2.3
<b>Типы интерфейсов</b>	USB; Ethernet; RS-485	Ethernet 100Base; RS-485	Ethernet; RS-232/485
<b>Время отклика</b>	20 мс	20 мс	1 мс
<b>Поддержка MicroSD</b>	До 32 Гб	До 32 Гб	Есть
<b>Наличие дисплея</b>	Дополнительная опция	Встроенный цветной дисплей TFT	Нет
<b>Рабочая температура</b>	от минус 10 до плюс 60°C	от минус 20 до плюс 60°C	от минус 40 до плюс 55°C

Продолжение таблицы 8 – Сравнительные характеристики ПЛК

<b>Название</b>	<b>Элсима-M01-D-G</b>	<b>ОМС 8000</b>	<b>ОВЕН ПЛК-154</b>
<b>Средняя наработка на отказ</b>	80000 часов	100000 часов	100000 часов
<b>Страна производитель</b>	Россия, Томск	Чехия	Россия
<b>Цена</b>	50000 руб.	94800 руб.	51600 руб.

Исходя из технических характеристик контроллеров, приведенных в таблице 8, можно сделать вывод, что ПЛК Элсима-M01-D-G, изображение которого представлено на рисунке 14, является наиболее подходящим выбором для системы регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора ввиду наличия модульного расширения, что дает ему преимущество перед моноблочным контроллером ОВЕН ПЛК-154. Исходя из того, что стоимость ПЛК ОМС 8000 почти в 2 раза превышает стоимость ПЛК Элсима-M01-D-G, его применение нецелесообразно в данной системе, несмотря на такие возможности как подключение 31 модуля ввода-вывода, а также наличие цветного TFT дисплея, что для разрабатываемой системы не имеет принципиального значения.

В данном исполнении контроллера Элсима имеется встроенный GSM-модуль, с помощью которого возможно осуществлять прием и отправку СМС сообщений. Для реализации функции GSM необходимо установить СИМ-карту в соответствующий слот контроллера.

Наличие встроенного GSM-модема дает контроллеру Элсима преимущество перед другими ПЛК. При наличии аварийной ситуации на объекте, связанной с поломкой оборудования, потери связи с датчиками или отклонением значений измерительных устройств от заданных значений и пр., контроллер может сигнализировать напрямую руководству о нештатной

ситуации через СМС сообщение. Это предоставляет возможность руководящему составу контролировать производственный процесс в реальном времени, а также позволит более оперативно реализовать план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварии.



Рисунок 14 – ПЛК Элсима-MO1-D-G

## 2.7 Разработка схемы внешних проводов

Схема внешних проводов приведена в приложении В. Первичные и внешитовые приборы включают в себя датчики давления Элемер-100, датчик температуры ТСП Метран-256, уровнемер бесконтактный радарный РИЗУР-2030 и два вибрационных сигнализатора уровня

«Эмис-сигнал».

Для передачи сигналов от датчиков давления, датчика температуры, уровнемера и сигнализатора уровня на щит КИПиА используются по три провода. В качестве кабеля для подключения от датчиков до клеммной коробки выбран КВВГ 4х1.0, а для подключения от клеммной коробки до щита КИПиА КВВГ 14х1.0. Жилы, которые остаются свободными необходимо заизолировать и скрутить.

КВВГ представляет собой контрольный либо силовой кабель, содержащий медные токопроводящие жилы, которые изолированы между собой пластмассой в пластмассовой оболочке с защитным покровом [6]. Кабель используется в местах неподвижного присоединения к приборам, датчикам и распределительным устройствам. Кабель применяется при переменном напряжении до 660 вольт либо при постоянном напряжении до 1000 вольт. Диапазон температуры окружающей среды, в котором допускается использование кабеля, составляет от минус 50 до плюс 50°С.

## **2.8 Разработка алгоритмов управления**

В выпускной квалификационной работе был разработан алгоритм сбора данных измерений. Для представления алгоритма сбора данных были использованы правила ГОСТ 19.701-90 [1].

В качестве канала измерения выберем канал измерения уровня жидкости в нефтегазовом сепараторе. Для этого канала создадим алгоритм сбора данных.

Алгоритм сбора данных с канала измерения уровня жидкости НГС-1 УПН «Лугинецкая» представлен в приложении Г.

В начале алгоритма происходит инициализация показаний с уровнемера (4–20) мА, далее контроллер проверяет поступившие данные на отклонение от установленных значений. В случае, когда значение выходит за



установленный диапазон, данные считаются ложными. После происходит преобразование токового аналогового сигнала в код АЦП согласно выбранному масштабу. Осуществляется преобразование токовой величины в значение уровня жидкости (в мм). Если уровень изменился, контроллер формирует пакет данных, который отправляется в SCADA-систему, и на мнемосхему АРМ оператора выводится информация об уровне жидкости. В случае отклонения значения уровня за пределы установленного диапазона система отображает соответствующее сообщение на АРМ оператора.

## 2.9 Дерево экранных форм

Экранные формы являются масками, они позволяют пользователю рассматривать поля непрерывной записи технологических точек наблюдения и управления, скрывая ненужные в текущий момент поля. Необходимо создавать экранные формы, поля которых размещены в удобном ему порядке по полю экрана.

SCADA - формы экранов мониторинга и управления диспетчерского пункта УПН «Лугинецкая» представлена в приложении Ж.

Цветовые изображения экранных форм автоматизированной системы УПН «Лугинецкая» изображены на рисунке 15.




Цветовые обозначения экранных форм АС УПН «Лугинецкая»			
	- вода		- оборудование в работе
	- газ		- оборудование остановлено по аварийному сигналу
	- нефтяная эмульсия		- оборудование не в работе
	- направление потока		- клапан в нейтральном положении
	- сигнал о превышении установленного значения (сигнал аварии)		- клапан имеет статус «Авария»
	- текущее значение параметра		
	- дискретный сигнал аварийного значения параметра		
	- клапан в положении «Открыт»		
	- клапан в положении «Закрыт»		

Рисунок 15 – Цветовые изображения экранных форм АС УПН «Лугинецкая»



### **3 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром**

В процессе работы технологической площадки сепараторов необходимо поддерживать уровень жидкости нефтегазового сепаратора. Для регулирования уровня жидкости на выходе из сепаратора установлен клапан с электроприводом, имеющим аналоговое управление (4–20) мА. В основе алгоритма регулирования будет лежать алгоритм ПИД-регулирования, который позволяет обеспечивать достаточное качество регулирования, с малым временем переходного процесса и высокую устойчивость к внешним возмущениям в виде постоянного изменения уровня жидкости НГС-1.

При измерении уровня жидкости бесконтактный радарный уровнемер РИЗУР-2030 подает непрерывный унифицированный токовый сигнал (4–20) мА на модуль удаленного ввода/вывода аналоговых сигналов А01-АФ контроллера Элсима-М01-D-G. После считывания сигнала определяются коэффициенты ПИД-регулятора и сигнал отправляется на интерфейсный модуль ПЛК, где происходит выработка выходного сигнала, поступающего на электропривод РемТЭК-01 жидкостного клапана КЖ-1.

На рисунке 16 представлена схема вход-выходных сигналов автоматизированной системы поддержания уровня жидкости в нефтегазовом сепараторе НГС-1 с применением ПИД-регулятора.

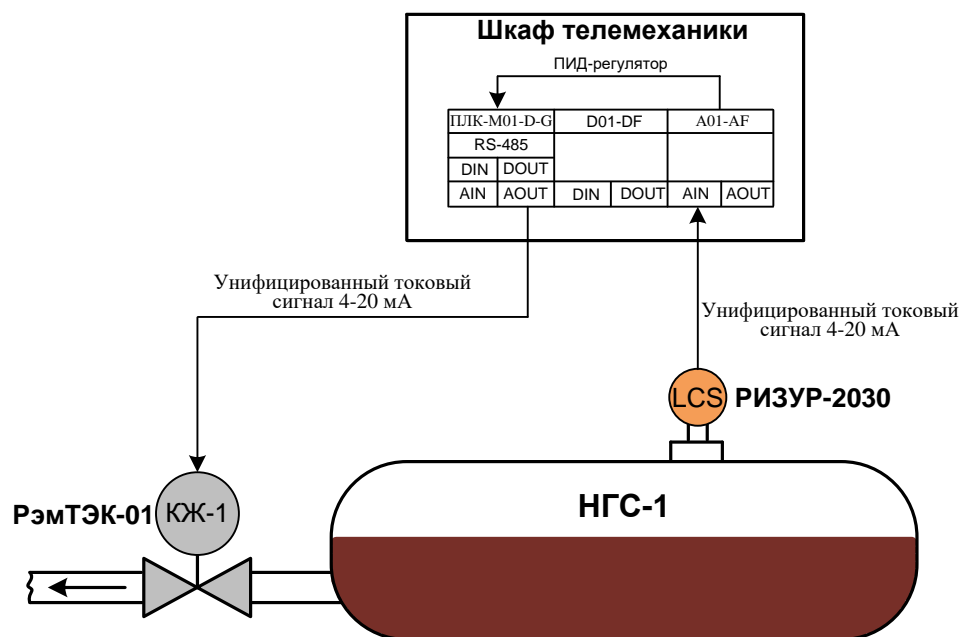
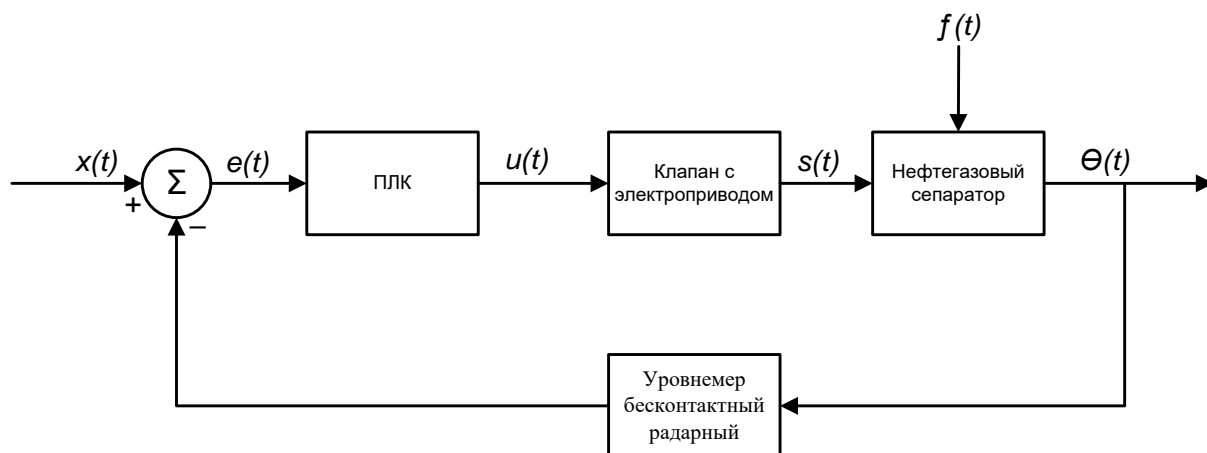


Рисунок 16 – Схема вход-выходных сигналов АС поддержания уровня жидкости в нефтегазовом сепараторе с применением ПИД-регулятора

На рисунке 17 представлен контур регулирования уровня жидкости в нефтегазовом сепараторе НГС-1.



$x(t)$  – задающее воздействие в мА  
 $e(t)$  – ошибка регулирования  
 $u(t)$  – управляющее воздействие  
 $s(t)$  – перемещение клапана, % открытия  
 $\Theta(t)$  – Уровень нефтегазового сепаратора  
 $f(t)$  – возмущающее воздействие

Рисунок 17 – контур регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора

Для составления математической модели объекта необходимо рассчитать параметры передаточных функций. Так как условием является поддержание заданного уровня в пределах от 900 до 1500 миллиметров, примем среднее арифметическое 1200 мм за установленное значение.

Частотный преобразователь описывается апериодическим звеном первого порядка с постоянной времени 0,1 с, в соответствии с технической документацией, и коэффициентом передачи:

$$k_{чп} = \frac{f}{I} = \frac{50}{20} = 2.5 \text{ Гц/мА}, \quad (1)$$

где:

$f$  – частота управляющего сигнала, измерения которой составляют от 0 до 50 Гц;

$I$  – управляющий токовый сигнал.

Асинхронный электропривод для управления задвижкой представляет собой апериодическое звено первого порядка с постоянной времени электропривода 0,4 с, в соответствии с технической документацией, и коэффициентом передачи:

$$k_{ae} = \frac{\omega}{f} = \frac{450}{50} = 9 \frac{\text{Рад/с}}{\text{Гц}}, \quad (2)$$

где:

$\omega$  – скорость вращения асинхронного двигателя, входящего в состав электропривода;

$f$  – частота управляющего сигнала, измерения которой составляют от 0 до 50 Гц.

В электроприводе РэмТЭК-01 используется многооборотный редуктор, для данного редуктора передаточное отношение равно 1 к 4, передаточная функция редуктора примет вид:

$$k_{red} = \frac{1}{4}; \quad (3)$$

Передаточная функция клапана представляет собой интегратор с нелинейным звеном, ограничивающим процент открытия (перемещения) клапана от 0 до 100%.

$$W_{\text{кл}}(S) = \frac{1}{S}; \quad (4)$$

В качестве объекта управления выступает сепаратор, описываемый дифференциальным уравнением:

$$T_{oy} \frac{d\theta}{dt} + \theta = k_{oy}\mu, \quad (5)$$

где:

$\theta$  – уровень жидкости сепаратора (регулируемая величина);

Тогда запишем передаточную функцию сепаратора:

$$W_{oy}(s) = \frac{k_{oy}}{T_{oy}s+1}, \quad (6)$$

где:

$T_{oy}$  – постоянная времени сепаратора 600, так как это примерное время заполнения сепаратора до отметки 1200 мм;

$k_{oy}$  – коэффициент усиления равный 1 см.

Уровнемер является передаточной функцией – коэффициент, которого равен 1. К возмущающему воздействию можно отнести постоянное изменение уровня в сепараторе.

На рисунке 18 представлена схема, смоделированная в MATLAB.

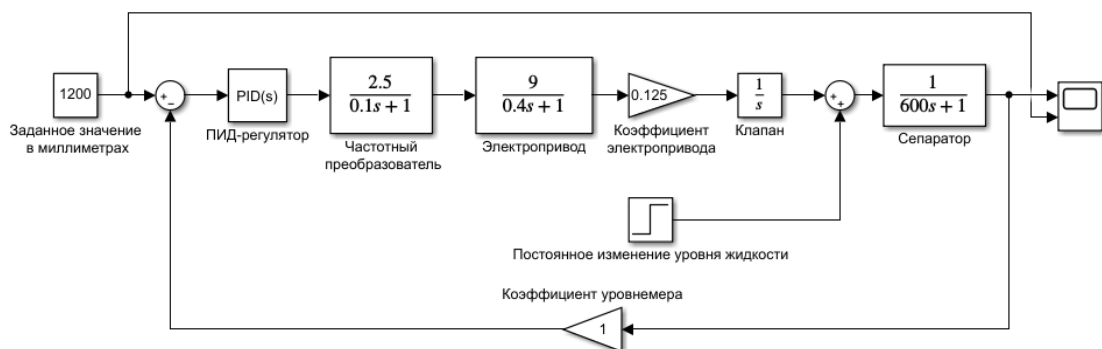


Рисунок 18 – Математическая модель регулирования уровня жидкости НГС-1

Пропорционально – интегрально – дифференциальный (ПИД) регулятор описывается формулой:

$$W_{pid}(s) = k_p + k_i \frac{1}{s} + k_d \frac{N}{1 + N \frac{1}{s}}, \quad (7)$$

где:

$k_p$  – пропорциональный коэффициент;

$k_i$  – интегральный коэффициент;

$k_d$  – дифференциальный коэффициент.

Коэффициенты ПИД-регулятора, изображенные на рисунке 19, подобраны таким образом, чтобы в системе достичь максимального быстродействия при отсутствии перерегулирования.  $k_p = 0.1035$ ,  $k_i = 0.00031$ ,  $k_d = 0.98$ . На рисунке 20 представлена переходная характеристика.

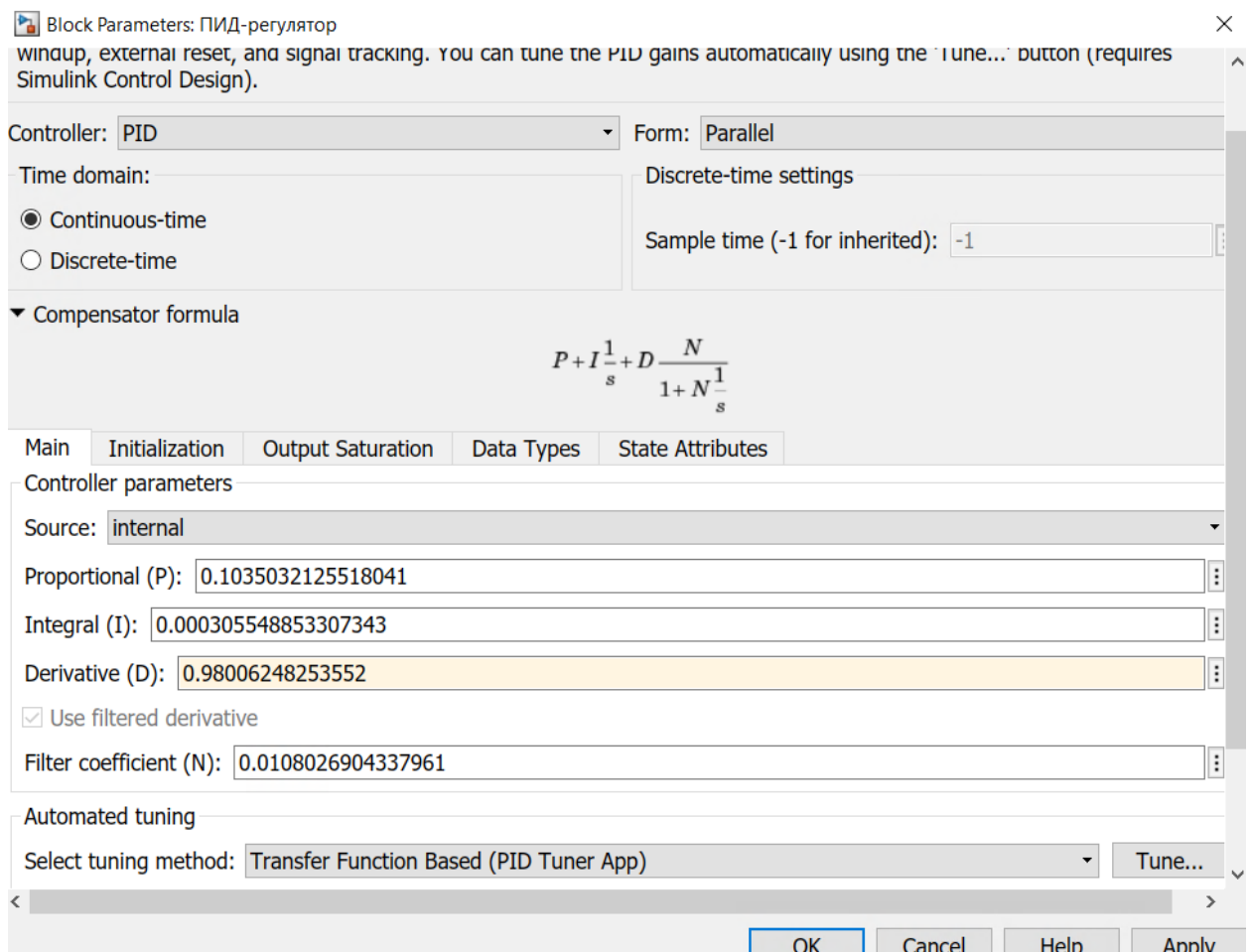


Рисунок 19 – Коэффициенты ПИД-регулятора

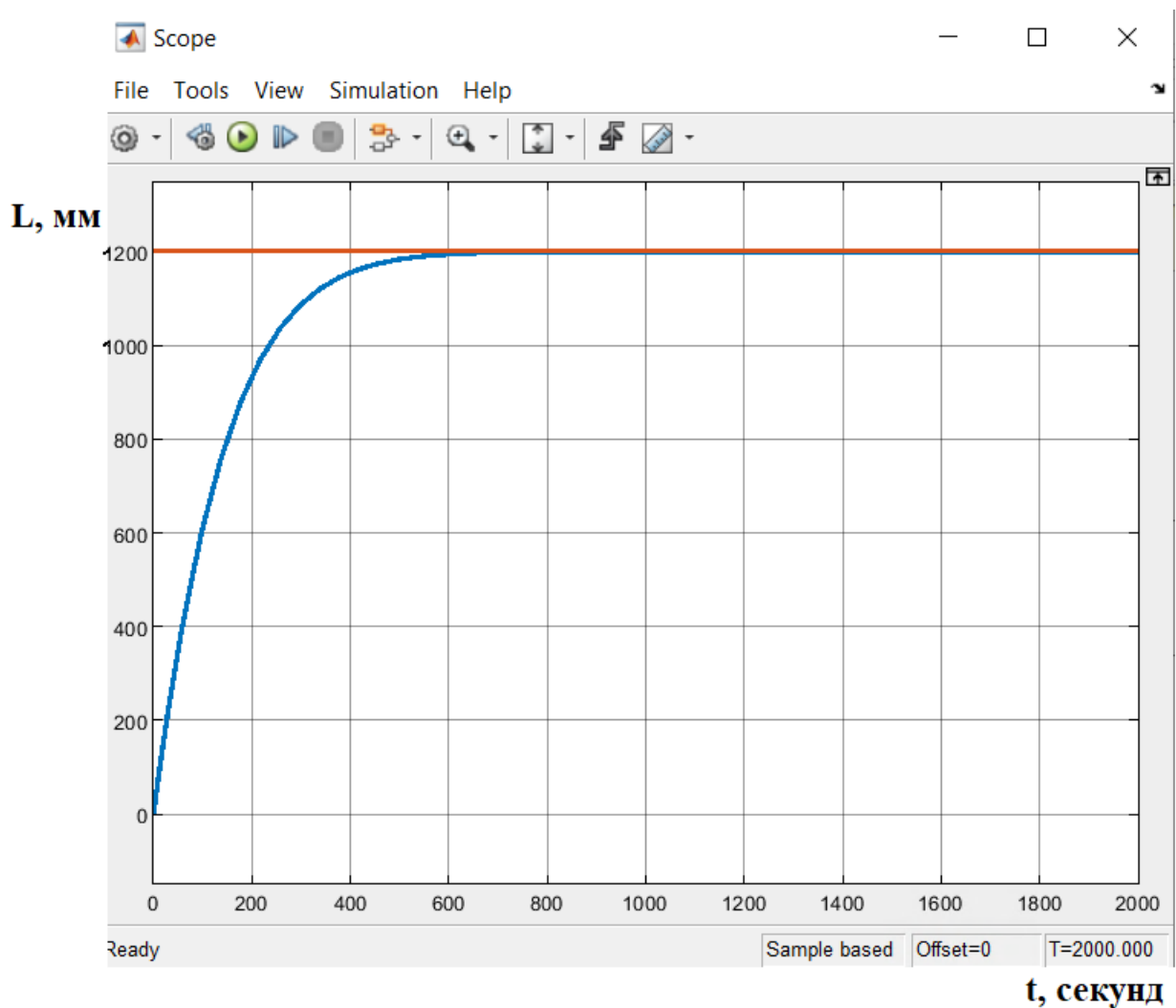


Рисунок 20 – Переходный процесс

Исходя из данных графика, можно сделать вывод о том, что сепаратор объемом  $100 \text{ м}^3$  наполняется до отметки 1200 миллиметров примерно за 600 секунд, после чего, благодаря ПИД-регулированию и точно подобранным коэффициентам, происходит переход в установившееся значение без перерегулирования.

## **4 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

Основной задачей данного раздела является оценка потенциала и перспективности проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения модернизации системы регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора, предлагаемого в рамках НИ.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- расчет инновационного потенциала по технологии QuaD;
- проведение SWOT анализа;
- планирование научно-исследовательской работы;
- расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

Цель работы – оценка полных денежных затрат необходимых для модернизации автоматизированной системы регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора УПН «Лугинецкая».

### **4.1 Технология QuaD**

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект[7].

В основе технологии QuaD лежит нахождение средневзвешенной величины различных показателей.

Для проведения процедуры QuaD определим вес выбранных критериев, поставим баллы критериев и произведем расчеты относительного и средневзвешенного значения, по которым можно будет судить о перспективности разработки. В соответствии с технологией QuaD каждый показатель оценивается экспертным путем по стобальной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 100 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Для удобства оценки все данные занесем в оценочную карту, представленную в таблице 9.

Таблица 9 – Оценочная карта по технологии QuaD

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
Точность	0,1	90	100	0,9	9
Энергоэффективность	0,05	80	100	0,8	4
Помехоустойчивость	0,1	90	100	0,9	9
Надежность	0,2	100	100	1	20
Отказоустойчивость	0,1	90	100	0,9	9
Самодиагностика	0,1	90	100	0,9	9
Простота эксплуатации	0,05	80	100	0,8	4
Ремонтопригодность	0,1	90	100	0,9	9
Безопасность	0,2	100	100	1	20
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>810</b>	<b>900</b>	<b>8,1</b>	<b>93</b>

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i, \quad (8)$$

где:

$P_{cp}$  – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

$B_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – средневзвешенное значение  $i$ -го показателя.



Значение  $P_{cp}$  позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Если значение показателя  $P_{cp}$  получилось от 100 до 80, то такая разработка считается перспективной. Если от 79 до 60 – то перспективность выше среднего. Если от 69 до 40 – то перспективность средняя. Если от 39 до 20 – то перспективность ниже среднего. Если 19 и ниже – то перспективность крайне низкая.

По результату проведенного анализа по технологии QuaD, средневзвешенное значение получилось 93, а значит перспективность разрабатываемой системы выше среднего. Это говорит о перспективных возможностях инвестирования в текущую разработку для ее дальнейшей модернизации.

## **4.2 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 исследования внешней и внутренней среды проекта.

SWOT-анализ проводится в три этапа:

- 1) первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде;
- 2) на втором этапе происходит построение интерактивной матрицы проекта. Данная матрица помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT;
- 3) на третьем этапе составляется итоговая матрица SWOT-анализа.

Проведем первый этап SWOT-анализа. Полученные результаты представлены в таблице 10.

Таблица 10 – SWOT-анализ

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>С1. Наличие запасных частей для ремонта и обновлений для системы;</p> <p>С2. Повышение надежности;</p> <p>С3. Низкие затраты на создание.</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>Сл1. Отсутствие аналогов, не позволяющих учесть недостатки систем;</p> <p>Сл2. Проведение испытаний только на реальном оборудовании;</p> <p>Сл3. Отсутствие опыта построения таких систем.</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Применение данного решения в других нефтегазовых проектах;</p> <p>В2. Снижение стоимости за счет использования оборудования предприятия;</p> <p>В3. Снижение стоимости за счет использования ПО и лицензий предприятия.</p>		
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Проблемы с поставкой оборудования;</p> <p>У2. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции;</p> <p>У3. Нехватка средств на реализацию проекта.</p>		

Сильные стороны – это факторы, которые говорят об отличительных достоинствах проекта и являются особенными с точки зрения конкуренции.

Слабые стороны – это факторы, которые говорят о недостатках, научно-исследовательского проекта.

Возможности – это факторы, которые определяют ситуацию в действительном или будущем. Возможности позволяют поддерживать спрос и улучшать свою конкурентоспособность.

Угрозы – это факторы, которые определяют нежелательные ситуации для проекта. Они имеют угрожающий характер для его конкурентоспособности в настоящем или будущем.

После того как сформулированы все четыре области SWOT можно переходить к реализации второго этапа, в котором необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Данная матрица представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		C1	C2	C3
	B1	-	-	+
	B2	-	-	+
	B3	+	-	+
Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	-	-	+
	B2	0	+	+
	B3	-	-	-

Продолжение таблицы 11 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта		C1	C2	C3
	У1	+	-	-
	У2	-	-	-
	У3	-	-	+
Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	-	-	-
	У2	-	-	0
	У3	-	-	+

Далее приступим к выполнению третьего этапа, в котором необходимо составить итоговую матрицу SWOT-анализа. Итоговая матрица SWOT-анализа представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Итоговая матрица SWOT-анализа

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>C1. Наличие запасных частей для ремонта и обновлений для системы;</p> <p>C2. Повышение надежности;</p> <p>C3. Низкие затраты на создание.</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>Сл1. Отсутствие аналогов, не позволяющих учесть недостатки систем;</p> <p>Сл2. Проведение испытаний только на реальном оборудовании;</p> <p>Сл3. Отсутствие опыта построения таких систем.</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>B1. Применение данного решения в других нефтегазовых проектах;</p>	<p>B1(C3): Можно провести дешевую модернизацию на других объектах УПН;</p> <p>B2(C3): Позволит</p>	<p>B1(Сл3): Проведение испытаний и тестов на предприятии, которое заинтересовано в</p>

<p>В2. Снижение стоимости за счет использования оборудования предприятия;</p> <p>В3. Снижение стоимости за счет использования ПО и лицензий предприятия.</p>	<p>сократить расходы на обслуживание системы за счет использования оборудования предприятия;</p> <p>В3(С1С3): Получить необходимые программы и драйвера к ним для настройки оборудования.</p>	<p>инновациях;</p> <p>В2 (Сл2Сл3): Во время планового ремонта проводить испытания и тесты на оборудовании предприятия для получения необходимого опыта.</p>
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Проблемы с поставкой оборудования;</p> <p>У2. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции;</p> <p>У3. Нехватка средств на реализацию проекта.</p>	<p>У1(С1): Использование оборудования отечественного производителя;</p> <p>У3(С3): Поиск более дешевых аналогов для удешевления системы</p>	<p>У3(Сл2): Выполнить построение системы для получения опыта и продемонстрировать ее успешность ее функционирования.</p>

SWOT-анализ показывает, что на проект могут оказывать влияние ряд факторов. Также, таблица показывает способы предотвращения или решения возникших трудностей с проектированием системы. Исходя из анализа, дальнейшая работа будет направлена на акцентирование сильных сторон и использование существующих возможностей в процессе проектирования.

### 4.3 Структура работ в рамках научного исследования

При организации процесса реализации конкретного проекта необходимо рационально планировать занятость каждого из его участников и сроки проведения отдельных работ. В данном пункте составляется полный перечень проводимых работ и определяются их исполнители.

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;

- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор направления исследований	1	Выбор темы ВКР	Инженер
	2	Подбор и изучение материалов по теме	Научный руководитель, инженер
	3	Календарное планирование работ по теме	Научный руководитель, инженер
Разработка технического задания	4	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ отобранного материала	Инженер
	6	Описание технологического процесса	Инженер
	7	Выбор технических средств	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Определение целесообразности проведения ОКР	Научный руководитель
<b>Проведение ОКР</b>			
Разработка технической документации и проектирование	9	Разработка блок-схемы, функциональной, технологической и структурной схемы	Инженер
	10	Разработка программного, информационного и алгоритмического обеспечения	Инженер
	11	Написание раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Инженер

Продолжение таблицы 13 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
<b>Проведение ОКР</b>			
Разработка технической документации и проектирование	12	Написание раздела «Социальная ответственность»	Инженер
Оформление отчета по работе	13	Согласование выполненной работы с научным руководителем	Научный руководитель, инженер
	14	Подведение итогов, оформление работы	Инженер

#### 4.4 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  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (9)$$

где:

$t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\max i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{p_i} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i}, \quad (10)$$

где:

$T_{p_i}$  – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{\text{ож}i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

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

#### **4.5 Разработка графика проведения научного исследования**

Диаграмма Ганта является наиболее удобным и наглядным способом представления графика проведения работ.

Диаграмма Ганта представляет собой отрезки, размещенные на горизонтальной шкале времени. Каждый отрезок соответствует отдельной задаче или подзадаче. Начало, конец и длина отрезка на шкале времени соответствуют началу, концу и длительности задачи[8].



Для построения графика Ганта, следует, длительность каждой из выполняемых работ из рабочих дней перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой, для каждого исполнителя расчеты производятся индивидуально:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (11)$$

где:

$T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (12)$$

где:

$T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году;

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

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

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе  $T_{ki}$  необходимо округлить до целого числа.

Все значения, полученные при расчетах по вышеприведенным формулам, были сведены в таблице 14.

Таблица 14 – Временные показатели проведенного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях		Длительность работ в календарных днях	
	$t_{\min}$ , чел-дни		$t_{\max}$ , чел-дни		$t_{\text{ож}}^i$ , чел-дни		$T_{pi}$		$T_{ki}$	
	И	НР	И	НР	И	НР	И	НР	И	НР
1. Выбор темы ВКР	1	-	1	-	1	-	1	-	1	-
2. Подбор и изучение материалов по теме	5	-	7	-	5,8	-	5,8	-	9	-
3. Календарное планирование работ по теме	3	1	5	2	3,8	1,4	1,9	0,7	3	1
4. Составление и утверждение технического задания	-	1	-	1	-	1	-	1	-	1
5. Анализ отобранного материала	5	-	7	-	5,8	-	5,8	-	9	-
6. Описание технологического процесса	1	-	2	-	1,4	-	1,4	-	2	-
7. Выбор технических средств	3	-	7	-	4,6	-	4,6	-	7	-
8. Определение целесообразности проведения ОКР	-	1	-	1	-	1	-	1	-	1
9. Разработка блок-схемы, функциональной, технологической и структурной схемы	5	-	7	-	5,8	-	5,8	-	9	-
10. Разработка программного, информационного и алгоритмического обеспечения	7	-	10	-	8,2	-	8,2	-	12	-

Продолжение таблицы 14 – Временные показатели проведенного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях		Длительность работ в календарных днях	
	$t_{\min}$ , чел-дни		$t_{\max}$ , чел-дни		$t_{\text{ожид}}$ , чел-дни		$T_{pi}$		$T_{ki}$	
	И	НР	И	НР	И	НР	И	НР	И	НР
11. Написание раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	5	-	7	-	5,8	-	5,8	-	9	-
12. Написание раздела «Социальная ответственность»	5	-	7	-	5,8	-	5,8	-	9	-
13. Согласование работы с научным руководителем	12	1	20	1	15,2	1	7,6	0,5	11	1
14. Подведение итогов, оформление работы	5	1	8	1	6,2	1	3,1	0,5	5	1
Итого							56,8	3,7	86	5

На основе таблицы 14 строится календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта и представлен на рисунке 21 с разбивкой по месяцам и неделям за период времени дипломирования.

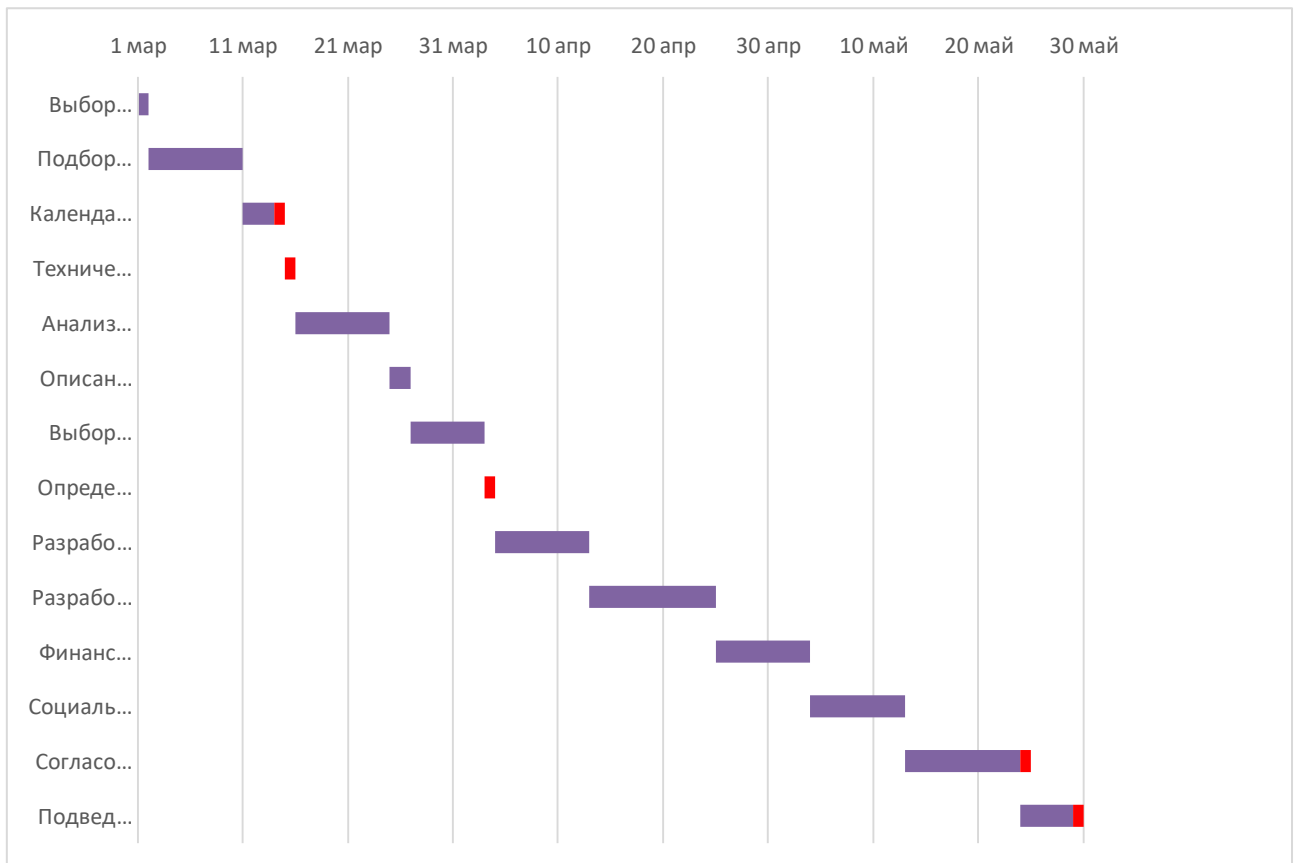


Рисунок 21 – Календарный план-график

#### 4.6 Расчет материальных затрат НТИ

К данной статье расходов относится стоимость материалов, покупных изделий, полуфабрикатов и других материальных ценностей, расходуемых непосредственно в процессе выполнения работ над объектом проектирования.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расxi} , \quad (13)$$

где:

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

$N_{расxi}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.);

$C_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м<sup>2</sup> и т.д.);

$k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Значения цен на материальные ресурсы могут быть установлены по данным, размещенным на соответствующих сайтах в Интернете предприятиями-изготовителями (либо организациями-поставщиками).

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, заносятся в таблицу 15.

Таблица 15 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, руб.
Бумага	Пачка (500 листов)	1	390	390
Принтер	шт.	1	9800	9800
Картридж для черно-белой печати	шт.	1	1400	1400
Картридж для цветной печати	шт.	2	2500	5000
Карандаш	шт.	2	20	40
Ластик	шт.	2	25	50
Степлер	шт.	2	100	200
Скобы для степлера	Упаковка (1000 шт.)	1	40	40
Итого			16920	

Допустим, что коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы составляет 15 % от отпускной цены материалов, тогда расходы на материалы с учетом коэффициента равны:

$$Z_M = 1,15 \cdot 16920 = 19458 \text{ рублей.}$$

#### 4.6.1 Расчет амортизации оборудования для экспериментальных работ

В данном разделе приведем затраты на оборудование для проведения НТИ. Основным оборудованием будет являться ноутбук. На выполнение исследования дается 6 месяцев.

Норма амортизации рассчитывается следующим образом:

$$N = \frac{1}{\text{СПИ}} * 100\%, \quad (14)$$

где СПИ – срок полезного использования.

Принимаем срок полезного использования ноутбука равным 3 года. В таблице 16 приведем расчет амортизационных отчислений.

Таблица 16 – Затраты на оборудование

	Стоимость, руб.	СПИ, лет	Норма амортизации, %	Годовая амортизация , руб.	Ежемесячная амортизация, руб.	Итоговая амортизация , руб.
Ноутбук	50000	3	33,3	16500	1375	8250

#### 4.6.2 Основная заработная плата исполнителей темы

Данная статья расходов включает заработную плату научного руководителя и инженера, в его роли выступает исполнитель проекта, а также премии, входящие в фонд заработной платы. Расчет основной заработной платы сводится в таблице 18.

Статья включает основную заработную плату работников, занятых выполнением НТИ, и дополнительную заработную плату:

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (15)$$

где:

$Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата;

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

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

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (16)$$

где:

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

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 14);

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (17)$$

где:

$Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

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

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

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Баланс рабочего времени приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Научный руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	67	120
Потери рабочего времени на отпуск	56	24
Действительный годовой фонд рабочего времени	242	221

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{окл}} \cdot k_{\text{р}}, \quad (18)$$

где:

$Z_{\text{окл}}$  – оклад, руб.;

$k_{\text{р}}$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Научный руководитель имеет должность старшего преподавателя, оклад на весну 2022 года составил 26003 руб.

Оклад инженера на весну 2022 года составил 22248 руб.

Основная заработная плата представлена в таблице 18.

Таблица 18 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	Разряд	$k_{\text{т}}$	$Z_{\text{окл}}$ , руб.	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$ , руб	$Z_{\text{дн}}$ , руб.	$T_{\text{р}}$ , раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$ , руб.
Научный руководитель	–	–	26003	1,3	33803,9	1536,54	5	7682,7
Инженер	–	–	22248		28922,4	1439,58	86	123803,88
Итого $Z_{\text{осн}}$								131486,58

#### 4.6.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

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

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (19)$$

где:

$k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,15).



Дополнительная заработная плата представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Расчёт дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{\text{доп}}$	$Z_{\text{осн}}$	$Z_{\text{доп}}$
Научный руководитель	0,15	7682,7	1152,41
Инженер		123803,88	18570,58
Итого			10484,65

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

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (20)$$

где:

$k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Руководитель	Инженер
Основная заработная плата, руб.	7682,7	123803,88
Дополнительная заработная плата, руб.	1152,41	18570,58
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3	

Продолжение таблицы 20 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Руководитель	Инженер
Сумма отчислений	2650,53	42712,34
Итого	45362,87	

#### 4.6.5 Накладные расходы

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

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}} \quad (21)$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,16.

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл}} &= (19458 + 8250 + 131486,58 + 10484,65 + 45362,87) \cdot 0,16 \\ &= 34406,74 \text{ руб.} \end{aligned}$$

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется калькуляция плановой себестоимости НИ по форме, приведенной в таблице 21.

Таблица 21 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты НТИ	19458
2. Затраты на амортизацию оборудования.	8250
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	131486,58
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	10484,65
5. Отчисления во внебюджетные фонды	45362,87
6. Накладные расходы	34406,74
7. Бюджет затрат НТИ	249448,84

#### 4.7 Определение ресурсоэффективности исследования

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения [9]. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (22)$$

где:

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

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

В качестве вариантов исследования по модернизации нефтегазового сепаратора выделим трех исполнителей и его стоимость исполнения: 1 – инженер и научный руководитель, где стоимость исполнения равна 249448,84 руб.; 2 – Завод «Ремстроймаш», где стоимость исполнения равна 769000 руб.; 3 – Завод «Нефтегазоборудование», где стоимость исполнения равна 563000 руб. Рассчитан интегральный финансовый показатель для каждого метода:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп1}} = \frac{\Phi_1}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{249448,84}{769000} = 0,32;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп2}} = \frac{\Phi_2}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{769000}{769000} = 1;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп3}} = \frac{\Phi_3}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{563000}{769000} = 0,73.$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета

затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Из рассчитанных интегральных финансовых показателей разработки наглядно видно, что исполнение 1 имеет меньшее значение, следовательно, наиболее выгодное.

#### 4.7.1 Интегральный показатель ресурсоэффективности

В данном разделе необходимо произвести оценку ресурсоэффективности проекта, определяемую посредством расчета интегрального критерия, по следующей формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (23)$$

где:

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

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$b_i^a, b_i^p$  – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в форме таблицы (таблица 22).

Таблица 22 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Точность	0,1	5	5	5
Энергоэффективность	0,05	5	5	5
Помехоустойчивость	0,1	5	4	5
Надежность	0,2	4	4	4
Отказоустойчивость	0,1	5	5	4
Самодиагностика	0,1	5	5	5

Продолжение таблицы 22 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Простота эксплуатации	0,05	4	5	3
Ремонтопригодность	0,1	5	4	3
Безопасность	0,2	5	5	5
Итого	1	43	42	39

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,1 * 5 + 0,05 * 5 + 0,1 * 5 + 0,2 * 4 + 0,1 * 5 + 0,1 * 5 + 0,05 * 4 + 0,1 * 5 + 0,2 * 5 = 4,75$$

$$I_{p2} = 0,1 * 5 + 0,05 * 5 + 0,1 * 4 + 0,2 * 4 + 0,1 * 5 + 0,1 * 5 + 0,05 * 5 + 0,1 * 4 + 0,2 * 5 = 4,6$$

$$I_{p3} = 0,1 * 5 + 0,05 * 5 + 0,1 * 5 + 0,2 * 4 + 0,1 * 4 + 0,1 * 5 + 0,05 * 3 + 0,1 * 3 + 0,2 * 5 = 4,4$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{исп.1}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп.1}}{I_{финр}}, \quad (24)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{cp}$ ):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (25)$$

Эффективность разработки представлена в таблице 23.

Таблица 23 – Эффективность разработки

№	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,32	1	0,73
2	Интегральный показатель ресурсоэффективной разработки	4,75	4,6	4,4
3	Интегральный показатель эффективности	14,84	4,6	6,03
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,31	0,41

### **Вывод по разделу финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

В результате выполнения изначально сформулированных целей раздела, можно сделать следующие выводы:

1. при проведении планирования был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей. Определены: общее количество календарных дней, в течение которых работал инженер – 86 и общее количество календарных дней, в течение которых работал руководитель – 5;

2. составлен бюджет проектирования, позволяющий оценить затраты на реализацию проекта, которые составляют 249448,84 руб.

По факту оценки эффективности ИР, можно сделать выводы:

- значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,32, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной, по сравнению с аналогами;
- значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,75, по сравнению с 4,6 и 4,4;

Значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 14,84, по сравнению с 4,6 и 6,03, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

## **5 Социальная ответственность**

### **Введение**

Объектом исследования является автоматизированная система регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора на Лугинецком месторождении. В ходе модернизации системы будет произведена замена исполнительного устройства, изменение метода измерения уровня и реализовано ПИД-регулирование заданного уровня жидкости нефтегазового сепаратора НГС-1 УПН Лугинецкого месторождения. Для модернизации необходимо оценить негативные воздействия системы на здоровье человека и окружающую среду для их предупреждения и полного или частичного устранения.

В качестве рабочего места выступает участок технологической площадки сепарации, на котором расположен объект управления в виде нефтегазового сепаратора. Необходимо определить вредные и опасные факторы производственной среды, негативные воздействия на окружающую природную среду и оценить возможность возникновения чрезвычайных ситуаций.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

#### **5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства**

Государственный надзор и контроль в организациях независимо от организационно-правовых форм и форм собственности осуществляют специально уполномоченные на то государственные органы и инспекции в соответствии с федеральными законами.



Время начала и окончания работы, время перерывов в работе в организации предусмотрено коллективным договором или правилами внутреннего трудового распорядка, согласно ст. 100 ТК РФ [10].

Порядок хранения и использования персональных данных работников устанавливается работодателем согласно требованиям статьи 86 ТК РФ [10].

Согласно ст. 147 ТК РФ [10], оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере. Минимальный размер повышения оплаты труда работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, составляет 4 процента тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда. Конкретные размеры повышения оплаты труда устанавливаются работодателем в трудовом договоре.

Гарантии и компенсации работникам, непосредственно занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда устанавливаются Трудовым кодексом РФ и включают в себя:

- сокращенную продолжительность рабочего времени (ст. 92 ТК РФ) [10];
- ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск (ст. 117 ТК РФ) [10];
- повышение оплаты труда (ст. 147 ТК РФ) [10];
- досрочное назначение трудовой пенсии (ст. 27 Федерального закона «О трудовых пенсиях в Российской Федерации») [11].

### **5.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны**

Рабочее место слесаря по КИПиА должно соответствовать нормам межгосударственного стандарта ГОСТ 12.2.049-80 [12], согласно которому,

общие эргономические требования к производственному оборудованию должны устанавливать его соответствие антропометрическим, физиологическим, психофизиологическим и психологическим свойствам человека и обусловленным этими свойствами гигиеническим требованиям с целью сохранения здоровья человека и достижения высокой эффективности труда.

Уровни физических, химических и биологических опасных и вредных производственных факторов, генерируемых производственным оборудованием в рабочую зону, а также воздействующих на работающего при непосредственном контакте с элементами конструкции, должны соответствовать требованиям безопасности, установленным нормативно-технической документацией, утвержденной в установленном порядке.

Конструкция всех элементов производственного оборудования, с которыми работник в процессе трудовой деятельности осуществляет непосредственный контакт, должна соответствовать его антропометрическим свойствам.

Рабочее место должно обеспечивать возможность удобного выполнения работ в положении сидя или стоя. При выборе положения работающего необходимо учитывать:

- физическую тяжесть работ;
- размеры рабочей зоны и необходимость передвижения в ней работающего в процессе выполнения работ;
- технологические особенности процесса выполнения работ.

Рабочее место при выполнении работ в положении сидя должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.032-78 [13], в положении стоя – ГОСТ 12.2.033-78 [14].

## 5.2 Производственная безопасность

Для выбора опасных и вредных факторов воспользуемся ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Перечень опасных и вредных факторов» [15].

Возможные опасные и вредные факторы при производстве работ на технологической площадке сепарации приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Возможные опасные и вредные факторы при производстве работ на технологической площадке сепарации

<b>Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)</b>	<b>Нормативные документы</b>
1. Повышенный уровень вибрации	СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» [16].
2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристиками шума	ГОСТ 12.1.003-2014 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности» [17].
3. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ Р 12.1.019-2017 «ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты» [18].
4. Опасность, создаваемая движущимися частями производственного оборудования	ГОСТ 12.2.062-81 «Ограждения защитные» [19].

## **5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов**

### **5.2.1.1 Повышенный шум**

Шум – звуковые колебания в диапазоне слышимых частот, способные оказать вредное воздействие на безопасность и здоровье работника. Данный фактор регулируется ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [17]. На территории обслуживаемого объекта уровень шума составляет (90-100) дБ. Данные шумы возникают от движения нефтегазовой жидкости внутри емкостей и труб на технологической площадке сепарации. По частотной характеристике шумы на данном участке можно отнести к среднечастотным, а по временным характеристикам шумы будут являться постоянными.

Для снижения влияния повышенного шума применяются средства индивидуальной защиты органов слуха:

- Противошумные наушники, закрывающие ушную раковину снаружи;
- Противошумные вкладыши, перекрывающие наружный слуховой проход или прилегающие к нему;
- Противошумные шлемы и каски;

На рисунке 22 представлены средства индивидуальной защиты от шума, используемые при обслуживании НГС-1 на УПН Лугинецкого месторождения.



Рисунок 22 – СИЗ от шума при производстве работ на УПН.

### 5.2.1.2 Повышенная вибрация

Вибрация – механические колебания механизмов, характеризующиеся спектром частот и такими кинематическими параметрами, как виброскорость и виброускорение или их логарифмическими уровнями в децибелах (дБ).

По способу передачи человеку, вибрацию разделяют на:

- **локальную** (Передающаяся на руки);
- **общую** (Передающаяся через опорные поверхности тела в положении сидя или стоя).

На УПН Лугинецкого месторождения распространены оба вида вибрации. Действующие на производстве виды вибрации можно объединить термином «Производственная вибрация».

По характеру спектра вибрации выделяют:

- узкополосные вибрации, у которых контролируемые параметры в одной 1/3 октавной полосе частот более чем на 15 дБ превышают значения в соседних 1/3 октавных полосах;
- широкополосные вибрации - с непрерывным спектром шириной более одной октавы.

По частотному составу вибрации выделяют:

- низкочастотные вибрации (с преобладанием максимальных уровней в октавных полосах частот (1-4) Гц для общих вибраций, (8-16) Гц - для локальных вибраций);
- среднечастотные вибрации ((8-16) Гц - для общих вибраций, (31,5-63) Гц - для локальных вибраций);
- высокочастотные вибрации (31,5-63 Гц - для общих вибраций, (125-1000) Гц - для локальных вибраций).

По временным характеристикам вибрации выделяют:

- постоянные вибрации, для которых величина нормируемых параметров изменяется не более чем в 2 раза (на 6 дБ) за время наблюдения;
- непостоянные вибрации, для которых величина нормируемых параметров изменяется не менее чем в 2 раза (на 6 дБ) за время наблюдения не менее 10 мин при измерении с постоянной времени 1 с, в том числе:
  - а) колеблющиеся во времени вибрации, для которых величина нормируемых параметров непрерывно изменяется во времени;
  - б) прерывистые вибрации, когда контакт человека с вибрацией прерывается, причем длительность интервалов, в течение которых имеет место контакт, составляет более 1 с;
  - в) импульсные вибрации, состоящие из одного или нескольких вибрационных воздействий (например, ударов), каждый длительностью менее 1 с.

Предельно допустимые уровни производственной вибрации регламентируемые СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» [16], представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Предельно допустимые уровни производственной вибрации

Среднегеометрические частоты октавных полос, ГЦ	Предельно допустимые значения по осям $X_n$ , $Y_n$ , $Z_n$			
	Виброускорения		Виброскорости	
	м/с <sup>2</sup>	дБ	м/с	дБ
8	1,4	123	2,8	115
16	1,4	123	1,4	109
31,5	2,8	129	1,4	109
63	5,6	135	1,4	109
125	11,0	141	1,4	109
250	22,0	147	1,4	109
500	45,0	153	1,4	109
1000	89,0	159	1,4	109

На технологической площадке сепараторов вибрация относится к общей. Для защиты от такой вибрации необходимо использовать обувь с виброгасящей подошвой, которой обеспечивает работодатель.

### 5.2.1.3 Опасность поражения электрическим током

Опасность поражения электрическим током связано с обслуживанием электротехнического оборудования. К такому оборудованию на нефтегазовом сепараторе относятся: электропривод и уровнемер. После модернизации опасность поражения электрическим током уменьшится, так как устаревшие электропривод и уровнемер будут заменены на более современные устройства, в которых уровень электробезопасности выше. Но требования к мерам защиты от поражения электрическим током не изменятся.

Требования к мерам защиты от поражения электрическим током регламентируются ГОСТ Р 12.1.019-2017 «СБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты» [18].

Для обеспечения защиты от прямого прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие технические способы и средства:

- основная изоляция;
- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- защитные барьеры;
- безопасное расположение токоведущих частей, размещение их вне зоны досягаемости частями тела, конечностями;
- ограничение напряжения, применение сверхнизкого (малого) напряжения;
- выравнивание потенциалов;
- защитное отключение;
- ограничение установившегося тока прикосновения и электрического заряда;
- электрическое разделение;
- предупредительная световая, звуковая сигнализации, блокировки безопасности, знаки безопасности;
- электрозащитные средства и другие средства индивидуальной защиты.

На рисунке 23 представлены индивидуальные средства электрозащиты, используемые при работе с электрооборудованием нефтегазового сепаратора.



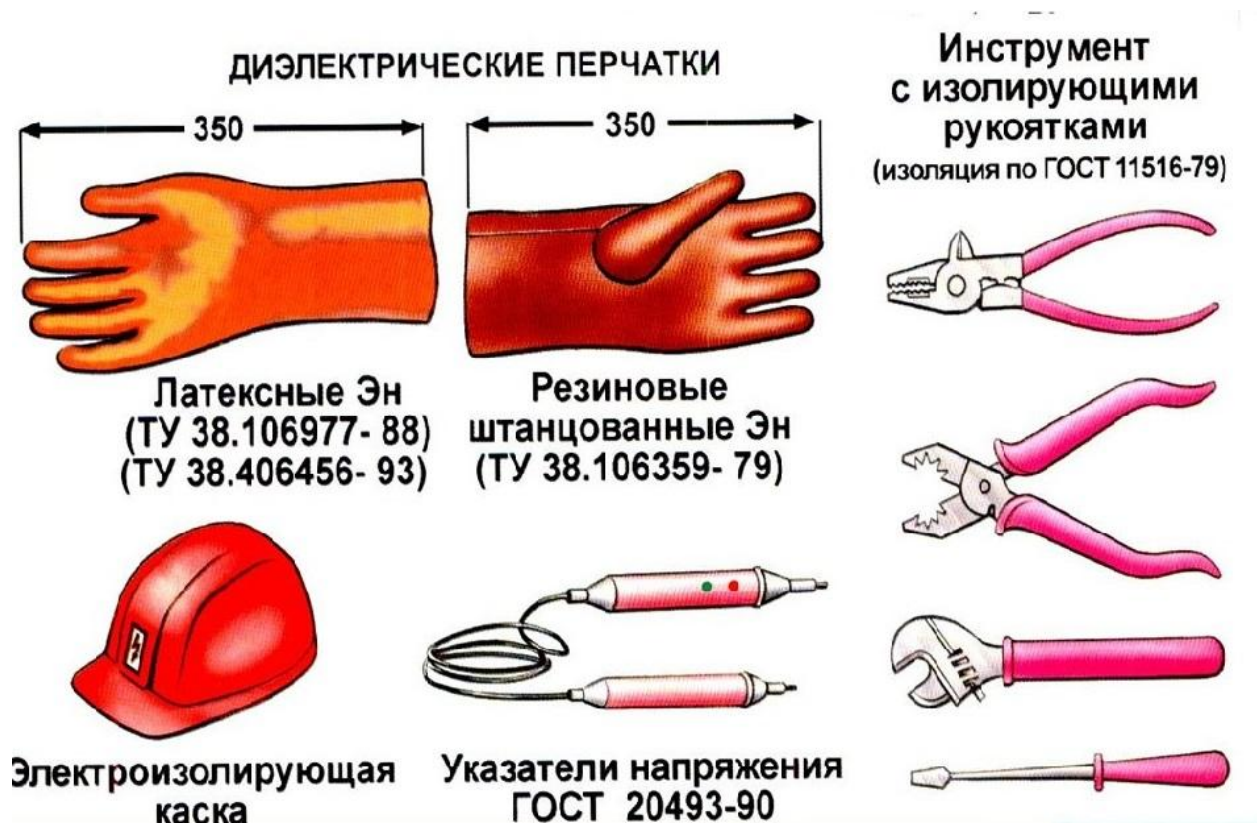


Рисунок 23 – СИЗ электрозащиты, используемые при работе с электрооборудованием нефтегазового сепаратора

#### **5.2.1.4 Опасность поражения вращающимися частями исполнительного устройства**

При работе с исполнительным устройством без соблюдения установленных норм и правил велика вероятность механического повреждения обслуживающего персонала движущимися частями устройства. После модернизации АС увеличится риск повреждения обслуживающего персонала движущимися частями исполнительного устройства, так как при введении ПИД-регулятора работа электропривода будет более интенсивной.

Требования к мерам защиты от поражения движущихся механизмов регламентируются ГОСТ 12.2.062-81 «Ограждения защитные» [19]. С целью предотвращения рисков повреждения обслуживающего персонала

движущимися частями исполнительного устройства необходимо установить кожух на электропривод и вывесить предупреждающий знак.

На рисунке 24 представлен предупреждающий знак для предотвращения повреждения движущимися частями исполнительного устройства.



Рисунок 24 – Предупреждающий знак, для предотвращения повреждения движущимися частями.

### **5.3. Экологическая безопасность**

Загрязнение окружающей среды – нежелательное изменение ее свойств в результате антропогенного поступления различных веществ и соединений связанной с производственной деятельностью.

**1. Защита селитебной зоны.** Согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» [20] нефтегазовый сепаратор, который входит в состав установки комплексной подготовки газа относится к I классу санитарной классификации. На установке ведется производство по отделению газодонефтяной эмульсии на различные фракции, поэтому для такого производства устанавливается ориентировочный размер санитарно-защитной зоны в 1000 м.

**2. Защита литосферы.** Охрана почв от загрязнения должна осуществляться согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 «Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения» [21] с учетом следующих требований:

1. включение в проекты на новые предприятия и технологические линии очистных сооружений от всех загрязняющих почву компонентов;
2. утилизация и захоронение выбросов, сбросов, отходов, стоков и осадков сточных вод с соблюдением мер по предотвращению загрязнения почв;
3. транспортировка и хранение нефтепродуктов в соответствии с ГОСТ 1510-84 «Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение нефтепродуктов» [22].

**3. Защита атмосферы.** В качестве негативного воздействия на окружающую природную среду технологической площадки сепараторов можно выделить выброс продуктов сгорания попутного газа в окружающую атмосферу в случае срабатывания сбросного пружинного предохранительного клапана (СППК) при превышении рабочего давления. Согласно ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [23], предельно допустимая концентрация углеводородов природного газа в рабочей зоне составляет 300 мг/м<sup>3</sup>. Модернизированная автоматизированная система уменьшит вероятность срабатывания предохранительного клапана, и соответственно выброса продуктов сгорания газа в окружающую атмосферу. Это связано с более стабильной работой нефтегазового сепаратора. Общее загрязнение окружающего воздуха на территории УПН Лугинецкого месторождения находится в пределах нормы и контролируется надлежащими службами. Поэтому на территории УПН не предусмотрены СИЗ органов дыхания от продуктов сгорания природного газа.

## 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории или акватории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

К чрезвычайным ситуациям, которые могут произойти при работе с сепаратором, можно отнести разгерметизацию емкости с последующим выбросом горючей жидкости и газа в окружающую среду, а так же риски возникновения пожара и взрыва.

Для предупреждения возникновения пожара необходимо проводить организационные мероприятия согласно ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования» [24]:

1) допускать к работе персонал, прошедший противопожарный инструктаж;

2) допускать к работе персонал, прошедший обучение плану мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий;

3) издание инструкций, плакатов, планов эвакуации.

Эксплуатационные мероприятия:

1) герметичность оборудования;

2) обеспечение свободного подхода к оборудованию;

3) содержание в исправности изоляции токоведущих проводников;

4) использование медного или обмедненного рабочего инструмента, для предотвращения искрообразования;

5) выполнять работу в антистатической одежде, предоставляемой работодателем;

6) установка искробезопасных барьеров в электрические цепи;

7) установка первичных средств пожаротушения в легкодоступных местах.

На рисунке 25 представлены первичные средства пожаротушения, используемые на технологическом участке сепарации УПН Лугинецкого месторождения.



Рисунок 25 – Первичные средства пожаротушения

При возникновении пожара необходимо отключить сеть питания, вызвать пожарную команду, покинуть здание как показано на плане эвакуации, изображенном на рисунке 26.



Рисунок 26 – План эвакуации ИЛК ЦА-2

## **Вывод по разделу социальная ответственность**

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации технологической площадки сепараторов.

В разделе производственной безопасности составлен перечень вредных и опасных производственных факторов, а так же выявлены методы по предотвращению или уменьшению влияния этих факторов на организм человека.

Описано воздействие технологической площадки сепараторов на сейсмическую зону, литосферу и атмосферу. Обозначены причины возникновения негативных воздействий на экологию, и составлены методы предупреждения и предотвращения этих воздействий.

Проработан раздел безопасности в чрезвычайных ситуациях. Разобраны организационные и эксплуатационные мероприятия для предупреждения возникновения пожара.

## Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы произведена модернизация автоматизированной системы регулирования уровня жидкости нефтегазового сепаратора. В процессе модернизации:

- изучен технологический процесс УПН в целом и его отдельных участков;
- выбран объект управления и определены возможности его модернизации;
- разработана функциональная схема автоматизации, схема внешних проводок, структурная схема автоматизации;
- проведен анализ существующих аналогов технологического оборудования с целью импортозамещения и повышения эффективности работы системы; выявлены особенности и недостатки оборудования;
- разработана блок-схема алгоритма сбора данных измерения уровня жидкости;
- построена математическая модель автоматизированной системы НГС-1 УПН «Лугинецкая», найдены коэффициенты ПИД-регулятора, которые стабилизируют переходный процесс регулирования уровня жидкости;
- проведен анализ работы модернизированной системы в среде Matlab Simulink.

В результате исследования получены данные о возможности модернизации нефтегазового сепаратора НГС-1 УПН «Лугинецкая» с помощью смены способа измерения уровня жидкости внутри емкости путем замены дифференциальных преобразователей давления на бесконтактные радарные уровнемеры, что увеличит точность измерений и уменьшит финансовые затраты, а также сделает процесс более простым. Кроме того,

сепаратор НГС-1 можно модернизировать путем смены исполнительного устройства на электропривод с управлением по унифицированному токовому сигналу, применяя в контроллере функцию ПИД-регулирования для поддержания установленного уровня в сепараторе. Это дает возможность повысить качество управления данным параметром, а также положительно скажется на работе всей системы ввиду увеличения производительности и стабильности.



## Список использованной литературы

- 1) Схемы алгоритмов, программ, данных и систем [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/9041994>, вход свободный. (Дата обращения: 20.04.2022).
- 2) Выбор архитектуры АС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://studbooks.net/2085690/informatika/vybor\\_arhitektury](https://studbooks.net/2085690/informatika/vybor_arhitektury), вход свободный. (Дата обращения: 24.04.2022).
- 3) Технические характеристики ПЛК Элсима-M01-D-G [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://elesy.ru/products/products/plc.aspx>, вход свободный. (Дата обращения: 30.04.2022).
- 4) Технические характеристики ПЛК ОМС 8000 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://rusautomation.ru/catalog/s/programmiruemye\\_logic\\_heskie\\_kontrollery\\_omc\\_8000/](https://rusautomation.ru/catalog/s/programmiruemye_logic_heskie_kontrollery_omc_8000/), вход свободный. (Дата обращения: 30.04.2022).
- 5) Технические характеристики ОВЕН ПЛК-154 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://owen.ru/product/plk100\\_150\\_154](https://owen.ru/product/plk100_150_154), вход свободный. (Дата обращения: 30.04.2022).
- 6) Кабель КВВГ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-kontrolnyie/s-pvx-izolyacziej-\(0,66kv\)/kvvg/](https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-kontrolnyie/s-pvx-izolyacziej-(0,66kv)/kvvg/), вход свободный. (Дата обращения: 3.05.2022).
- 7) Технология QuaD: [Электронный ресурс] – Режим доступа: [https://studopedia.ru/11\\_133776\\_tehnologiya-QuaD.html](https://studopedia.ru/11_133776_tehnologiya-QuaD.html), вход свободный. (Дата обращения: 5.05.2022).
- 8) Диаграмма Ганта: [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://blog.ganttpro.com/ru/diagramma-gantta-gantt-chart/>, вход свободный. (Дата обращения: 14.04.2022).
- 9) Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина З.В.

- Креницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.
- 10) Трудовой кодекс Российской Федерации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_34683/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/), вход свободный. (Дата обращения: 29.04.2022).
  - 11) Статья 27 Федерального закона «О трудовых пенсиях в Российской Федерации» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_34443/97741a2c98499d0f906c704a67ec5bc92dae1bb1/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34443/97741a2c98499d0f906c704a67ec5bc92dae1bb1/), вход свободный. (Дата обращения: 29.04.2022).
  - 12) ГОСТ 12.2.049-80 «Общие эргономические требования» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/5200234>, вход свободный. (Дата обращения: 29.04.2022).
  - 13) ГОСТ 12.2.032-78 «Рабочее место, при выполнении работ сидя» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200003913?marker>, вход свободный. (Дата обращения: 29.04.2022).
  - 14) ГОСТ 12.2.033-78 «Рабочее место, при выполнении работ стоя» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200005187?marker>, вход свободный. (Дата обращения: 29.04.2022).
  - 15) ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Перечень опасных и вредных факторов» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071>, вход свободный. (Дата обращения: 30.04.2022).
  - 16) СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» [Электронный ресурс]. –

- Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/901703281>, вход свободный. (Дата обращения: 30.04.2022).
- 17) ГОСТ 12.1.003-2014 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606>, вход свободный. (Дата обращения: 30.04.2022).
- 18) ГОСТ Р 12.1.019-2017 «ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200161238>, вход свободный. (Дата обращения: 30.04.2022).
- 19) ГОСТ 12.2.062-81 «Ограждения защитные» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/9051598?marker=7D20K3>, вход свободный. (Дата обращения: 30.04.2022).
- 20) СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/902065388>, вход свободный. (Дата обращения: 30.04.2022).
- 21) ГОСТ 17.4.3.04-85 «Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200020658/titles/64U0IK>, вход свободный. (Дата обращения: 30.04.2022).
- 22) ГОСТ 1510-84 «Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение нефтепродуктов» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/901711462>, вход свободный. (Дата обращения: 30.04.2022).
- 23) ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [Электронный ресурс]. – Режим

доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608>, вход свободный.

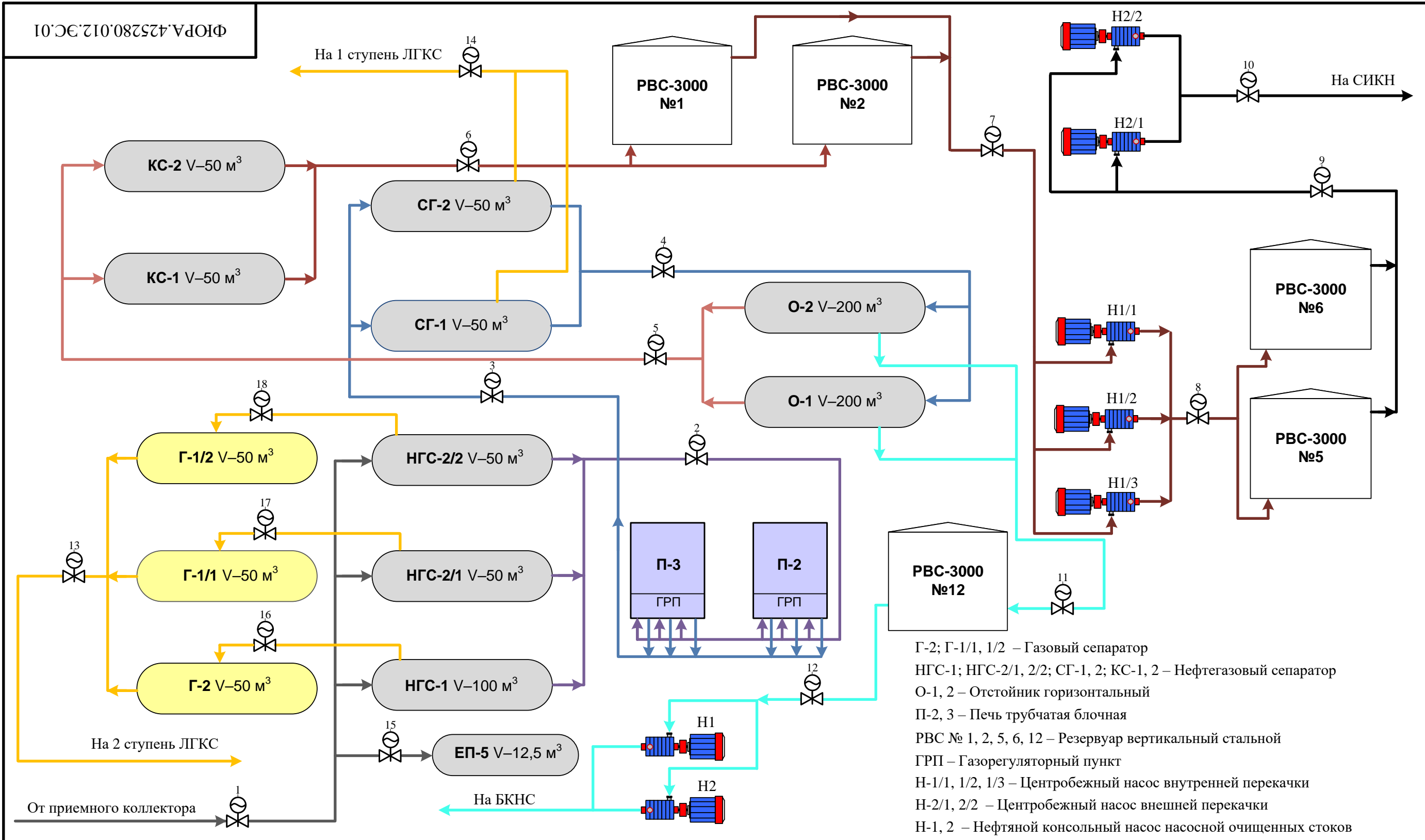
(Дата обращения: 30.04.2022).

- 24) ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/9051953>, вход свободный. (Дата обращения: 30.04.2022).

Приложение А

(обязательное)

Технологическая схема автоматизации УПН «Лугинецкая»



Г-2; Г-1/1, 1/2 – Газовый сепаратор  
 НГС-1; НГС-2/1, 2/2; СГ-1, 2; КС-1, 2 – Нефтегазовый сепаратор  
 О-1, 2 – Отстойник горизонтальный  
 П-2, 3 – Печь трубчатая блочная  
 РВС № 1, 2, 5, 6, 12 – Резервуар вертикальный стальной  
 ГРП – Газорегуляторный пункт  
 Н-1/1, 1/2, 1/3 – Центробежный насос внутренней перекачки  
 Н-2/1, 2/2 – Центробежный насос внешней перекачки  
 Н-1, 2 – Нефтяной консольный насос насосной очищенных стоков

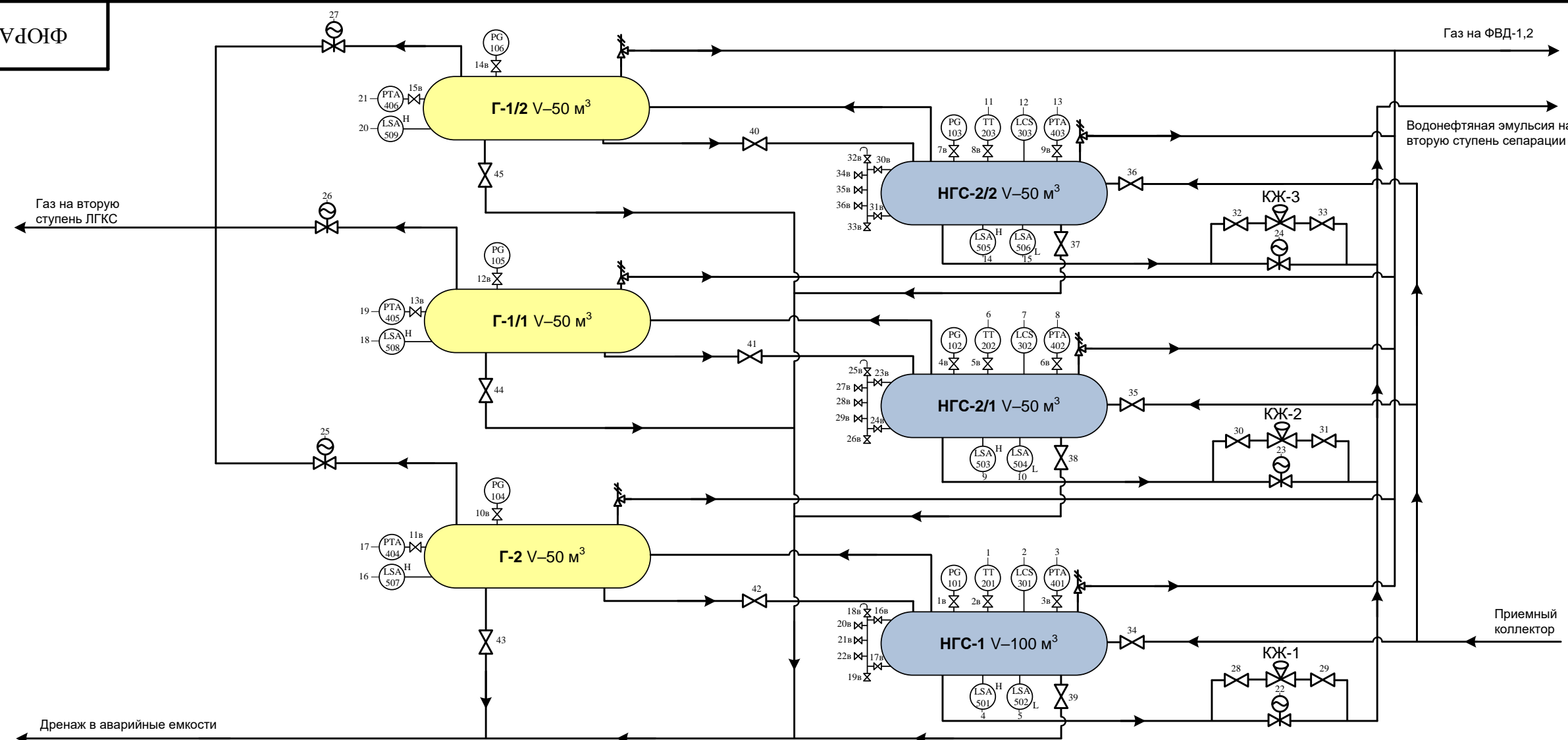
- Газоводонефтяная эмульсия
- Частично дегазированная водонефтяная эмульсия
- Подогретая частично дегазированная водонефтяная эмульсия
- Обезвоженная нефтяная эмульсия
- Нефтяная эмульсия, отделившаяся на II ступени сепарации
- Дегазированная нефтяная эмульсия
- Товарная нефть
- Подтоварная вода
- Нефтяной газ

					ФЮРА.425280.012.ЭС.01			
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Выпускная квалификационная работа	Литера	Масса	Масшт
Разраб.		Инкин А.Э.				у		
Пров.		Семенов Н.М.						
Т. контр						Лист 1	Листов 1	
Н. контр								
Утв.					Технологическая схема автоматизации УПН	ТПУ 3-8Т71		

Приложение Б

(обязательное)

Функциональная схема автоматизации первой ступени сепарации



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
По месту	TT 201	LCS 301	PTA 401	LSA 501	LSA 502	TT 202	LCS 302	PTA 402	LSA 503	LSA 504	TT 203	LCS 303	PTA 403	LSA 505	LSA 506	LSA 507	PTA 404	LSA 508	PTA 405	LSA 509	PTA 406	NSA 601	NSA 602	NSA 603	NSA 604	NSA 605	NSA 606
ЩИТ блоков	TS 201	PC 401	LH 501	LL 502	TS 202	PC 402	LH 503	LL 504	TS 203	PC 403	LH 505	LL 506	LH 507	PC 404	LH 508	PC 405	LH 509	PC 406									
SCADA	Измерение																										
	Сигнализация состояния																										
	Аварийная сигнализация																										
	Управление																										

					ФЮРА.425280.012.С.2			
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Выпускная квалификационная работа	Литера	Масса	Масшт
Разраб.		Инкин А.Э.				у		
Пров.		Семенов Н.М.				Лист 1	Листов 1	
Т. контр								
Н. контр								
Утв.					ТПУ 3-8Т71			

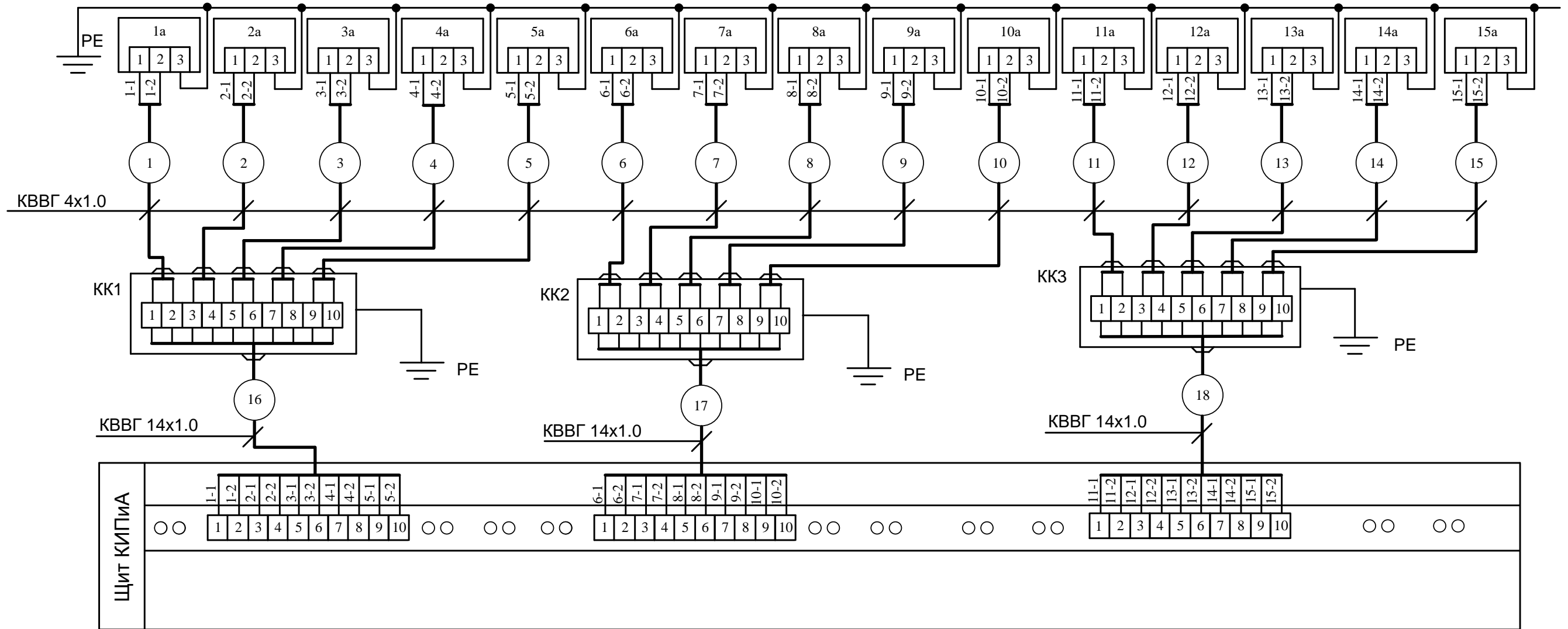


Приложение В

(обязательное)

Схема внешних проводок первой ступени сепарации

Место отбора	НГС-1					НГС-2/1					НГС-2/2				
Наименование параметра	Температура	Давление	Уровень	Нижний уровень	Верхний уровень	Температура	Давление	Уровень	Нижний уровень	Верхний уровень	Температура	Давление	Уровень	Нижний уровень	Верхний уровень
Тип датчика	ТСП Метран-256	Элемер-100	РИЗУР-2030	Эмис-сигнал	Эмис-сигнал	ТСП Метран-256	Элемер-100	РИЗУР-2030	Эмис-сигнал	Эмис-сигнал	ТСП Метран-256	Элемер-100	РИЗУР-2030	Эмис-сигнал	Эмис-сигнал
Позиция	1а	2а	3а	4а	5а	6а	7а	8а	9а	10а	11а	12а	13а	14а	15а

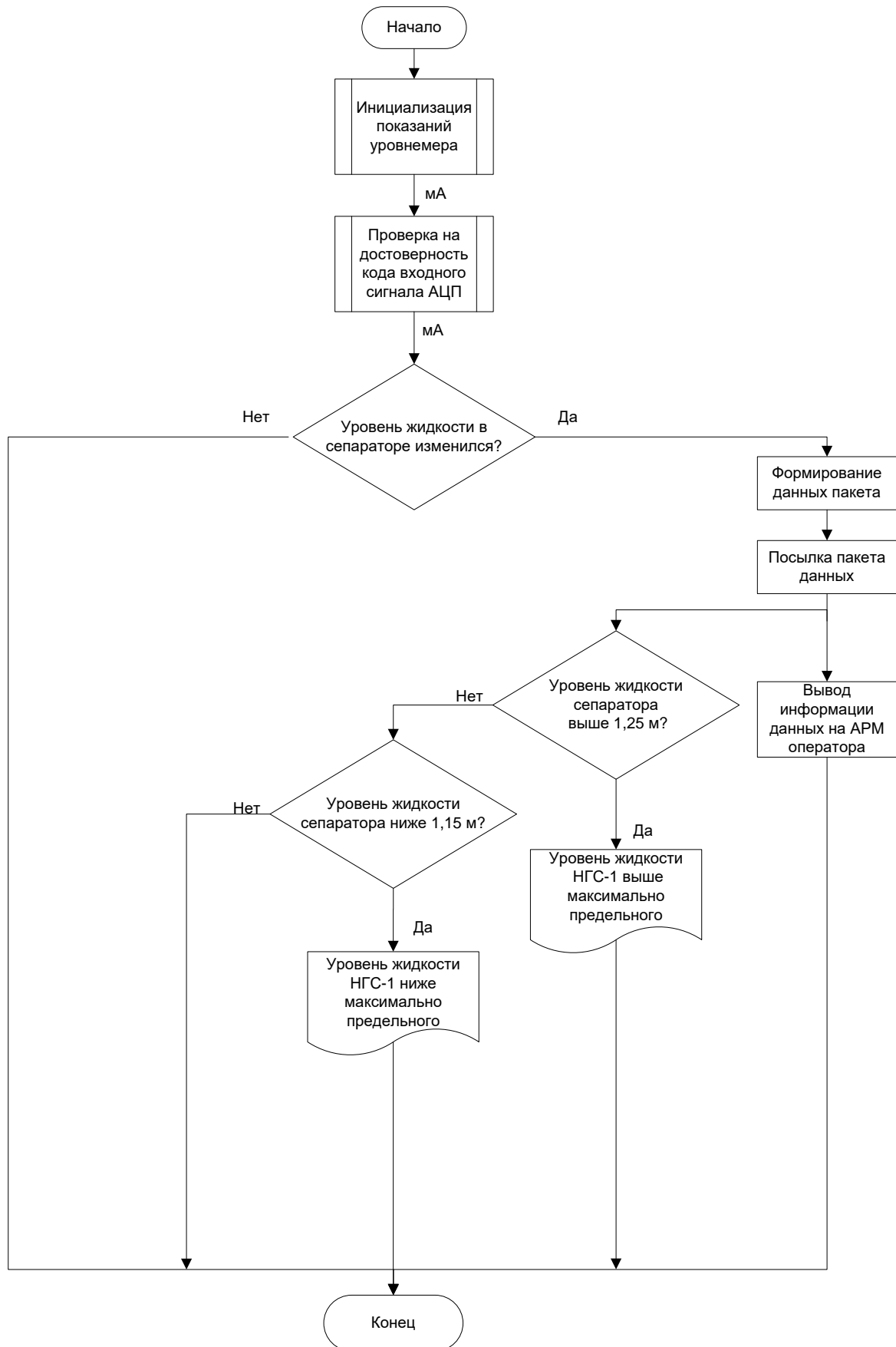


					ФЮРА.425280.012.ЭС.05			
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Выпускная квалификационная работа	Литера	Масса	Масшт
Разраб.		Инкин А.Э.				у		
Пров.		Семенов Н.М.				Лист 1	Листов 1	
Т. контр								
Н. контр					Схема внешних проводов	ТПУ 3-8Т71		
Утв.								

# Приложение Г

(обязательное)

## Алгоритм сбора данных измерения уровня жидкости нефтегазового сепаратора



Приложение Д

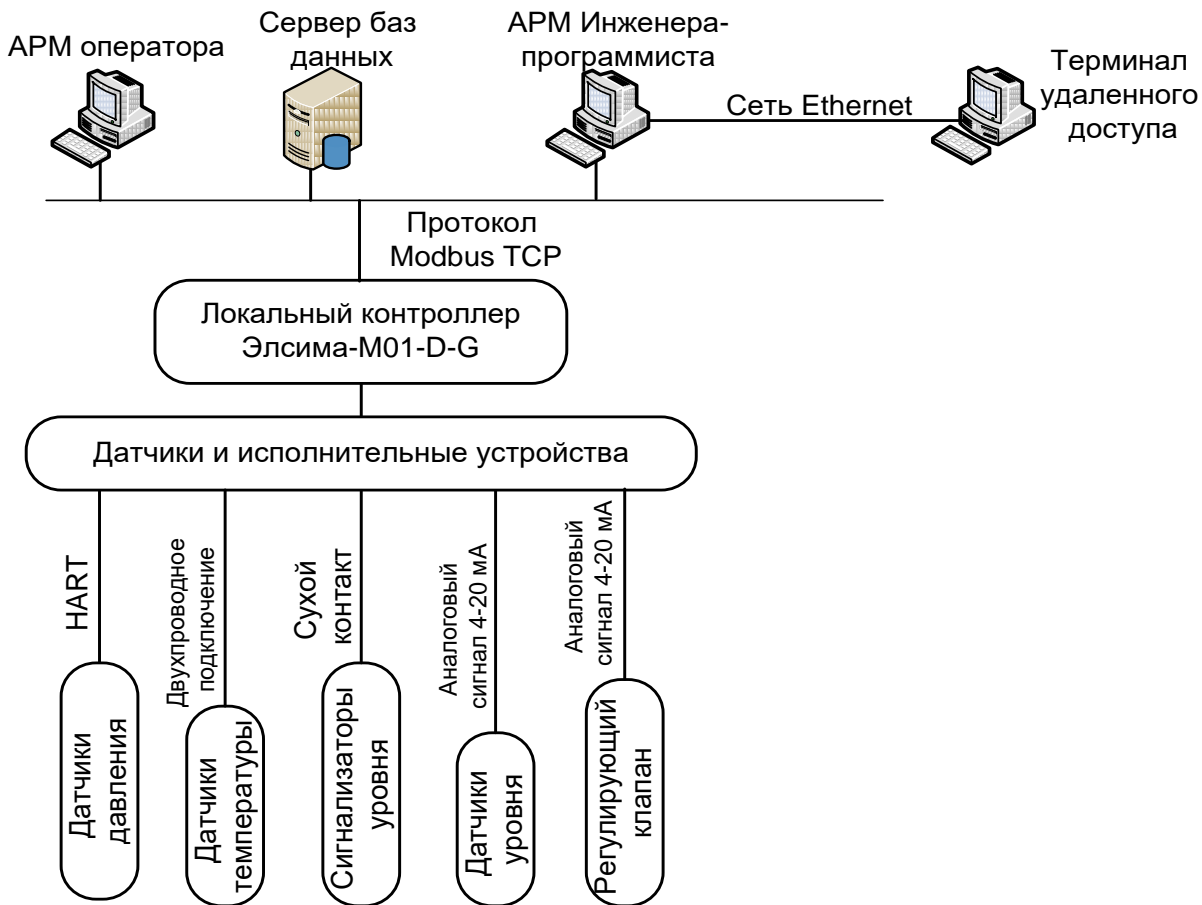
(обязательное)

Трехуровневая структурная схема АС

Верхний уровень:  
Информационно-  
вычислительный

Средний уровень:  
контроллерный

Нижний  
уровень:  
Полевой

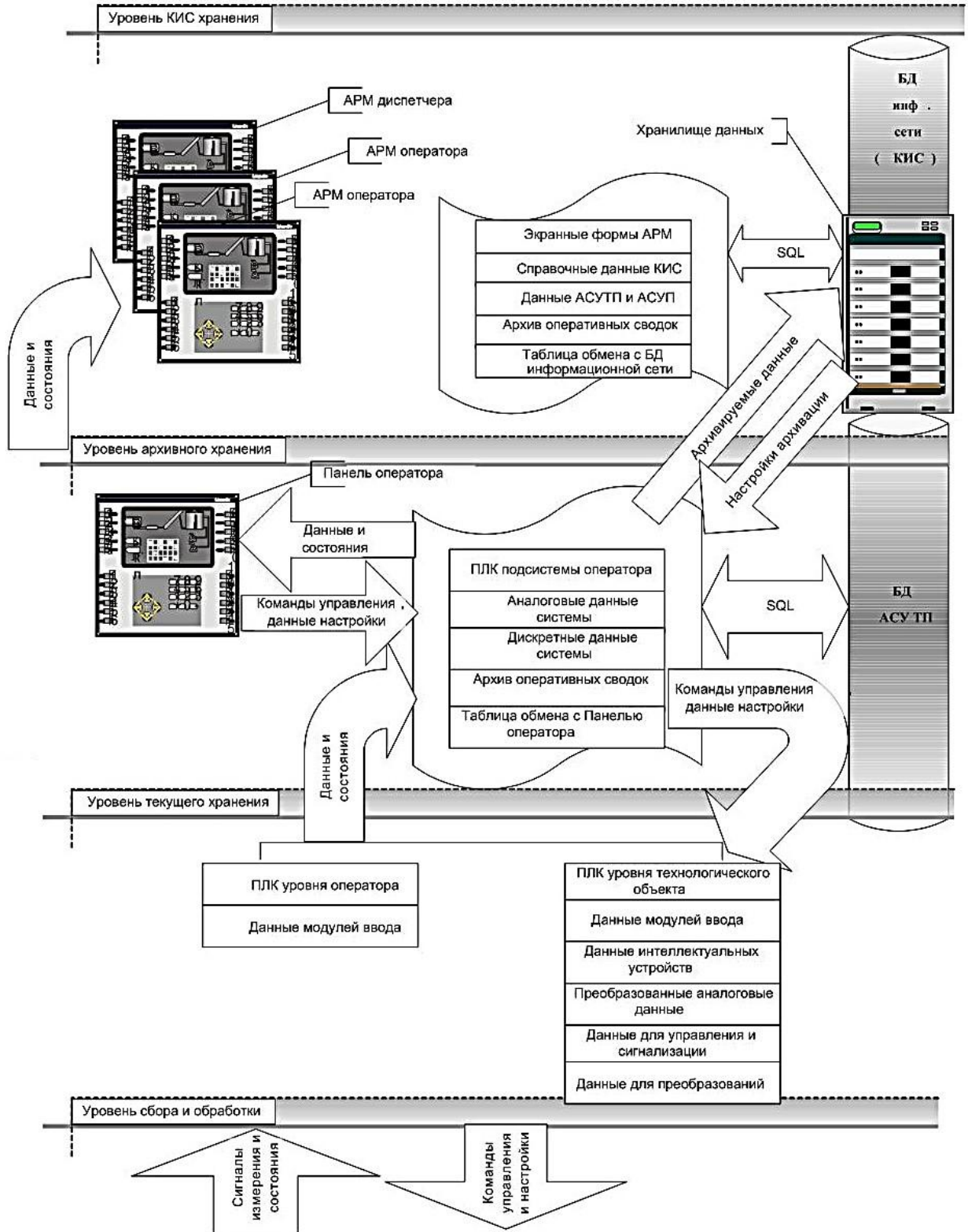


					ФЮРА.425280.012.ЭС.03			
					Выпускная квалификационная работа			
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата				Литера
	Разраб.	Инкин А.Э.			у			
	Пров.	Семенов Н.М						
	Т. контр				Лист 1		Листов 1	
	Н. контр				ТПУ 3-8Т71			
	Утв.							
					Структурная схема АС			

# Приложение Е

(справочное)

## Схема информационных потоков



# Приложение Ж

(справочное)

Экранная форма УПН «Лугинецкая»

