

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Автоматизированное управление установкой СИКН на основе виртуального анализатора качества

УДК 681.51.01:665.71-021.131-047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ61	Джаилганов Жанат Жолдыбаевич		

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ВКР	Громаков Евгений Иванович	к.т.н.		
Руководитель ООП	Суходоев Михаил Сергеевич	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

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
Ассистент ИШХБМТ	Невский Егор Сергеевич	—		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2018 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код рез-та	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные</i>		
P1	применять глубокие естественно-научные, математические знания в области анализа, синтеза и проектирования для решения научных и инженерных задач производства и эксплуатации автоматизированных систем, включая подсистемы управления и их программное обеспечение.	Требования ФГОС (ПК-1, ПК-3, ОПК-1, ОПК-4, ОК-1, ОК-9), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P2	воспринимать, обрабатывать, анализировать и обобщать научно-техническую информацию, передовой отечественный и зарубежный опыт в области теории, проектирования, производства и эксплуатации автоматизированных систем, принимать участие в командах по разработке и эксплуатации таких устройств и подсистем.	Требования ФГОС (ПК-3, ПК-4, ПК-7, ОПК-1, ОПК-3, ОК-1, ОК-4, ОК-5, ОК-6, ОК-9), Критерий 5 АИОР (пп. 1.1, 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P3	применять и интегрировать полученные знания для решения инженерных задач при разработке, производстве и эксплуатации современных автоматизированных систем и подсистем (в том числе интеллектуальных) с использованием технологий машинного обучения, современных инструментальных и программных средств.	Требования ФГОС (ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-5, ПК-15, ПК-18, ОПК-3, ОПК-6, ОК-1, ОК-5, ОК-6, ОК-7), Критерий 5 АИОР (пп. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P4	определять, систематизировать и получать необходимую информацию в области проектирования, производства, исследований и эксплуатации автоматизированных систем, устройств и подсистем.	Требования ФГОС (ПК-7, ПК-10, ПК-11, ПК-12, ПК-18, ОПК-4, ОПК-6, ОК-1, ОК-4, ОК-6, ОК-8), Критерий 5 АИОР (п.1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P5	планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования для целей проектирования, производства и эксплуатации систем управления технологическим процессом и подсистем (в том числе интеллектуальных) с использованием передового отечественного и зарубежного опыта, уметь критически оценивать полученные теоретические и экспериментальные данные и делать выводы.	Требования ФГОС (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-5, ПК-6, ПК-13, ПК-17, ПК-18, ОПК-2, ОПК-3, ОК-1, ОК-3, ОК-4, ОК-6, ОК-7, ОК-8, ОК-9), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P6	понимать используемые современные методы, алгоритмы, модели и технические решения в автоматизированных системах и знать области их применения, в том числе в составе безлюдного производства.	Требования ФГОС (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-7, ОПК-1, ОПК-3, ОПК-4, ОК-5, ОК-9, ОК-10), Критерий 5 АИОР (п. 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

		FEANI
<i>Универсальные</i>		
P7	эффективно работать в профессиональной деятельности индивидуально и в качестве члена команды.	Требования ФГОС (ПК-1, ПК-2 ПК-7, ПК-8, ПК-16, ПК-17, ОК-1, ОК-2, ОК-4, ОК-6, ОК-9), Критерий 5АИОР (п. 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P8	владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде с пониманием культурных, языковых и социально-экономических различий	Требования ФГОС (ПК-4, ПК-8, ПК-9, ПК-16, ОПК-4, ОК-5), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P9	проявлять широкую эрудицию, в том числе знание и понимание современных общественных и политических проблем, демонстрировать понимание вопросов безопасности и охраны здоровья сотрудников, юридических аспектов, ответственности за инженерную деятельность, влияния инженерных решений на социальный контекст и окружающую среду	Требования ФГОС (ПК-5, ПК-8, ПК-15, ПК-16, ПК-18, ОПК-1, ОПК-4, ОПК-5, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-6, ОК-8, ОК-9), Критерий 5 АИОР (пп. 1.6, 2.3.), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEAN</i>
P10	следовать кодексу профессиональной этики и ответственности и международным нормам инженерной деятельности	Требования ФГОС (ПК-8, ПК-11, ПК-16, ОПК-3, ОПК-6, ОК-4), Критерий 5 АИОР (пп. 2.4, 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P11	понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ПК-4, ПК-8, ОПК-3, ОПК-4, ОК-5, ОК-6, ОК-7, ОК-8), Критерий 5 АИОР (2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> .

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

МАГИСТЕРСКОЙ ДИССЕРТАЦИИ

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

Студенту:

Группа	ФИО
8ТМ61	Джаилганов Жанат Жолдыбаевич

Тема работы:

Автоматизированное управление установкой СИКН на основе виртуального анализатора качества
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объект исследования – система измерения количества и показателей качества нефти. Режим работы – непрерывный. Повышенные требования к поддержанию заданных показателей качества нефти.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Проектирование АСУ СИКН; Выбор необходимых технических средств; Анализ проблем контроля и управления процессом определения показателей качества нефти; Разработка виртуального анализатора качества.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Функциональная схема автоматизации; Структурная схема АСУ СИКН; Схемы соединения внешних проводов.</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.т.н., Верховская Марина Витальевна
Социальная ответственность	Ассистент, Невский Егор Сергеевич
Раздел выполненный на иностранном языке	Старший преподаватель, Шепетовский Денис Владимирович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Введение	
Литературный обзор: 4-Глава. Анализ проблем контроля и управления технологическим процессом измерения показателей качеств нефти	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ61	Джаилганов Жанат Жолдыбаевич		

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

Школа Инженерная школа информационных технологий и робототехники
Направление подготовки (специальность) 15.04.04 Автоматизация технологических процессов и производств
Уровень образования Магистратура
Отделение школы (НОЦ) Отделение автоматизации и робототехники
Период выполнения Весенний семестр 2018 учебного года

Форма представления работы:

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ (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)
20.05.2018	Основная часть	
20.05.2018	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
25.05.2018	Социальная ответственность	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ИШИТР ОАР	Громаков Евгений Иванович	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Суходоев Михаил Сергеевич	К.Т.Н.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
8ТМ61	Джаилганов Жанат Жолдыбаевич

Инженерная школа информационных технологий и робототехники		Отделение	Автоматизации и робототехники
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	15.04.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка затрат на разработку автоматизированной системы управления СИКН
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	1. РД 153-39-007-96
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	1. Налоговый кодекс Российской Федерации 2. ФЗ №212 от 24.07.2009 в ред. от 19.12.2016

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Оценка перспективности разработки по оценочной карте конкурентных технических решений
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	1. Иерархическая структура работ 2. Календарный план-график реализации проекта
3. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности научного исследования</i>	Технико-экономическое обоснование проектируемой системы

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

<ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Оценочная карта конкурентных технических решений</i> 2. <i>Иерархическая структура работ</i> 3. <i>Календарный план проекта</i> 4. <i>Бюджет проекта</i> 5. <i>Определение ресурсоэффективности проекта</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

--

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ61	Джаилганов Жанат Жолдыбаевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Группа	ФИО
8ТМ61	Джаилганов Жанат Жолдыбаевич

Инженерная школа информационных технологий и робототехники		Отделение	Автоматизации и робототехники
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	15.04.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. Характеристика объекта управления и области его применения</p>	<p>В данном проекте рассматривается разработка автоматизированной системы управления объектом СИКН. Система измерения количества и показателей качества нефти предназначена для учета нефти, а именно для определения массы нетто и физико-химических параметров нефти.</p> <p>Основные оборудования и средства измерения, за которым производится обслуживание, является рабочая зона СИКН, в котором расположены несколько блоков.</p> <p>Разрабатываемая система позволит измерять качественные показатели нефти и производить анализ состояния измерительного прибора.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Требования к рабочим персоналам:	<p>Рабочие персоналы направляемые для обслуживания измерительных средств на объекте СИКН должны:</p> <ul style="list-style-type: none"> – иметь соответствующую подготовку; – пройти производственный инструктаж; – ознакомиться с правилами техники безопасности.
2. Производственная безопасность:	<ul style="list-style-type: none"> – анализ угроз которые могут возникнуть в случае некорректной работы проектируемой системы; – перечень мер необходимых для обеспечения надежности системы.
3. Мероприятия по электробезопасности:	<ul style="list-style-type: none"> – меры предосторожности при обслуживании электроустановок работающих под высоким напряжением.
4. Мероприятия по пожарной безопасности:	<ul style="list-style-type: none"> – сдача экзамена по пожарной безопасности; – план эвакуации людей при пожаре; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
5. Мероприятия по предотвращению загазованности:	<ul style="list-style-type: none"> – разработка мер для предотвращения взрыва и пожара при загазованности.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ61	Джаилганов Жанат Жолдыбаевич		

Реферат

Магистерская диссертация содержит 132 страниц машинописного текста, 3 приложений, 35 таблиц, 32 рисунков, список использованных источников состоит из 41 наименований.

Объектом исследования является система измерения количества и показателей качества нефти (СИКН).

В настоящей работе приведена модернизация системы измерения параметров качества нефти, выбор датчиков и исполнительных устройств, разработка схем: автоматизации, соединения внешних проводок, разработка системы противоаварийной автоматической защиты, алгоритмов управления и др.

Целью работы является повышение оперативности контроля показателя качества в установке СИКН с использованием современных подходов к автоматизации контроля и управления.

Магистерская диссертация выполнена с помощью текстового редактора Microsoft Word 2010, графического редактора Microsoft Visio 2010, программного продукта MATLAB версии R2015b.

Ключевые слова: СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ, БЛОК ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ, БЛОК ИЗМЕРЕНИЯ КАЧЕСТВА НЕФТИ, ТРУБОПОРШНЕВАЯ УСТАНОВКА, АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ, ВИРТУАЛЬНЫЙ АНАЛИЗАТОР.

Обозначения и сокращения

АСУТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

БИК – блок измерения параметров качества нефти;

БИЛ – блок измерительных линий;

БФ – блок фильтров;

ВА – вторичная аппаратура;

ИБП – источник бесперебойного питания;

ИВК – измерительно-вычислительный комплекс;

ИЛ – измерительная линия;

ИУС – информационно-управляющая система;

КМХ – контроль метрологических характеристик;

НКПР – нижний концентрационный предел распространения пламени;

ПЗ – пояснительная записка;

ПЛК – программируемый логический контроллер;

ПО – программное обеспечение;

ПР – преобразователь расхода;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

УУН – узел учета нефти;

СДКУ – система диспетчерского контроля и управления;

СИ – средства измерений;

СИКН – система измерения количества и показателей качества нефти;

СОИ – система обработки информации и управления;

ТПУ – трубопоршневая установка;

УУН – узел учета нефти;

ШВА – шкаф вторичной аппаратуры;

ЩПУ – щелевое пробозаборное устройство.

Оглавление

Введение.....	15
1 Описание системы измерения количества и показателей качества нефти .	16
1.1 Назначение и цели создания системы	16
1.1.1 Назначение системы	16
1.1.2 Цели создания системы	17
1.2 Характеристика объекта автоматизации.....	19
1.3 Описание технологического процесса	22
1.4 Основные средства измерений и технологические оборудования.....	24
1.4.1 Блок фильтров	25
1.4.2 Блок измерительных линий	26
1.4.3 Блок измерения параметров качества нефти	28
1.4.4 Блок трубопоршневой установки (ТПУ) с узлом подключения к передвижной ТПУ 1-го разряда.....	30
1.4.5 Система обработки информации.....	31
2 Разработка основных схем автоматизации.....	33
2.1 Функциональная схема автоматизации.....	33
2.2 Структурная схема АСУ ТП.....	34
2.3 Схемы внешних проводов	36
3 Выбор и описание комплекса технических средств.....	38
3.1 Программируемый логический контроллер	38
3.2 Источник бесперебойного питания	40
3.3 Промышленный коммутатор.....	41
3.4 Выбор средств измерения	42
3.4.1 Термометр лабораторный нормальный ТЛ-4	42
3.4.2 Датчик температуры Fisher Rosemount модели 644Н	43
3.4.3 Манометры с трубчатой пружиной WIKA 233.50.....	44
3.4.4 Манометр дистанционного контроля избыточного давления – датчик давления Fisher Rosemount 3051TG.....	46
3.4.5 Манометр дистанционного контроля перепада давления Fisher Rosemount 3051CD	47
3.4.6 Оборудование автоматического отбора проб	48
3.4.7 Преобразователь плотности Solartron 7835.....	49
3.4.8 Ультразвуковой расходомер-счетчик «ВЗЛЕТ МР» УРСВ-110..	50

3.4.9	Влагомер нефти поточный УДВН-1пм.....	50
3.4.10	Кориолисовый массовый расходомер Micro Motion CMF-300М	51
3.4.11	Газоаналитическая система СГАЭС-ТГМ	52
4	Анализ проблем контроля и управления технологическим процессом измерения показателей качеств нефти.....	54
4.1	Проблема и перспектива методов измерения количественных и качественных показателей нефти	54
4.2	Существующие методы измерения показателей нефти	55
4.3	Виртуальные анализаторы качества в составе СУУТП.....	57
4.3.1	Функциональное назначение и типы виртуальных анализаторов	60
4.3.2	Концепция виртуальных анализаторов	62
4.3.3	Методы синтеза виртуальных анализаторов.....	64
4.3.4	Виртуальный анализатор для рассматриваемой системы	67
5	Моделирование виртуального анализатора качества.....	70
5.1	Виртуальная оценка показателя качества нефти.....	70
5.2	Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром.....	73
6	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	79
6.1	Потенциальные потребители результатов исследования.....	80
6.1.1	Анализ конкурентных технических решений.....	80
6.2	Планирование управления научно-техническим проектом	82
6.2.1	Иерархическая структура работ проекта.....	82
6.2.2	Контрольные события проекта.....	83
6.2.3	План проекта	84
6.3	Бюджет научного исследования.....	86
6.3.1	Расчет материальных затрат	87
6.3.2	Основная заработная плата исполнителей темы	88
6.3.3	Дополнительная заработная плата исполнителей темы	90
6.3.4	Отчисления во внебюджетные фонды.....	91
6.3.5	Накладные расходы	91
6.3.6	Формирование бюджета затрат исследовательского проекта.....	92
6.4	Организационная структура проекта.....	92
6.5	Матрица ответственности.....	93
6.6	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .	94

7	Социальная ответственность	98
7.1	Требования к рабочим персоналам.....	98
7.2	Производственная безопасность	99
7.3	Мероприятия по электробезопасности.....	101
7.4	Мероприятия по пожарной безопасности.....	102
7.5	Мероприятия по предотвращению загазованности	104
	Заключение	106
	Список публикаций студента.....	107
	Приложение А	112
	Приложение Б – Функциональная схема автоматизации	126
	Приложение В – Структурная схема АСУ СИКН	9
	Приложение Г – Схема соединений внешних проводок.....	9

Введение

Основной вопрос экономической стратегии государства – ускорение научно-технического прогресса, что позволит добиться значительного повышения производительности труда. Одним из важнейших направлений, повышающих производительность труда, является автоматизация производства. Автоматизация для нефтегазовых предприятий имеет особое значение, так как он является одной из ведущих отраслей и в значительной степени определяет экономическое развитие страны.

Одной из важнейших задач нефтяных предприятий является управление качеством нефти. Для того, чтобы обеспечить требуемое качество, необходимо поддерживать основные технологические параметры нефти, такие как температура, давление, расход и т.д., значение которых поступают от датчиков, находящихся на технологическом объекте. «Задача управления поддержания требуемых параметров нефти осложняется высокой чувствительностью к нарушению заданного режима, большим числом точек контроля и управления, наличием примесей в сырье, систематическими погрешностями в показаниях расходомеров, плотномеров, и других контрольно-измерительных средств, из-за отложения в трубопроводах твердых продуктов реакции» [1].

Целью данной работы является автоматическое определение показателя качества в установке СИКН с использованием одного из современных методов определения качества нефти – виртуального анализа.

1 Описание системы измерения количества и показателей качества нефти

1.1 Назначение и цели создания системы

1.1.1 Назначение системы

Автоматизированная система управления предназначена для контроля и управления в реальном масштабе времени основными и вспомогательными технологическими процессами системы измерения качества нефти.

Объектом управления является система измерения количества и показателей качества нефти (СИКН).

СИКН предназначен для проведения автоматического учета нефти, а именно для измерения основных технологических параметров и определения количественных и качественных показателей нефти. Физико-химические свойства перекачиваемой товарной нефти определяют с точностью согласно «ГОСТ 8.595-2004 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений», «РМГ 101-2010 ГСИ. Системы измерения количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию».

СИКН представляет собой совокупность технологического и вспомогательного оборудования (фильтров тонкой очистки, трубопроводов, насосов откачки для отбора пробы нефти через пробозаборное устройство, автоматического пробоотборника, запорно-регулирующей арматуры и др.) и средств измерения СИ (преобразователей массового расхода, плотности, влагосодержания, температуры, давления, устройства обработки, хранения, индикации и регистрации результатов измерений информации), предназначенных для формирования сигналов в удобной форме с целью автоматической и ручной обработки и передачи в верхний АСДУ.

Целью данной работы является разработка АСУ СИКН с использованием виртуального анализатора качества.

АСУ процессом осуществляет:

- сбор и первичную обработку информации от аналоговых, дискретных и интерфейсных датчиков;
- сбор сигналов с дискретных датчиков сигнализации;
- контроль состояния исполнительных механизмов;
- контроль технологического режима;
- отображение данных в реальном времени о состоянии контрольно-измерительных устройств и механизмов исполнения, насосов, а также других оборудовании на мнемосхемах;
- контроль технологических параметров объекта управления и формирование сигнализации, регистрацию отклонений измеряемых параметров и показателей состояния оборудования от заданных требований;
- дистанционное управление исполнительными механизмами, технологическими оборудованьями;
- контроль загазованности в блоках, на помещении СИКН в целом, сигнализацию загазованности при превышении заданных порогов НКПР;
- формирование и ведение информационных баз данных;
- архивирование информации о значениях технологических параметров и о ходе технологических процессов;
- формирование и печать отчетных документов.

1.1.2 Цели создания системы

Основная цель создания АСУ процессом системы измерения количества и показателей качества нефти заключается в разработке и внедрении в промышленную эксплуатацию на существующие технологические объекты современной системы управления, созданной на основе серийно выпускаемых средств цифровой техники, которая будет обеспечивать:

- заданные режимы работы на основе применения комплексных и оптимизационных алгоритмов, надежной работы технологических оборудования;
- предоставление оперативной информации обслуживающему персоналу о каких-либо нарушениях функционирования технологических оборудования для дальнейшей выработки решений по их устранению;
- оперативный сбор, хранение, обработку и передачу информации о ходе технологического процесса, а также состоянии технологических объектов;
- отображение основных параметров ТП и состояния технологического оборудования и измерительных средств на автоматизированном рабочем месте оператора;
- снижение трудоемкости управления технологическим процессом;
- повышение надежности и безопасности ТП;
- эффективную загрузку технологического оборудования;
- предотвращения возникновения аварийных ситуаций;
- оперативное управление в нештатных ситуациях;
- минимизация потерь при возникновении нештатных ситуаций.

Внедрение автоматизированной системы для управления технологическим процессом учета нефти, целесообразно в виду сложности непрерывного контроля процесса человеком. Поэтому цели создания АСУ ТП согласно технико-экономическому обоснованию могут быть сформулированы следующим образом:

- исключение ошибок человеческого фактора;
- экономия на рабочей силе при эксплуатации системы;
- эффективное использование ресурсов предприятия;
- интеграция и временная оптимизация со смежными технологическими процессами (подготовка нефти, добыча и т.д.).

1.2 Характеристика объекта автоматизации

На площадке СИКН предусматривается БФ, БИЛ, БИК, ТПУ, средства измерения и контрольно-измерительная аппаратура, трубопроводная обвязка, достаточные для производства и регистрации измерений количества нефти в массовых единицах и параметров качества нефти, согласно нормативных документов.

Физико-химические параметры рабочей среды приведены в табл. 1.1.

Таблица №1.1 – Физико-химические параметры рабочей среды

№ п.п.	Наименование параметра	Един. изм.	Параметр
1	Вид жидкости		нефть товарная по ГОСТ Р 51858
2	Вид учета		коммерческий
3	Расход жидкости через СИКН (min/мах)	м ³ /час	30-125
4	Давление жидкости рабочее (min/мах)	МПа	0,7-1,6
5	Давление жидкости максимально допустимое	МПа	4,0
6	Температура жидкости (min/мах)	°С	+5...+20
7	Плотность жидкости при минимальной температуре минус 10 ⁰ С	кг/м ³	900
8	Плотность жидкости при максимальной температуре плюс 30 ⁰ С	кг/м ³	800
9	Содержание воды, не более	%	1,0
10	Концентрация хлористых солей (min/мах)	мг/дм ³	до 900
11	Содержание парафина, не более	%	6,0
12	Содержание серы, не более	%	1,8
13	Содержание свободного газа	%	не допускается
14	Класс взрывоопасной зоны по ПУЭ		В-1а
15	Режим работы СИКН		непрерывный
16	Режим управления запорной арматуры		автоматизированный
17	Температура в помещении блок-боксов	°С	+5...+30
18	Режим работы ТПУ		автоматизированный
19	Способ поверки ТПУ		По передвижному ТПУ 1-го разряда
20	Электропитание		Трехфазное 380В/50 Гц, 220В/50 Гц

Для электроснабжения СИКН, в комплект поставки входит низковольтное комплектное устройство (НКУ), с частотой 50 Гц и напряжением 0,4 кВ. Шкаф НКУ принят двухсторонней компоновки для удобства обслуживания. Оборудование шкафа размещено на двух панелях:

- Панель № 1 шкафа НКУ – электроснабжение циркуляционных насосов БИК, освещения и вентиляции блоков СИКН, операторной; источник гарантированного питания (ША, ШВА, ИВК, АРМ оператора);

- Панель № 2 шкафа НКУ – энергоснабжение приводов запорной арматуры и регуляторов расхода СИКН.

В СИКН предусмотрена локальная система управления на базе программируемого логического контроллера Simatic S7-400H (фирмы Siemens) с «горячим» резервированием с предустановленным программным обеспечением, выполняющим требуемый перечень функций.

ПЛК должен обеспечивать:

- управление и контроль состояния запорной и регулирующей арматуры;

- приём сигналов от преобразователей расхода БИЛ;

- управление пробоотборниками и насосами БИК;

- приём сигналов от сигнализаторов протечек;

- контроль состояния насосов БИК;

- измерение температуры и давления нефти в БИК;

- измерения давления в приемной и нагнетательной линиях насоса в БИК;

- управление и контроль состояния вентилятора («вкл.», «откл.»);

- приём и обработка сигналов по уровню загазованности в блоках СИКН: «предельная загазованность 20 % НКПР», «аварийная загазованность 40 % НКПР»;

- выдачу сигналов: «предельная загазованность 20 % НКПР», «аварийная загазованность 40 % НКПР», «пожар в помещениях СИКН»;

- информационный обмен через промышленные коммутаторы по сети Ethernet с АРМ оператора СИКН (основное и резервное);

- информационный обмен с АСУ ТП объекта по каналу RS-485.

В качестве устройства сбора и обработки сигналов используется измерительно-вычислительный комплекс «ИМЦ-03» на базе измерительного

контроллера FloBoss S600, с «горячим» резервированием. ИВК должен обеспечивать выполнение следующих функций:

а) прием и обработка сигналов в импульсной, аналоговой и цифровой форме от первичных и измерительных преобразователей:

– с БИК (объемного расхода, плотности, объемной доли воды, вязкости, температуры, давления);

– с БИЛ (температуры, давления, массового расхода);

– с БФ (перепада давления);

– с ТПУ (температуры, давления);

б) вычисление и отображение текущих значений параметров:

– массового расхода по каждой ИЛ отдельно и по СИКН в целом;

– объемного расхода в линии качества БИК;

– плотности;

– объемной и массовой доли воды;

– температуры в каждой ИЛ БИЛ и БИК;

– давление в каждой ИЛ, БИЛ;

– перепада давления на фильтрах БФ;

в) вычисление массы брутто нефти по каждой ИЛ отдельно и суммарного значения массы брутто нефти по СИКН;

г) формирование, сохранение и печать двухчасовых, сменных и суточных отчетов по СИКН;

д) создание, ведение и хранение отдельных журналов аварийных и оперативных событий с возможностью просмотра и печати;

е) определение и КМХ средств измерений;

ж) формирование, отображение и печать протоколов поверки, КМХ;

з) управление процессом автоматического отбора проб, по блоку управления пробоотборником в соответствии с заданным алгоритмом;

и) информационный обмен с ПЛК СИКН, по интерфейсу Ethernet с АРМ оператора СИКН основное и резервное;

- к) передача измеряемых и расчетных параметров в АРМ оператора СИКН;
- л) хранение информации не менее одного года.

1.3 Описание технологического процесса

Нефть, поступающая на УУН по трубопроводу Ду200 (диаметр условного прохода 200 мм), проходит через блок фильтров, где происходит тонкая очистка жидкости от механических примесей, и поступает во входной коллектор блока измерительных линий.

Поток нефти из входного коллектора (Ду200) БИЛ распределяется по измерительным линиям с условным диаметром Ду100, оснащенными сенсорами массомерами CMF-300 DN 100 PN40.

Регулирование потока нефти по измерительным линиям проводится при помощи регуляторов расхода. В процессе измерения массы нефти контролируется давление на выходе каждой измерительной линии и выходном коллекторе; проводится контроль температуры на выходе каждой измерительной линии и на выходе БИЛ. ИЛ оснащены ручными и электроприводными шаровыми кранами Ду100, Ру4,0МПа, с организацией контроля герметичности запорной арматуры между двумя соседними кранами. В качестве электроприводов используются электроприводы во взрывозащищенном исполнении АУМА.

Данные о расходе, давлении и температуре каждой измерительной линии и на выходе БИЛ поступают в измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) для дальнейшей обработки (рис.1.1).

На входном коллекторе БИЛ до места врезки первой измерительной линии установлено пробозаборное устройство щелевого типа (ЩПУ) Ду200 по ГОСТ 2517-85 с лубрикатором. По ЩПУ-1-200 с лубрикатором происходит отбор представительной части потока. Далее, нефть попадает к последовательно установленным влагомерам, типа УДВН-1пм, автоматическим пробоотборникам «Пульсар-П-01А», отбирающим пробы

через равные интервалы времени (что соответствует непрерывному режиму работы СИКН), устройству для ручного отбора проб – диспергатору, преобразователю плотности (плотномеру), термостату и ультразвуковому счетчику расхода нефти типа «Взлет». После прохождения узла контроля качества, нефть возвращается в приемный коллектор БИЛ.

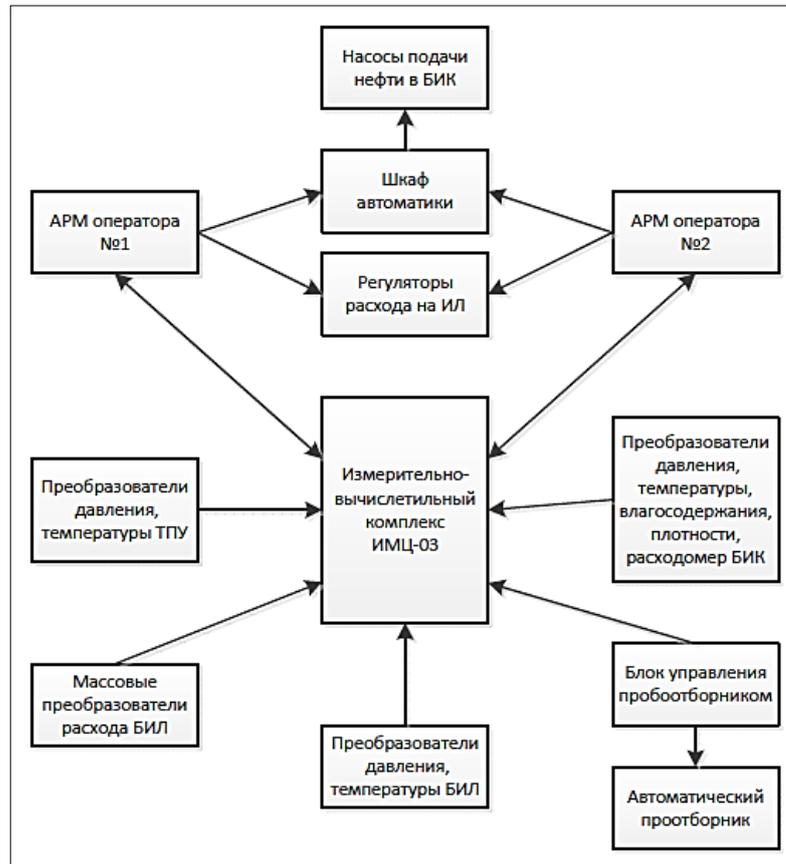


Рисунок 1.1 – Структурная схема СОИ СИКН

БИК реализован по насосной схеме прокачки нефти. Циркуляция нефти через линию качества обеспечивается за счет циркуляционных насосных агрегатов с частотным регулятором расхода ЦГ 6,3/32-2,2-2(5,0) Ду50; Ру4,0 МПа. Дополнительно контролируются давление и температура нефти в линии.

- КМХ массомера рабочей измерительной линии по массомеру контрольной линии;
- поверка и КМХ массомеров измерительных линий по трубопоршневой установке;

– поверка стационарной ТПУ по передвижной поверочной установке.

УУН оснащен закрытой отдельной системой дренажа «учтенной» и «неучтенной» нефти Ду50, с установкой на дренажных линиях сигнализаторов контроля утечки дренажа.

В режиме проведения поверки (КМХ), ИВК отслеживает также состояние детекторов, положение крана ТПУ и управляет его приводом. С ИВК данные передаются на АРМ оператора, а также могут выводиться в виде отчетов на принтер.

1.4 Основные средства измерений и технологические оборудования

Система измерения количества и показателей качества нефти состоит из технологической части и аппаратуры сбора и обработки информации, которая представлена на рис. 1.2.

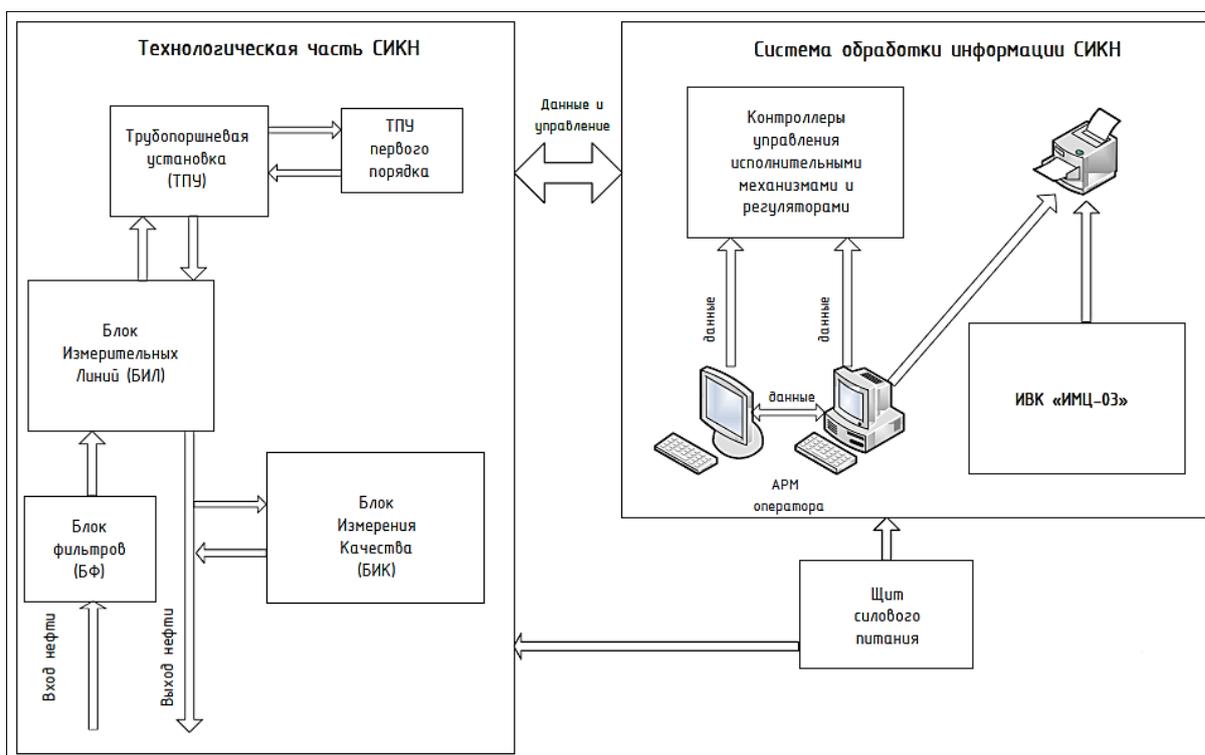


Рисунок 1.2 – Структурная схема СИКН

Технологическая часть включает в себя:

- блок фильтров (БФ);
- блок измерения и регулирования:
 - а) блок измерительных линий (БИЛ);
 - б) блок измерения показателей качества (БИК);
- блок стационарной трубопоршневой установки (ТПУ) 2-разряда и

передвижной ТПУ 1-го разряда.

Система сбора и обработки информации (СОИ) в составе:

- блок обработки информации:
 - а) ШВА на базе информационно-вычислительного комплекса (ИВК);
 - б) шкаф автоматики;
 - в) шкаф вторичной аппаратуры;

АРМ оператора, принтер.

1.4.1 Блок фильтров

Блок фильтров предназначен для последовательного подключения и работы в составе узла учета нефти для очистки жидкости от механических примесей.

Блок фильтров – состоит из работающих параллельно двух фильтров грубой очистки и двух фильтров тонкой очистки нефти, входного и выходного коллекторов, восьми секующих задвижек и дренажной системы.

Коллекторы входа и выхода нефти БФ расположены параллельно друг другу в горизонтальной плоскости и имеют условный диаметр 200 мм.

В таблице №1.2 представлены приборы и оборудования блока фильтров.

Таблица №1.2 – Перечень оборудования БФ

№ п.п.	Наименование оборудования	Изготовитель	Кол-во	Примеч.
1	Фильтры МИГ-ФБ-150-40	НПФ «Нефтеавтоматика», г.Бугульма	2	Q=600м ³ /ч, Ру4,0МПа

№ п.п.	Наименование оборудования	Изготовитель	Кол-во	Примеч.
2	Задвижка клиновая секущая ТЛ 13001-150М-10	ОАО «Икар», г.Курган	4	Ду150, Ру4,0МПа
3	Преобразователь дифференциального давления CD 3051, класс точности 0,25	Emerson, США	1	4-20 мА
4	Манометр WIKA 233.50	ЗАО «Манометр», г.Москва	4	0...4,0МПа
5	Кран шаровой ручной КС-50-40	АК «Корвет», г.Курган	4	Ду50, Ру4,0МПа
6	Кран шаровой КШМ 015.040-02 ТУ3742-001-47392912-98	ЗАО «Гирос», г.Химки	8	Ду15, Ру4,0МПа

1.4.2 Блок измерительных линий

БИЛ предназначен для преобразования массового расхода товарной нефти в выходной сигнал и включает в себе коллекторы входа и выхода, которые между ними расположены три измерительных линии (1 рабочая, 1 резервная и 1 контрольная). Линия контроля используется для контроля МХ датчиков расхода, которые расположены на рабочих ИЛ. При отказе рабочих линии, контрольная измерительная линия используется в качестве резервной линии.

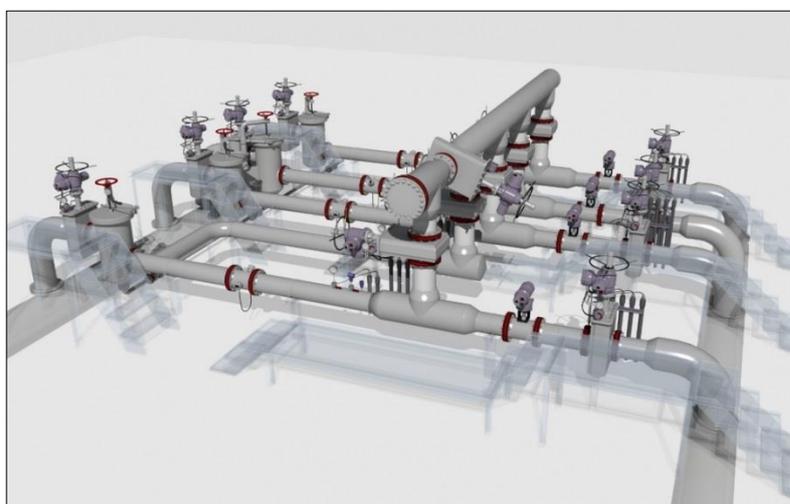


Рисунок 1.3 – Блок измерительных линий

Каждая измерительная линия (см.рис.1.3) БИЛ оснащена двухкомпонентным шаровым краном-регулятором (PP1, PP2, PP3) с электроприводом AUMA для регулирования расхода нефти, а также запорными устройствами - шаровыми фланцевыми кранами с

электроприводом АУМА, позволяющими при необходимости отсекают каждую ИЛ, переключать рабочие ИЛ и резервную ИЛ на контрольную для сличения показаний и переключать рабочие, резервную и контрольную ИЛ для поверки по стационарной или передвижной ТПУ.

Регулятор расхода на каждой измерительной линии необходим для равномерного распределения потока нефти по одновременно работающим измерительным линиям.

Перечень оборудования, установленных на БИЛ, приведен в таблице №1.3.

Таблица №1.3 – Состав БИЛ

№ п.п.	Наименование оборудования	Изготовитель	Кол-во	Примеч.
1	Сенсоры CMF-300M, в комплекте с преобразователем MVD 2700	Emerson, США	3	$Q_{max}=274\text{т/ч}$
2	Кран шаровой КСЭ 100х40-03ПЭ	АК «Корвет», г.Курган	14	Ду100, Ру 4,0 МПа
3	Кран шаровой с ручным приводом КС 100х40с, ТУ 3742-006-12317765-97	АК «Корвет», г.Курган	9	Ду100, Ру 4,0 МПа
4	Электропривод взрывозащищенного исполнения АУМА	ОАО «Прибор», г.Курск	14	
5	Преобразователь давления TG3051,	Emerson, США	4	P-0...4,0 МПа
6	Преобразователь температуры типа 644E, 4-20мА, длина погружной части 150мм	Emerson, США	4	-50 ⁰ С...+50 ⁰ С
7	Манометр WIKA 233.50	ЗАО «Манометр», г.Москва	4	P-0...4,0 МПа
8	Кран шаровой ручной КС 50х4.0-с ПС, ТУ 3742-006-12317765-97	АК «Корвет», г.Курган	2	Ду50, Ру 4,0 МПа
9	Термометр ТЛ-4, цена деления 0,1, ТУ25-2021-003-88	«Термоприбор», г.Клин	4	0... +55 ⁰ С
10	Кран шаровой КШМ 015.040-02 00 ТУ3742-001-47392912-98	ЗАО «Гирос», г.Химки	29	Ду15, Ру 4,0 МПа
11	Сигнализатор контроля утечки дренажа СКП50-16 в комплекте: Преобразователь магнитный поплавковый ПМП-052-220В,50Гц-В	ЗАО «ИПФ Вектор», г.Тюмень	2 2	Ду50, Ру 1,6 МПа
12	Щелевое пробозаборное устройство с лубрикатором ЩПУ-1-200	ЗАО «Промприбор»	1	Ду200, Ру 4,0 МПа

1.4.3 Блок измерения параметров качества нефти

БИК предназначен для формирования и выдачи информации по плотности, вязкости, влажности, давлению и температуре перекачиваемой нефти, а также для определения других физико-химических показателей нефти с помощью ручного или автоматического отбора пробы по ГОСТ 2517 - 85. На рис.1.4 представлена модель БИК.



Рисунок 1.4 – Блок измерения качества

Линия качества нефти представляет собой совокупность средств измерений параметров качества нефти и механических устройств, обеспечивающих забор проб нефти.

Для прокачки нефти через БИК, после пробозаборного устройства установлены насосы.

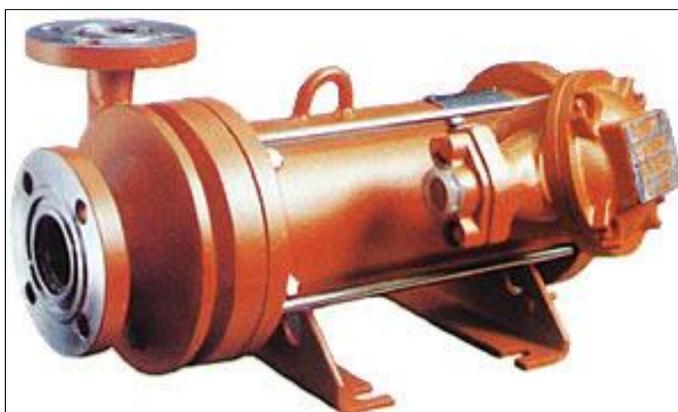


Рисунок 1.5 – Циркуляционный насос ЦГ 6,3/32-2,2-2

Таблица №1.4 – Техническая характеристика электронасосных агрегатов

Показатель	Един. изм.	Значение
Позиция по схеме		Н-3/1, Н-3/2
Марка электронасосного агрегата		ЦГ 6,3/32-2,2-2
Номинальная подача	м ³ /час	6,3
Номинальный напор	м	32
Плотность перекачиваемой жидкости	кг/ м ³	732-1002
Потребляемая мощность	кВт	2,2
Напряжение	В	240
Допускаемый кавитационный запас	м	0,9
Температура перекачиваемой жидкости	°С	-40...+100
Исполнение двигателя		взрывозащищенное

Перечень оборудования, установленных на БИК, приведен в таблице №1.5.

Таблица №1.5 – Состав БИК

№ п.п.	Наименование оборудования	Изготовитель	Кол-во	Примеч.
1	Преобразователь плотности 7835 "Solartron"; 0,036 %	«Solartron», Англия	1	750-910кг/м ³
2	Кран шаровой КШМ 015.040-02.00 ТУ 3742-001-47392912-98	«Корвет», г.Курган	28	Ду15; Ру4,0МПа
3	Кран шаровой КС 50х40 ТУ 3742-006-12317765-97	ЗАО «Гирос», г.Химки	19	Ду50; Ру4,0МПа
4	Диспергатор Д-50		2	Ду50; Ру4,0МПа
5	Пробоотборник автоматический «Пульсар АП»	ПТП «Эра» г.Омск	2	Р- 0,05..4,0МПа
6	Пробоотборник ручной с диспергатором Д-50	ЗАО «ИПФ Вектор», г.Тюмень	1	Ду50; Ру4,0МПа
7	Термостатирующее устройство ТС-50	ЗАО «ИПФ Вектор», г.Тюмень	1	Ду50; Ру4,0МПа
8	Термометр ТЛ-4, цена деления 0,1, ТУ25-2021-003-88	«Термоприбор», г.Клин	1	0... +55 °С
9	Расходомер-счетчик ультразвуковой УРСВ «Взлет МР»	«Взлет», С-Петербург	1	Ду50; Ру4,0МПа
10	Клапан обратный		2	Ду50; Ру4,0МПа
11	Влагомер УДВН-1 пн 0-2%	НПП «ГодСиб», г.Фрязино	2	
12	Манометр WIKA 233.50	ЗАО «Манометр», г.Москва	3	Р-0..4,0МПа
13	Насос электрический марки ЦГ 6,3/32К-2,2-У2	АО «Молдовагидромаш» г.Кишенёв	2	

14	Преобразователь температуры 644Н вых.сиг.4-20мА, абсолютная погрешность 0,2%	Emerson, США	1	-50 ⁰ С...+50 ⁰ С
15	Преобразователь давления ТГ 3051, вых.сиг.4-20мА; 0,25%	Emerson, США	1	P-0..4,0МПа

1.4.4 Блок трубопоршневой установки (ТПУ) с узлом подключения к передвижной ТПУ 1-го разряда

ТПУ предназначена для поверки и КМХ датчиков массового расхода, установленных на ИЛ узла учета нефти, во время эксплуатации.

В качестве поверочной стационарной установки используется ТПУ 1-го и 2-разряда типа «Сапфир-М-100», с техническими характеристиками, представленные в таблице №1.6. Такие типы ТПУ действуют по принципу вытеснения шаровым поршнем под действием потока определенного объема жидкости, проходящей через калиброванные участки ТПУ.

Таблица №1.6 – Техническая характеристика поверочной установки

Показатель	Един. изм.	Значение
Марка поверочной установки		ТПУ «Сапфир М-100»,
Рабочий диапазон по пропускной способности	м ³ /час	от 8 до 100
Условное давление		1,6; 2,5; 4,0; 6,3
Вместимость калиброванного участка	м ³	от 0,35 до 0,5
Предел допускаемой относительной погрешности	%	для ТПУ 1-разряда: ±0,05, для ТПУ 2-разряда: ±0,09
Рабочая среда		вода, нефть, нефтепродукты
Плотность	кг/м ³	800-1200
Содержание сернистых соединений в массовой доле, не более	%	2,0
Температура жидкости	⁰ С	+5...+90
Содержание свободного газа (воздуха)		не допускается

Для проведения периодической поверки стационарной ТПУ, определения метрологических характеристик его калибровочного участка предусмотрена возможность подключения к передвижной ТПУ 1-го разряда. Установка узла подключения предусмотрена на входе стационарного ТПУ.

Перечень оборудования в составе блока ТПУ приведен в таблице №1.7.

Таблица №1.7 – Приборы и оборудования блока ТПУ

№ п.п.	Наименование оборудования	Изготовитель	Кол-во	Примеч.
1	Трубопоршневая установка ТПУ «Сапфир-М-100», 1-разряда	ОАО НПП «Системнефтегаз»	1	Q=100м ³ /ч, Ру4,0МПа
2	Трубопоршневая установка ТПУ «Сапфир-М-100», 2-разряда	ОАО НПП «Системнефтегаз»	1	Q=100м ³ /ч, Ру4,0МПа
№ п.п.	Наименование оборудования	Изготовитель	Кол-во	Примеч.
3	Кран шаровой КСЭ-100-40	«Корвет», г.Курган	1	Ду100; Ру4,0МПа
4	Кран шаровой с ручным приводом КС-100-40	«Корвет», г.Курган	6	Ду100; Ру4,0МПа
5	Электропривод АУМА	ОАО «Прибор», г.Курск	1	
6	Преобразователь избыточного давления TG 3051	Emerson, США	2	0...4,0МПа
7	Преобразователь температуры типа 644Н	Emerson, США	2	-50 ⁰ С...+55 ⁰ С
8	Манометр WIKA 233.50	ЗАО «Манометр», г.Москва	2	0...4,0МПа
9	Термометр ТЛ-4, цена деления 0,1, ТУ25-2021-003-88	«Термоприбор», г.Клин	2	0...+55 ⁰ С
10	Кран шаровой КШМ 015.040-02.00 ТУ 3742-001-47392912-98	ЗАО «Гирос», г.Химки	7	Ду15; Ру4,0МПа

1.4.5 Система обработки информации

Система обработки информации (СОИ) предназначена для сбора, обработки и выдачи информации в виде оперативных отчётов, аварийных сообщений, протоколов поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей расхода, выдачи информации на верхний уровень АСУ ТП, архивирования данных, отображения значений параметров входных сигналов, обеспечения автоматизированной поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей расхода.

В состав СОИ СИКН входят:

- измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) с «горячим» резервированием на базе «ИМЦ-03»;
- программируемый логический контроллер автоматике и вспомогательных систем «Simatic S7-400Н» с «горячим» резервом;

– АРМ оператора СИКН, оборудованное персональным компьютером и средствами отображения и печати (100 % резервирование).

Все аппаратные средства размещаются в операторной СИКН.

Перечень оборудования, устанавливаемые вне технологической части СИКН показаны в таблице №1.8.

Таблица №1.8 – Перечень оборудования СОИ

№ п.п.	Наименование оборудования	Изготовитель	Количество
1	Измерительно вычислительный комплекс «ИМЦ-03» на базе контроллера «FloBoss S600» с «горячим» резервированием	ОАО «Икар», г.Курган	1
2	ПЛК «Simatic S7-400»	Siemens, Германия	2
3	Вторичный прибор массового расходомера RFT 9739	Emerson, США	3
4	Вторичный прибор влагомера УДВН-1пм	НПП «ГодСиб»,	2
5	Шкаф приборный «Rittal»	Rittal, Германия	2

2 Разработка основных схем автоматизации

2.1 Функциональная схема автоматизации

Функциональная схема автоматизации (ФСА) является основным техническим документом, определяющим структуру и функциональные связи между технологическим процессом и средствами контроля и управления.

Функциональная схема автоматизации определяет объем автоматизации технологических установок и отдельных агрегатов автоматизируемого объекта. Таким образом, с помощью ФСА определяются точки автоматического контроля, управления и регулирования технологического процесса, а также точки оснащения объекта управления приборами и средствами автоматизации.

При разработке функциональной схемы автоматизации технологического процесса решены следующие задачи:

- задача получения первичной информации о состоянии технологического процесса и оборудования;
- задача непосредственного воздействия на технологический процесс для управления им и стабилизации;
- задача контроля и регистрации технологических параметров процессов и состояния технологического оборудования.

Все элементы систем управления показываются в виде условных изображений и объединяются в единую систему линиями функциональной связи. Функциональная схема автоматического контроля и управления содержит упрощенное изображение технологической схемы автоматизируемого процесса. Оборудование на схеме показывается в виде условных изображений [37].

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям ГОСТ 21.208–2013 «Автоматизация технологических

процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах» и приведена в приложении Б.

На схеме автоматизации указаны датчики, в соответствии с их расположением на БИЛ, БИК, БФ, ТПУ. Указан номер элемента и уровень, по которому происходит аварийная или предупредительная сигнализация. В перечне элементов по номеру, указанному на схеме автоматизации, можно найти какой именно устанавливается прибор, а так же их количество.

Под схемой автоматизации указана схема обозначения приборов:

- указание расположения прибора (местный, на щите);
- нумерация прибора на схеме автоматизации;
- описаны функции системы автоматизации:
 - а) управление;
 - б) сигнализация;
 - в) регулирование;
 - г) измерение;
- контроль состояния приборов, через АРМ основное и резервное.

2.2 Структурная схема АСУ ТП

Структурная схема АСУ ТП построена по иерархическому принципу и состоит из трёх уровней (приведена в приложении В):

- нижний уровень (уровень технологических объектов, полевое оборудование);
- средний уровень (ПЛК);
- верхний уровень (уровень АРМ).

К нижнему уровню относятся первичные средства автоматизации, которые включают в себя:

- датчики и измерительные преобразователи;
- исполнительные механизмы;
- приборы контроля и, установленные по месту.

Нижний уровень обеспечивает:

- первичные измерения ТП;
- передачу информации о значениях технологических параметров и состоянии оборудования на средний уровень системы;
- контроль состояния технологического оборудования;
- исполнение команд управления;
- формирование свето- и звуковых предупредительных и аварийных сигналов.

Средний уровень АСУ построен с использованием ПЛК. На среднем уровне осуществляется:

- циклический опрос аналоговых и дискретных датчиков (с индивидуальным периодом опроса);
- фильтрация, линеаризация и масштабирование входных аналоговых сигналов;
- автоматическая диагностика состояние модулей контроллеров и модулей станций ввода/вывода, цепей аналогового ввода, а также непрерывная автоматическая диагностика целостности цепей исполнительных механизмов, участвующих в аварийном останове;
- формирование предупредительных и аварийных сигналов;
- выполнение алгоритмов управления оборудованием по командам дистанционного управления;
- автоматическое управление измерительными средствами;
- регулирование необходимых параметров;
- передача информации о состоянии объектов на верхний уровень;
- прием команд и уставок регулирования с верхнего уровня и формирование управляющих воздействий на исполнительные механизмы.

Верхний уровень обеспечивает:

- прием информации (значений технологических параметров, сигнализации, состояния дискретных сигналов) о состоянии объекта от технических средств среднего уровня;

- получение трендов измеряемых параметров на основе мониторинга ТП;
- оперативное управление ТП, включая изменение уставок технологических параметров;
- отображение сигнализации отклонений технологических параметров от заданных значений;
- организацию человеко-машинного интерфейса на АРМ оператора по предоставлению информации по запросу, вводу команд, пуску и останову задач, квитированию предупредительных сигнализаций;
- вычисление суммарных (интегральных) и средних значений технологических параметров;
- задание ограничений по ведению технологического процесса;
- обработку полученных данных и анализ достижения плановых показателей и соблюдения заданных режимов работы;
- формирование и ведение технологической базы данных;
- создание каталога и запись информации в базу данных, а также обновление и корректировка базы данных;
- архивацию данных нижнего уровня, действий оперативного персонала.

2.3 Схемы внешних проводок

Первичные и внешитовые приборы включают в себя датчики давления, температуры, расхода, дифференциального давления, загазованности на блоках СИКН, сигнализаторы утечек, электроприводы, массомеры, автоматические пробоотборники, а также приборы для измерения плотности и влажности.

Для прокладки кабеля в блоках СИКН предлагается использовать кабель КВВГнг (А)–LS. Данный кабель с медными жилами, заключенных в изоляцию из ПВХ пластика, а также в оболочку из ПВХ пластика пониженной горючести, с пониженным выделением газа и дыма при горении.

Электротехнический контрольный кабель КВВГнг (А)–LS предназначен для неподвижного присоединения к электроаппаратуре и электроприборам, передающим управляющие сигналы напряжением до тысячи вольт при температуре окружающей среды от -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$. Изолированные жилы скручены.

Схема внешних проводок приведена в приложении Г.

3 Выбор и описание комплекса технических средств

Комплекс технических средств АСУ ТП включает в себя измерительные, исполнительные устройства, контроллерное оборудование, коммутационную аппаратуру, а также системы сигнализации и вспомогательное оборудование.

Исполнительные устройства преобразуют электрическую энергию в механическую или иную физическую величину для осуществления воздействия на объект управления в соответствии с выбранным алгоритмом управления.

Контроллерное оборудование обрабатывает сигналы с датчиков, осуществляет алгоритмы локального управления и аварийных защит, выдает сигналы управления исполнительным механизмам.

По средствам коммутационной аппаратуры осуществляется связь и передача данных между техническими средствами среднего и верхнего уровней.

Для надежной и бесперебойной работы оборудования используются ИБП.

Комплекс технических средств имеет взрывозащитное исполнение типа «взрывонепроницаемая оболочка», либо «искробезопасная электрическая цепь».

3.1 Программируемый логический контроллер

Для обеспечения АСУ СИКН были выбраны контроллеры Siemens SIMATIC S7-400H с процессорным модулем CPU 417-4h, поддерживающие широкий набор функций, позволяющих в максимальной степени упростить процесс разработки программы, ее отладки, снизить затраты на выполнение монтажных и пуско-наладочных работ, а также на обслуживание контроллера в процессе его эксплуатации.

Первый уровень проектируемой системы АСУ ТП представлен шкафами автоматики (ША) выполненными на базе программируемых

логических контроллерах (ПЛК) S7-400, которые собирают данные поступающих с преобразователей технологических параметров и контролирует формируя управляющие сигналы на ИМ.

Для достижения высокой надежности технологического процесса, данный контроллер работает с горячим резервированием. Основной и резервный контроллеры размещаются в шкафу автоматики. В этом же шкафу располагаются шасси с коммуникационными модулями и модулями ввода-вывода.

S7-400 (рис. 3.1) – это модульный программируемый контроллер, предназначенный для построения систем автоматизации средней и высокой степени сложности.



Рисунок 3.1 – ПЛК SIMATIC S7-400H, CPU 417-4H

Основные технические характеристики ПЛК Siemens SIMATIC S7-400H с процессорным модулем CPU 417-4H представлены в таблице №3.1.

Таблица №3.1 – Параметры контроллера

Наименование параметра			Значение
Общее			32 раздачи
Доступная память			15 Мб
Встроенная рабочая память			1 Мб
Максимальное количество входов/выходов	количество дискретных		131072/131072
Максимальное количество входов/выходов	количество аналоговых		8192

Наименование параметра	Значение
Соединения	непрерывный
Время выполнения операции	0,018 мкс
Типы интерфейсов	Ethernet, PROFINET, PROFIBUS, MPI, RS485, MODBUS RTU
Класс пылевлагозащиты	IP67
Диапазон рабочих температур	-40 °С ...+70 °С
Срок службы	10 лет

3.2 Источник бесперебойного питания

Для надежного функционирования и защиты оборудования АСУ ТП от любых неполадок в сети, таких как искажение и исчезновения напряжения используется источник бесперебойного питания (ИБП) APC Symmetra LX 12kVA.



Рисунок 3.2 – Источник бесперебойного питания APC Symmetra LX 12kVA

Основные технические характеристики данного ИБП приведены в табл. 3.2.

Таблица № 3.2 – Основные технические характеристики ИБП APC Symmetra LX 12kVA

Наименование параметра	Значение
Максимальная выходная мощность, Вт/ВА	8400/12000
Номинальное выходное напряжение, В	230
Эффективность под полной нагрузкой, %	90
Номинальное входное напряжение, В	230V, 400V, 3PH
Диапазон входного напряжения, В	155-276 (1:1) 290-480 (3:1)
Предварительно установленные батареи	9
Типовое время подзарядки, часов	7,5

Наименование параметра	Значение
Типовая продолжительность работы в автономном режиме под половинной нагрузкой, минуты	77,4 (4200 Вт)
Типовая продолжительность работы в автономном режиме под полной нагрузкой, минуты	35,4 (8400 Вт)
Интерфейсный порт	DB-9 для RS-232, SmartSlot
Аварийное отключение питания (ЕРО)	Да

3.3 Промышленный коммутатор

Для осуществления передачи данных с контроллера на верхний уровень по интерфейсу Ethernet, по протоколу передачи данных TCP/IP используется промышленный коммутатор. Объединенные таким образом в сеть устройства среднего и верхнего уровней обмениваются информацией и совместно используют периферийное оборудование. Скорость передачи данных по сети Ethernet составляет 10 Мбит/с, 100 Мбит/с. Ко всему прочему, интерфейс Ethernet широко используется на уровне задач SCADA (диспетчерское управление, сбор данных, мониторинг). Таким образом, для подключения оборудования к сети на базе стандарта Ethernet IEEE 802.3 выбран коммутатор MOXA IKS-6726-8PoE (см. рисунок 3.3).



Рисунок 3.3 – Коммутатор MOXA IKS-6726-8PoE

MOXA IKS-6726-8PoE – это 26-портовый управляемый Gigabit Ethernet коммутатор, специально разработанный для применения в системах автоматизации и построения широкополосных сетей промышленной автоматизации. Модульная конструкция, примененная в структуре коммутатора MOXA IKS-6726-8PoE, позволяет поддержать работу до 16 PoE портов и обеспечить до 120 W PoE мощности. Такое решение экономит место и средства, позволяет обойтись без дополнительных источников питания и кабельной инфраструктуры. Ethernet коммутаторы MOXA IKS-6726-8PoE предназначены для работы в расширенном температурном

диапазоне от -40 до 75 °С и гарантирует высокие показатели отказоустойчивости и надежности при работе в сложных промышленных условиях.

3.4 Выбор средств измерения

Измерительные средства, выбранные в проекте, представлены в таблице 3.3.

Таблица № 3.3 – Основные измерительные средства

Контролируемый параметр	Наименование прибора
Дистанционный контроль температуры	Датчик температуры Fisher Rosemount модели 644Н
Местный контроль температуры	Ртутный термометр ТЛ-4
Дистанционный контроль давления	Датчик избыточного давления Fisher Rosemount 3051TG
Местный контроль давления	Манометр с трубчатой пружиной WIKA 233.50 (IP65)
Дистанционный контроль перепада давления	Датчик разности давлений Fisher Rosemount 3051CD
Дистанционное измерение плотности	Преобразователь плотности Solartron 7835
Дистанционное измерение расхода	Расходомер-счетчик ультразвуковой УРСВ «Взлет МР»
Дистанционное измерение влагосодержания	Влагомер УДВН-1 пн
Дистанционный контроль загазованности	Газосигнализатор СГАЭС-ТГМ
Дистанционное измерение массового расхода	Кориолисовый массовый расходомер CMF-300M, в комплекте с преобразователем MVD 2700
Автоматический отбор пробы нефти	Пробоотборник автоматический «Пульсар АП»

3.4.1 Термометр лабораторный нормальный ТЛ-4

Данный термометр предназначен для точного измерения температуры нефти в блоках БИЛ, БИК, ТПУ в лабораторных условиях.

Таблица № 3.4 – Характеристика термометра ТЛ-4

Наименование параметра	Значение
Исполнение	2
Минимальная температура измерения, °С	0
Максимальная температура измерения, °С	55
Цена деления шкалы, °С	0,10
Термометрическая жидкость	ртуть

3.4.2 Датчик температуры Fisher Rosemount модели 644Н

Для дистанционного измерения температуры были выбраны преобразователи температуры с аналоговым выходом 4-20 мА Fisher Rosemount модели 644Н, показанный на рисунке 3.4.

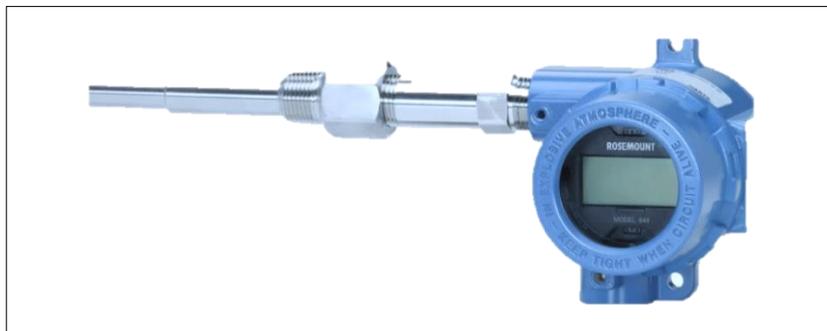


Рисунок 3.4 – Датчик температуры Fisher Rosemount 644Н

Таблица № 3.5 – Основные характеристики Fisher Rosemount 644Н

Наименование параметра	Значение
Токовый сигнал, мА	4-20
Точность цифрового сигнала, °С	±0,15
Схема соединений	4-х проводная
Диапазон измеряемых температур, °С	-50...+120
Класс защиты корпуса	IP66 и IP68
Сертификация безопасности	SIL 2

Для монтажа данного датчика на технологическую линию предполагается закладная конструкция ЗК51246464-004-1-2013, представленная на рисунке 3.5.

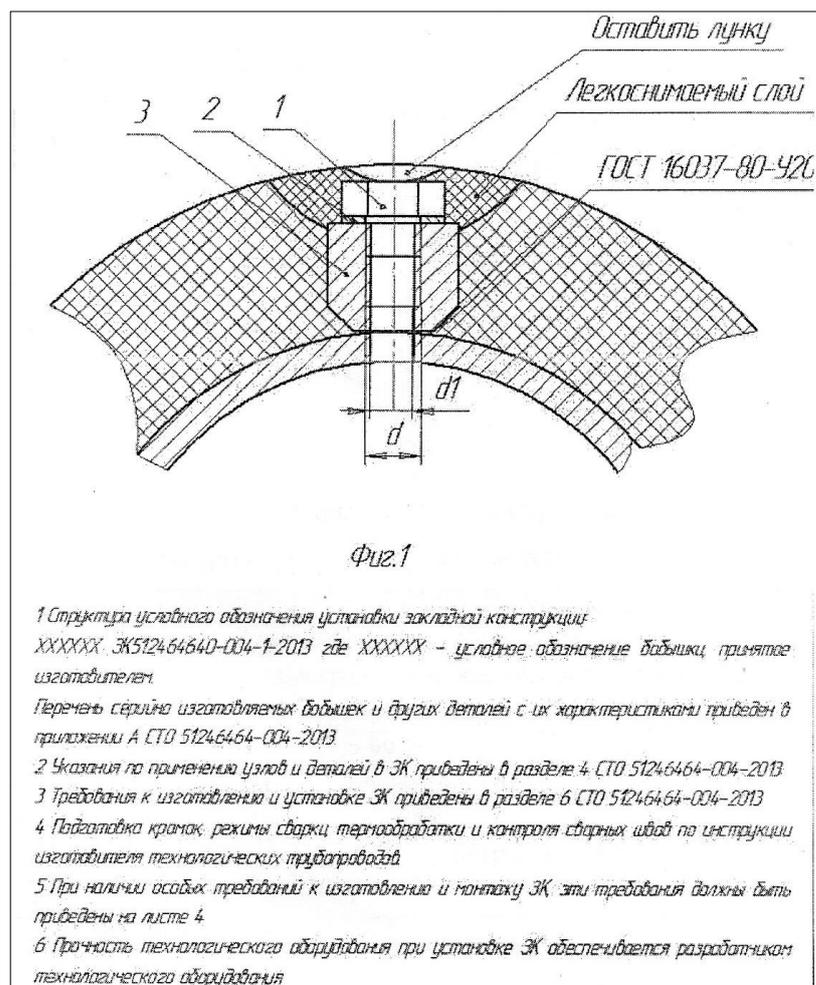


Рисунок 3.5 – Закладная конструкция для датчика температуры

3.4.3 Манометры с трубчатой пружиной WIKА 233.50

Для индикации значений давлений в трубопроводах по месту выбран следующий датчик. Основным преимуществом можно назвать долгий срок службы из за гидрозаполнения, широкий номенклатурный диапазон измеряемой величины.



Рисунок 3.6 – Манометр WIKА 233.50

Таблица № 3.6 – Основные характеристики манометра WIKA 233.50

Наименование параметра	Значение
Корпус	выполнен из CrNi-стали с прочной раздельной перегородкой и выдуваемой задней стенкой, стекло – безопасное, ламинированное
Гидрозаполнение, %	глицерин 99,7
Класс точности	HP63-1,6; HP100
Рабочая температура, °C	от -40 до +60
Диапазон измерений	0...1,6 МПа; 0...6 МПа
Исполнение	EN 837-1
Класс пылевлагозащиты	IP65

Подключения прибора к импульсной линии через штуцерное соединение производится согласно закладной конструкции ЗК514246464-015-26-2014, представленной на рисунке 3.7.

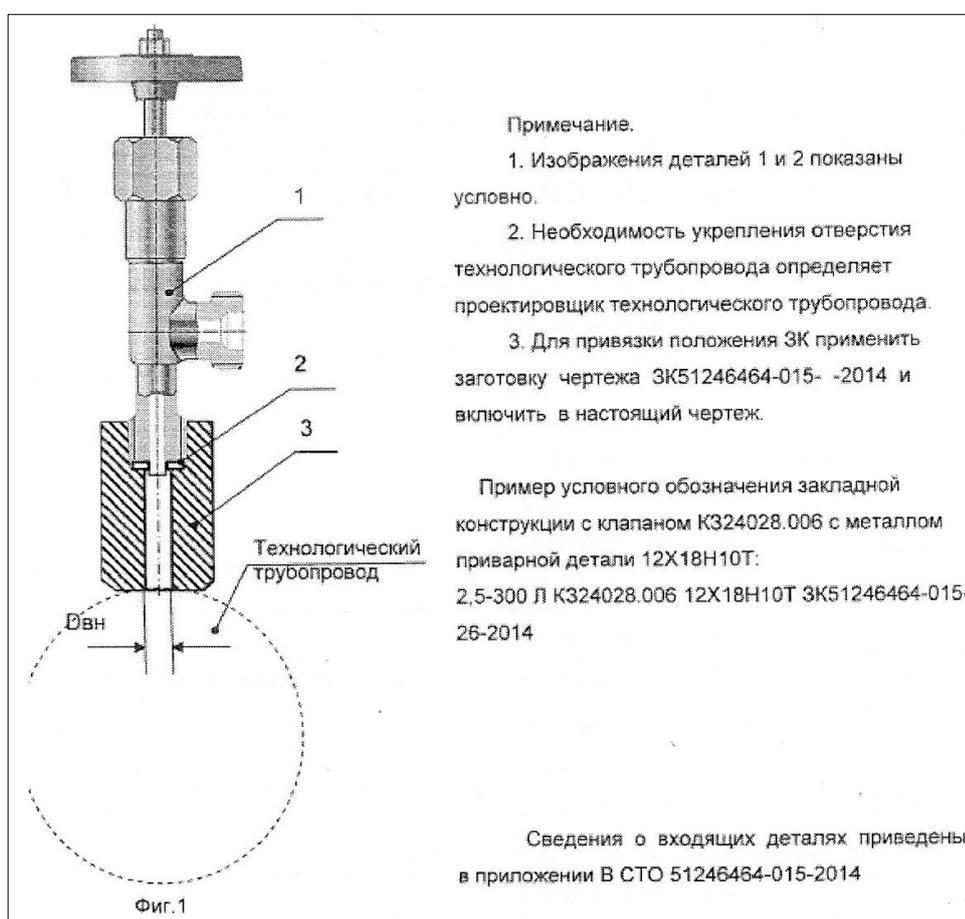


Рисунок 3.7 – Закладная конструкция для подключения датчика к импульсной линии

3.4.4 Манометр дистанционного контроля избыточного давления – датчик давления Fisher Rosemount 3051TG



Рисунок 3.8 – Преобразователь избыточного давления Fisher Rosemount 3051TG

Вторичный преобразователь для чувствительных элементов измерения давления обладает следующими характеристиками:

Таблица № 3.7 – Основные технические характеристики датчика давления Fisher Rosemount 3051TG

Наименование параметра	Значение
Измеряемая среда	жидкость, газ
Основная приведенная погрешность, %	±0,065
Нестабильность нулевого значения, %	±0,125 (за 5 лет в реальных условиях эксплуатации)
Максимальный верхний предел измерений, кПа	101...68947
Минимальный верхний предел измерений, кПа	101...20684
Температура окружающей среды, °C	-40...+85
Наличие взрывозащищенного исполнения	Exia, Exd
Степень защиты	IP66
Выходные сигналы	4-20 мА; с цифровым сигналом на базе HART, Foundation Fieldbus, Profibus протоколов

В технологический трубопровод датчик монтируется согласно закладной конструкции ЗК51246464-015-2-2014, представленный на рисунке 3.9.

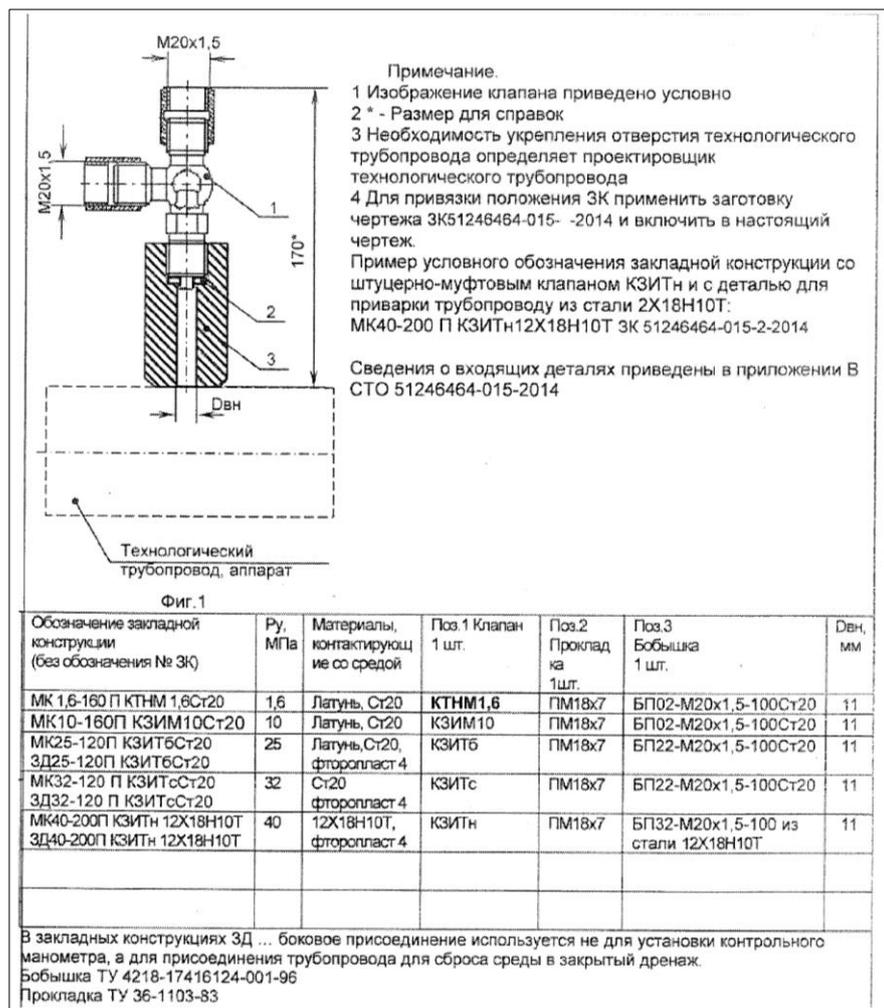


Рисунок 3.9 – Закладная конструкция для датчика

3.4.5 Манометр дистанционного контроля перепада давления Fisher Rosemount 3051CD



Рисунок 3.10 – Преобразователь перепада давления Fisher Rosemount 3051TG

Вторичный преобразователь для измерения разности давлений на фильтрах БФ обладает следующими характеристиками:

Таблица № 3.8 – Основные технические характеристики датчика перепада давления Fisher Rosemount 3051CD

Наименование параметра	Значение
Измеряемая среда	жидкость, газ или пар
Пределы допускаемой основной погрешности, %	±0,065
Нестабильность нулевого значения, %	±0,125 (за 5 лет в реальных условиях эксплуатации)
Рабочее (статическое) давление, МПа	до 41,2
Пределы измерений разности давлений, кПа	от -0,025...0,025 до -13800...13800
Температура окружающей среды, °С	-40...+85
Наличие взрывозащищенного исполнения	Exia, Exd
Степень защиты	IP66
Выходные сигналы	4-20 мА; с цифровым сигналом на базе HART, Foundation Fieldbus, Profibus протоколов

3.4.6 Оборудование автоматического отбора проб

В качестве оборудования пробоотборного устройства (ПУ) товарной нефти в БИК используются автоматические пробоотборники «Пульсар АП». Данный пробоотборник предназначен для дистанционного отбора проб нефти неагрессивных к нержавеющей стали перекачиваемых по трубопроводу под давлением, для определения качества нефти в химической аналитической лаборатории.

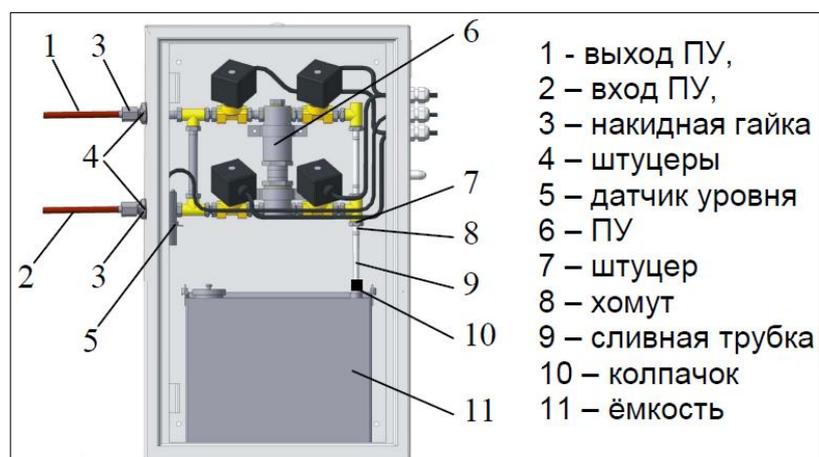


Рисунок 3.11 – Автоматический пробоотборник «Пульсар АП»

В состав пробоотборника входят:

- шкаф ПУ с установленным в нем пробоотборным устройством и ёмкостью;
- блок управления пробоотборником (БУП).

Таблица № 3.9 – Основные технические характеристики автоматического пробоотборника «Пульсар АП»

Наименование параметра	Значение
Температура нефти, °С	+5...+60
Максимальное давление нефти, МПа	2,0; 4,0 или 6,3
Минимальное давление нефти, МПа	0,05
Диапазон изменения объема точечной пробы, мл	1...15
Отклонение фактического объема от требуемого, не более, мл	±100
Минимальный период времени между отборами проб, с	15
Объем емкостей и цилиндра, мл	4000...7000

Пробоотборник обеспечивает функционирование в следующих режимах:

- «ВРЕМЯ» отбор объединенной пробы за заданное время;
- «ПАРТИЯ» отбор объединенной пробы во время прохождения заданного объема перекачиваемого продукта;
- «ПЭВМ» управление отбором проб непосредственно по дискретному сигналу от внешнего устройства (контроллера, компьютера).

Выбор режима осуществляется со встроенной клавиатуры БУП.

3.4.7 Преобразователь плотности Solartron 7835

Для непрерывных измерений плотности нефти предусмотрен преобразователь плотности Solartron 7835, обладающий высочайшей точностью и превосходной повторяемостью измерений.

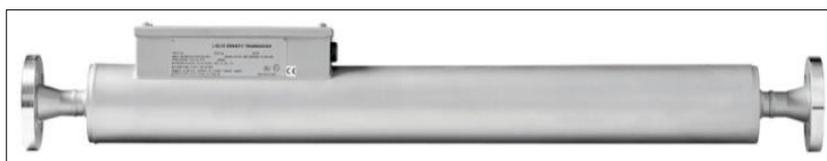


Рисунок 3.12 – Преобразователь плотности Solartron 7835

Таблица № 3.10 – Основные технические характеристики преобразователя плотности Solartron 7835

Наименование параметра	Значение
Основная погрешность преобразования плотности, кг/м ³	±0,15
Калибруемый диапазон плотности, кг/м ³	600-1250
Диапазон преобразования, кг/м ³	до 3000
Максимальное рабочее давление, МПа	15
Температурный диапазон, °С	-50...+110
Элементы контактирующие с рабочей средой	Ni-Span-C и нержавеющей сталь 316L
Безопасность	ATEX EExia ПВ/ПС Т4/6

3.4.8 Ультразвуковой расходомер-счетчик «ВЗЛЕТ МР» УРСВ-110

Для дистанционного измерения объемного расхода нефти через БИК предусматривается ультразвуковой расходомер-счетчик «ВЗЛЕТ-МР» УРСВ-110. Расходомер выполняет измерения при постоянном и реверсивном направлении потока жидкости в трубопроводе.

Таблица № 3.11 – Технические характеристики «ВЗЛЕТ МР» УРСВ-110

Наименование параметра	Значение
Диаметр условного прохода трубопровода, мм	от 10 до 4200
Скорость потока, м/с	0,1...12
Относительная погрешность измерения расхода, %	±0,9
Наибольшее давление в трубопроводе, МПа	2,5
Температура измеряемой жидкости, °С	-30...160
Температура окружающей среды для вторичного преобразователя,	-50...+110
Степень защиты	IP68
Блок искрозащиты	ExiallB

3.4.9 Влагомер нефти поточный УДВН-1пм

Влагомер УДВН-1пм предназначен для измерения содержания воды в нефти в объемных долях в автоматическом режиме. В основе способа измерения положен принцип затягивания частоты нагрузкой высокочастотного генератора. Влагомер не содержит движущихся частей и откалиброван с высокой точностью в широком диапазоне давления, скорости потока и температуры.

Таблица № 3.12 – Технические характеристики влагомера УДВН-1пм

Наименование параметра	Значение
Диаметр условного прохода трубопровода, мм	от 10 до 4200
Скорость потока, м/с	0,1...12
Относительная погрешность измерения расхода, %	±0,9
Наибольшее давление в трубопроводе, МПа	2,5
Температура измеряемой жидкости, °С	-30...160
Температура окружающей среды для вторичного преобразователя,	-50...+110
Степень защиты	IP68
Блок искрозащиты	ExiallB

3.4.10 Кориолисовый массовый расходомер Micro Motion CMF-300M



Рисунок 3.13 – Кориолисовый массовый расходомер CMF-300M

Для дистанционного измерения массового расхода нефти в измерительных линиях используются преобразователи расхода модели CMF-300M (см.рис.3.13). Расходомеры Micro Motion серии Elite отличаются непревзойденным уровнем рабочих характеристик и обеспечивает высочайшую точность при измерении расхода и плотности.

Измерение выполняется в реальном масштабе времени. Какого либо дополнительного оборудования для измерений не требуется. Кроме высокой точностью и повторяемости результатов измерений, сенсоры данных расходомеров характеризуется низкой стоимостью.

Расходомер в комплекте идет с преобразователем расхода MVD-2700, который показан на рисунке 3.14.



Рисунок 3.14 – Преобразователь расхода MVD-2700

Таблица № 3.13 – Технические характеристики расходомера CMF-300M

Наименование параметра	Значение
Диаметр условного прохода трубопровода	DN100
Максимальный расход жидкости, кг/ч	272000
Температурный диапазон, °С	-240...+204
Номинальное давление в трубках сенсора, МПа	11,9
Погрешность массового и объемного расхода, %	±0,10
Температура окружающей среды, °С	-40...+60
Степень защиты	IP66
Выходные сигналы	4-20 мА; HART; WirelessHART; Modbus; Profibus; Foundation Fieldbus; Ethernet/IP

3.4.11 Газоаналитическая система СГАЭС-ТГМ

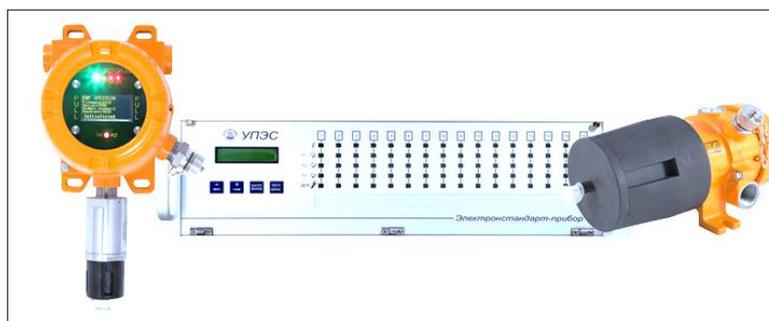


Рисунок 3.15 – Газоаналитическая система СГАЭС-ТГМ

В качестве датчика контроля загазованности предусмотрена газоаналитическая система СГАЭС-ТГМ (в комплекте с устройством пороговым УПЭС-40) обладающая следующими характеристиками:

Таблица № 3.14 – Характеристики газоанализатора СГАЭС-ТГМ

Наименование параметра	Значение
Напряжение питания	от 18 до 32 В
Потребляемая мощность	< 2 Вт дежурный режим < 4,5 Вт режим тревоги < 5,5 Вт режим подогрева оптики
Выходы	RS-485, MODBUS RTU, HART, Ethernet 4-20 мА
Тип сенсора	инфракрасный

Наименование параметра	Значение
Газы	метан, этан, пропан, пропилен, гексан, метанол, бутан, пентан, изобутан, циклопентан, пары метилового и этилового спиртов (по требованию заказчика)
Диапазон измерений	от 0 до 100% НКПР
Погрешность	±5% НКПР при 0-100% НКПР
Влажность	95%
Время отклика	T50 < 1,9 сек T60 < 10,5 T90 < 14,5 (при 100% НКПР метан)
Диапазон рабочих температур	от -60°C до +85°C
Вид взрывозащиты	Взрывонепроницаемая оболочка
Маркировка взрывозащиты	1ExdIICT4, IP66
Количество каналов по аналоговому	2-16
Количество программируемых порогов срабатывания	3
Вид сигнализации	световой, звуковой, «сухой» контакт
Прием и передача данных	RS-485, RS-232, 4-20 мА

4 Анализ проблем контроля и управления технологическим процессом измерения показателей качеств нефти

4.1 Проблема и перспектива методов измерения количественных и качественных показателей нефти

Определение параметров качества нефти имеет более чем столетнюю историю. Первые методы тестирования, разработанные в начале XX века, были достаточно простыми для того, чтобы с их помощью можно было обеспечить измерения в заводских лабораториях или в полевых условиях [1]. Зачастую эти методы включали простейшие подручные материалы, такие как, например, медная пластинка, а сама процедура тестирования не имела строго обоснованного физического или химического принципа. Кроме того, эти методы неявно предполагали проведение анализа в нормальных условиях, то есть в ограниченном диапазоне давления и температуры.

С тех пор история методов тестирования нефти прошла большой путь. Число методов и определяемых параметров качества постоянно увеличивалось, а сами методы непрерывно совершенствовались, главным образом путем вовлечения в процедуру тестирования хорошо обоснованных физических и химических принципов и связанного с этим развития приборной базы. В последние двадцатилетия методы тестирования включают в себя множество взаимодополняющих процедур, дающих возможность зафиксировать качество продукта и оптимизировать его свойства для разных групп потребителей, климатических условий и условий эксплуатации.

Постоянное ужесточение экологических и качественных требований Европейского Союза к потребляемым нефтепродуктам может привести к сокращению экспортных возможностей нефтеперерабатывающей отрасли государства. В силу этого цель обеспечения мирового уровня качества выпускаемой продукции становится для отечественных нефтеперерабатывающих заводов все более актуальной [3]. И одной из важнейших задач в достижении этой цели является управление качеством

поступающего на переработку сырья. Каждый получаемый на нефтезаводе продукт подлежит нормированию, так как выходной товарный продукт должен соответствовать государственному стандарту. Поэтому качество продукции отслеживается на всех стадиях его производства [4].

«Эффективность системы учета нефти играет немаловажную роль, так как при современных условиях и требованиях экологической безопасности предприятия нефтепереработки вынуждены непрерывно повышать экономическую эффективность производства и качество выпускаемой продукции. Возникают проблемы потерь как количественных, так и качественных измерений массы нетто нефти.

В настоящее время допустимая ГОСТ-ом погрешность измерений массы нетто нефти и нефтепродуктов составляет 0,1-0,4%. Однако при многократном учете одних и тех же партий нефти в системе трубопроводов от промысла до реализации суммарная погрешность может достигать 2-3%. По некоторым оценкам, ежегодные потери в России только из-за погрешностей измерений составляют в денежном выражении до 1,5 миллиардов долларов, а потери бюджета от таких погрешностей сопоставимы с крупными доходными статьями. Решением этой проблемы может стать модернизация на узлах учета системы измерения количества и показателей качества нефти (СИКН)» [1].

4.2 Существующие методы измерения показателей нефти

«Управление технологическими процессами в нефтяной промышленности, как правило, заключается в стабилизации характеристик выходных и промежуточных потоков нефти в регламентном режиме. К таким параметрам относятся показатели концентрационного состава нефти» [5]. «Основная сложность управления показателями качества сырья зачастую состоит в отсутствии непрерывного автоматического контроля их текущих значений. В таких случаях прибегают к косвенным измерениям на основе доступных измерению параметров» [6], если они имеют четкую зависимость

от управляемого показателя.

«Модернизация нефтепереработки России неразрывно связана с проблемой совершенствования технологического (операционного) и лабораторного контроля качества нефти для своевременного и достоверного представления данных об их качестве в процессе производства системам управления производством и технологическими процессами. В тоже время качество товарной нефти, принимаемое в узлах учета, может существенно изменяться за счет естественного воздействия внешних факторов на физико-химические свойства нефти. Проблема снижения влияния этих изменений в эксплуатационных свойствах нефти связана не только с правильной эксплуатацией технологического оборудования на предприятиях, но и с получением своевременной информации об этих изменениях за счет проведения периодического контроля качества нефти в сжатые сроки» [7].

Как упоминалось выше, технологический процесс периодический отклоняется от оптимальных рабочих параметров, и требуется его подстройка. Работа установки поддерживается не только за счет общих параметров процесса, но составом потоков сырья. Необходимо обеспечить неизменность физико-химических свойств нефти, которые определяется разными путями. «Как правило, оценка качества нефти осуществляется на основе результатов лабораторных анализов (ЛА), поточных анализаторов (ПА) и на основе виртуального анализатора (ВА)» [8, 9].

Чаще всего измерение показателей качеств нефти происходит в результате лабораторного анализа проб, отобранных в точках отбора проб в блоке измерения качеств (БИК). Данные ЛА имеют большую задержку по времени от текущего состояния технологического процесса, так как проведение многих анализов занимает достаточно большое время, что в условиях наличия гораздо более высокочастотных возмущений (всегда присутствуют некоторые колебания по давлению и температуре) в процессе не дает возможности обеспечить оперативное управление, позволяющее поддерживать значения показателей качества близкими к минимально

требуемым. Также следует отметить, что ЛА ввиду различных факторов (стоимость, квалификации персонала, сложность отбора пробы) проводятся в соответствии с определенным графиком и два соседних анализа могут быть проведены с разницей по времени более 12 часов. Данные обстоятельства влияют на оперативность и точность информации, на основе которой выполняется управление.

Частота использования ПА на сегодняшний день на нефтеперерабатывающих заводах постепенно возрастает. Это связано с тем, что ПА проводится оперативно на установке в режиме реального времени, а данные ПА сразу поступают оператору. Задержка показаний ПА варьируется в пределах 15 минут в зависимости от типа анализатора и проводимого анализа, поэтому данный способ определения качества нефти считается достаточно оперативным. Такое приборное оснащение дает возможность анализировать пробы минимального объема, а влияние человеческого фактора на точность и воспроизводимость измерения практически исключено. Основная задача лаборанта, выполняющего измерение, состоит теперь в грамотном отборе пробы и сохранении ее физико-химических свойств в процессе доставке от точки отбора до анализатора. Но следует отметить, что ПА имеют ряд недостатков:

- стоимость таких приборов весьма велика;
- сложность и высокая стоимость регулярного высококвалифицированного эксплуатационного обслуживания.

Качество выше указанных анализов, проявляющееся в таких показателях, как полнота, достоверность и оперативность, оказываются недостаточными.

4.3 Виртуальные анализаторы качества в составе СУУТП

«При современных рыночных условиях и требованиях экологической безопасности предприятия измерения нефти вынуждены непрерывно повышать экономическую эффективность производства и качество выпускаемой продукции» [10]. Практически для всех процессов измерения

показателей качества нефти и показателей экономической эффективности производства связаны разнонаправленно.

Российские нефтеперерабатывающие предприятия должны перейти на «новый уровень автоматизации», для обеспечения необходимой глубины переработки нефтепродуктов, по причине ужесточением международными требованиями к горюче-смазочным материалам, тем самым составить конкуренцию западным предприятиями, поэтому руководство многих компаний старается повысить эффективность производства и поспособствовать внедрению современных подходов в организации и ведении технологических процессов.

Мониторинг текущих производственных ситуаций – это наиболее распространенный метод управления производством. Текущее состояние процесса можно отследить по таким параметрам как температура, давление, расход и т.д., значение которых поступают от датчиков, находящихся на технологическом объекте. «Задача управления поддержания требуемых параметров нефти осложняется высокой чувствительностью к нарушению заданного режима, большим числом точек контроля и управления, наличием примесей в сырье, систематическими погрешностями в показаниях расходомеров, плотномеров, и других контрольно-измерительных средств, из-за отложения в трубопроводах твердых продуктов реакции» [11].

В связи с этим возникает необходимость в разработке новых и модернизации существующих технологий измерения качества и количества нефти на объектах СИКН для получения нефти требуемого качества. «Для обеспечения максимально возможной эффективности актуальной является задача управления качеством продукции в реальном времени с обеспечением минимального запаса по показателям качества по отношению к требуемым значениям.

Снижение вариабельности в системах измерения нефти является тенденцией в развитии мировой промышленности, с точки зрения перевода экономики государства на инновационный путь» [12]. Одно из направлений

снижения variability – совершенствование средств и систем автоматизации. Этому способствует внедрение систем усовершенствованного управления технологическим процессом (СУУТП).

«Под системами усовершенствованного управления понимается широкий класс систем от расширенного регулирования до систем многомерного управления крупными технологическими объектами. В состав последних включают наборы виртуальных анализаторов, что позволяет непосредственно управлять товарными качествами продуктов в автоматическом режиме» [13]. Данные системы в настоящее время активно внедряются в нефтеперерабатывающей, нефтехимической и химической отраслях промышленности. Системы усовершенствованного управления называют также APC-системами. APC – англоязычная аббревиатура от Advanced Process Control.

Целью создания СУУТП является повышение технико-экономической эффективности автоматизированного управления путем применения современных методов и программно-алгоритмических средств оптимизации технологического режима. Основные задачи для выполнения поставленной цели являются [14]:

- обеспечение автоматизированного управления показателями качества нефти;
- снижение числа нарушений по качеству в условиях внешних возмущений и действий операторов;
- снижение количественных потерь и/или нарушений по качеству нефти в ходе изменения производственных заданий;
- увеличение прибыли благодаря поддержанию оптимального технологического режима.

Становится понятно, что важнейшей задачей является повышения эффективности производства, то есть эксплуатации с минимальными издержками и эксплуатационными расходами [15]. Создание единого информационного пространства предприятия предоставит возможность

осуществлять мониторинг производственной ситуации и обеспечит возможность функционирования программно-алгоритмических комплексов для решения самых разнообразных задач: анализа, прогнозирования, управления и т.д. «Алгоритмы и соответствующие модели могут настраиваться в реальном времени с использованием как информации реального времени, так и ретроспективных данных. К основной группе используемой информации относятся не только данные мониторинга технологических параметров, но и данные лабораторных анализов. Программно-алгоритмические комплексы, функционирующие на основе этих моделей называют» [9] *виртуальными анализаторами*.

4.3.1 Функциональное назначение и типы виртуальных анализаторов

Задачи управления, выполняемые с помощью ВА, приводятся в соответствии с концепцией ВА как об интеллектуальном программном обеспечении. При этом в данной главе не будем ограничиваться рассмотрением только промышленных предприятий. Можно привести ряд примеров использования ВА в экономических, банковских, биомедицинских, коммерческих, социологических и других информационных системах. Для управления ТП в статье [8] перечислены перечень функций ВА. Этот список может быть расширен, так как ВА только набирает обороты.

Ниже перечислены основные функциональные возможности ВА, которые работают в режиме реального времени.

- Анализ ситуации и изучение процесса (технологического, делового и т. д.) в качестве контролируемого предприятия:
 - Обнаружение и правильный учет взаимозависимостей входных информации;
 - Анализ информационного содержания отдельных входных данных путем статистической предварительной обработки данных;
 - Онлайн определение режимов работы для различных критериев

эффективности в текущей ситуации;

- Информационная база для оперативного контроля (технологическим, бизнес-процессом и так далее):

- Прогнозирование качества продукции для выбранного режима работы (за определенный период);

- Оценка параметров потоков входных материалов и обновление требований на них;

- Формирование оптимального технологического контроля (решений) для данных критериев качества;

- Прогноз состояния оборудования для определенных технологических режимов;

- Координация взаимосвязанных производств;

- База данных по управлению запасами сырья и полуфабрикатов: определение времени пополнения и соответствующих объемов по общему критерию стоимости или условие максимальной надежности производства при ограниченных затратах - на основе спроса (потребления) соответствующего продукта и экономических показателей (расходы на создание и управление запасами и т. д.);

- База данных для управления запасами инструментов, оснастки и запасных частей к технологическому оборудованию с использованием тех же критериев;

- Диагностика технологического оборудования в нормальном режиме работы:

- Проверка контрольно-измерительных приборов;

- Мониторинг опасных случаев и диагностика состояния оборудования;

- Поддержка принятия оперативных решений и построения системы гибкого планирования процессов контроля и технического обслуживания;

- Мониторинг (путем аналитической обработки) статистической информации для предоставления онлайн-данных руководящему органу;
- Идентификация спроса и база данных для онлайн-управления маркетингом;
- Контроль стимулированием;
- Контроль коммерческим бюджетированием;
- Мониторинг производственной и экологической безопасности:
 - Анализ экологической и производственной безопасности использования технологической установки;
 - Нахождение скрытых технологических и технических угроз и своевременное уведомление о возможности их реализации;
 - Обеспечение стабильной и безопасной пользования приборов: платформа для создания профилактической системы промышленной безопасности предприятия.

Данный список основных функций ВА далеко не исчерпывающий, и он может быть расширен и дополнен.

4.3.2 Концепция виртуальных анализаторов

Согласно вышеприведенному определению, модели, лежащие в основе ВА всех типов, способны обучаться адекватному определению некоторой величины, которое может быть определено, в противном случае - только с помощью анализов, лабораторных испытаний или прямых измерений [16]. Поэтому ВА иногда называют «мягкими датчиками». Это относится в основном к промышленной сфере.

Другая отличительная особенность ВА заключается в том, что модель развития и обучения полагаются как по онлайн-статистической информации, так и по обобщенным технологическим знаниям из базы знаний предприятия, т. е. настройка модели и выполнение функциональной задачи конкретного ВА происходят в реальном времени.

Что касается вышеприведенных классических понятий, то можно

указать определение ВА как программно-алгоритмических систем, выполняющих вышеуказанные функциональные задачи, на основе подхода идентификации к моделированию и настройке моделей. Такие ВА может быть тем предсказателем для системы виртуального мониторинга [17], анализатором для дальнейшего прогнозирования или представлять собой основу контроллера АСУТП [18], онлайн-системой управления с идентификацией [19], надежная система управления с внутренними моделями [20] и т.д. Действия управления ВА могут использоваться либо как рекомендации для системы поддержки принятия решений, либо достаточно материально в замкнутом контуре управления. То есть в системах управления виртуальный анализатор выполняет интеллектуальную работу, «не прикасаясь к рычагам», формируя виртуальные модели физических функциональных элементов. В частности, это может быть виртуальная модель регулятора, основанная на «прямом подходе» [21] без прямой идентификации технологического процесса. Тем не менее, виртуальная модель регулятора построена на основе подхода идентификации. Поэтому виртуальный анализ можно рассматривать как расширение понятия идентификации.

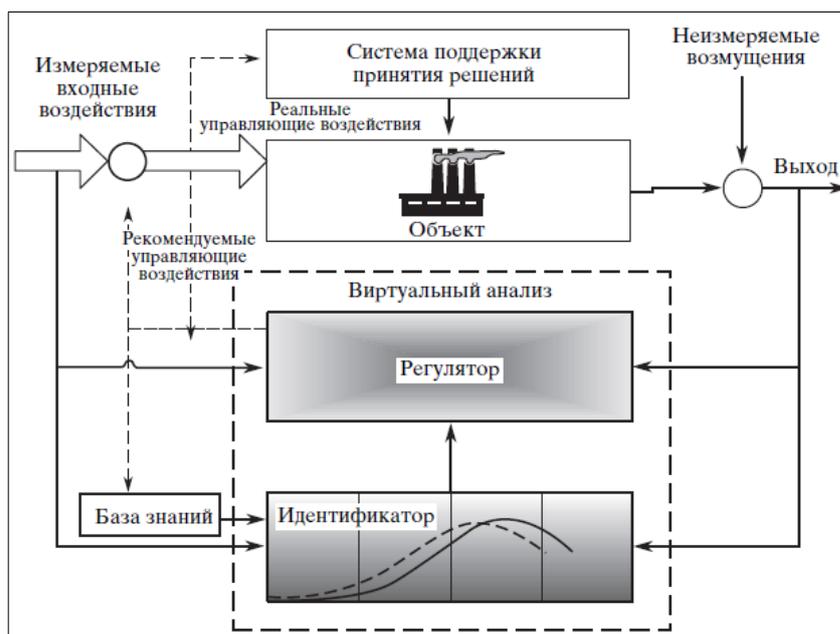


Рисунок 4.1 – ВА для системы управления с идентификатором

Пример блок-схемы ВА для системы управления с идентификатором показан на рисунке 4.1. Если контур управления замыкать, то можно получить схему регулятора с идентификатором в цепи обратной связи, то есть «виртуальность» превращается во вполне реальную и хорошо знакомую схему системы управления.

4.3.3 Методы синтеза виртуальных анализаторов

Широкий спектр традиционных и относительно продвинутых алгоритмов (нейронные сети, нечеткая логика, генетические алгоритмы) и методы анализа данных и теория управления используются для реализации оптимизационных функций современных ВА. По мнению международных и отечественных исследователей [8, 16, 22], математический аппарат ВА имеет тенденцию использовать «методы искусственного интеллекта (базы данных, анализ приоритетов, автоматизированные экспертные системы и т.д.), что порождает класс умных ВА. Особое внимание уделяется новейшим компьютерным технологиям с использованием парадигмы интеллектуального анализа данных (интеллектуального анализа данных), таких как нейронная сеть, генетические, эволюционные и другие методы исследования [8].

Приведем краткое описание и сравнительный анализ основных методов проектирования ВА.

Нечеткая логика. Применение теории вероятностей к идентификации при неопределенности разного рода приводит к определению неопределенности - независимо от ее природы - со случайностью, тогда как основной источник неопределенности лежит в нечеткости [23]. В отличие от непрерывного выполнения последовательных утверждений типа нечеткого алгоритма, нечеткое управление характеризуется параллельной обработкой многих правил. Их использование приводит к нечетким выводам в нечеткой логике.

Опыт, полученный в системах логики на основе нечеткой логики,

показывает, что время и затраты на их проектирования намного ниже, чем в случае традиционного математического аппарата, и желаемый уровень устойчивости и прозрачности модели достигается при этом [24].

Ограниченное использование нечетких систем можно объяснить следующими причинами:

- отсутствие стандартной процедуры проектирования нечеткой системы;
- невозможность анализировать нечеткие системы традиционными математическими инструментами, что сдерживает их введение в непрерывное производство;
- тот факт, что по сравнению с вероятностным подходом нечеткая логика фактически не улучшает точность вычислений.

Нейронные сети. Основные свойства искусственных нейронных сетей, такие как параллельная обработка, сверхвысокая скорость, способность к обучению, стабильность в большом шуме и неполные данные, служат основой для практического использования нейронных компьютерных технологий в различных приложениях, таких как политика (прогнозирование выборы и обоснование предвыборной деятельности), либеральные и естественные науки и т.д. [25 , 26].

В частности, сегодня эксперты рассматривают развитие «более совершенных объектов промышленного мониторинга и контроля, дополняющих классические технологии и ориентированных на создание новых предприятий с более дешевыми и короткими производственными циклами», как одно из наиболее перспективных приложений нейронных сетей [22].

Как показывает практика, обучение – это окончательный и сложный этап жизни нейронных сетей, в отличие, от написания их программных кодов. С одной стороны, «... нейронные сети - не что иное, как сети, состоящие из взаимосвязанных простых элементов, формальных нейронов. Подавляющее большинство исследований по нейронной информатике

посвящено переводу различных алгоритмов решения задачи на эти сети» [27]. На практике, однако, разработчику необходимо не только учитывать специфические свойства нейронных сетей, но и иметь большой опыт в обучении.

Обученная нейронная сеть может обрабатывать новую информацию, а также интерпретировать и/или обобщать ее. Кроме того, нейронные сети могут успешно обрабатывать шумную, искаженную или частично поврежденную информацию. Однако, стоит учитывать, что невозможность прогнозирования поведения нейронных сетей без запуска в работу на реальных промышленных предприятиях делает небезопасным ее функционирование.

Гибридные технологии. По мнению западных экспертов [22, 28], одна из существующих тенденций представлена гибридными системами, объединяющими технологии нейросети с другими методами. Например, в филиале Advanced Technology Group Comp., компании NeuralWare, к нейронным сетям дополняли метод наименьших квадратов [28]. По мнению разработчиков, гибридные технологии являются довольно эффективным средством системного моделирования и мониторинга, особенно для нелинейных процессов. При этом разработчики и потребители уверены, что существует множество подходов к изучению принципов объединения статистических методов с помощью нейронных сетей для управления в реальном времени [22, 28].

Этот союз, в частности, может быть использован в прогнозирующих системах управления на основе моделей в ВА для надежности данных и показаний датчиков. Идея заключается в использовании избыточных компонентов системы сбора данных для установления отношений между параметрами технологического процесса. Изменения в структуре отношений между этими параметрами могут указывать на скрытую проблему.

Современные методы теории управления. В каждом случае особый метод выбирается из критерия оптимальности, определяемого сущностью

применяемого приложения, а также априорной информации об объекте управления. Малый объем априорной информации является одним из самых важных требований к современным системам автоматического управления [28]. Для проектирования ВА это требование приобретает особый смысл: гарантированный, возможно, неоптимальный результат должен быть получен из данных работы в реальном времени, даже если рекомендации по управляющим действиям не будут включены в реальный цикл управления, то есть использоваться в качестве поддержки принятия решений. Здесь особенно актуальны проблемы контроля в условиях неопределенности и, в частности, проблемы управления робастной устойчивостью.

Возможность эффективного контроля в условиях неопределенности делает надежные алгоритмы чрезвычайно перспективными для проектирования виртуальных анализаторов. Однако на пути к их широкому практическому использованию помимо объективных проблем приходится преодолевать многочисленные субъективные трудности, такие как консерватизм инженерного мышления потенциальных пользователей. По разным оценкам, более 90% регуляторов представляют собой простые ПИД-регуляторы, разработанные с использованием простых инженерных методов [29].

Разработка современного ВА требует не только - и не столько - ультрасовременных методов, но и глубокого анализа имеющихся проблем на основе инженерной интуиции и адекватных алгоритмов.

4.3.4 Виртуальный анализатор для рассматриваемой системы

Условная схема взаимодействия ВА с АСУТП представлена на рисунке 4.2. ВА может либо входить в состав АСУТП, либо существовать самостоятельно, в форме некоторой интеллектуальной надстройки контура управления. По своей сути это программное обеспечение, позволяющее восстановить необходимые сведения по имеющимся данным, идентифицировать скрытую динамику протекающих процессов и

визуализировать ее на экране дисплеев дежурной смены. В свою очередь это означает, что ВА легко интегрируется в любую систему усовершенствованного управления [8]. Следовательно, он может легко интегрироваться в любую систему усовершенствованного управления, в которых имеются сетевые компьютеры, имеющие доступ к результатам мониторинга состояния ТП, к данным, формируемым поточными анализаторами и к результатам лабораторных анализов материальных потоков.

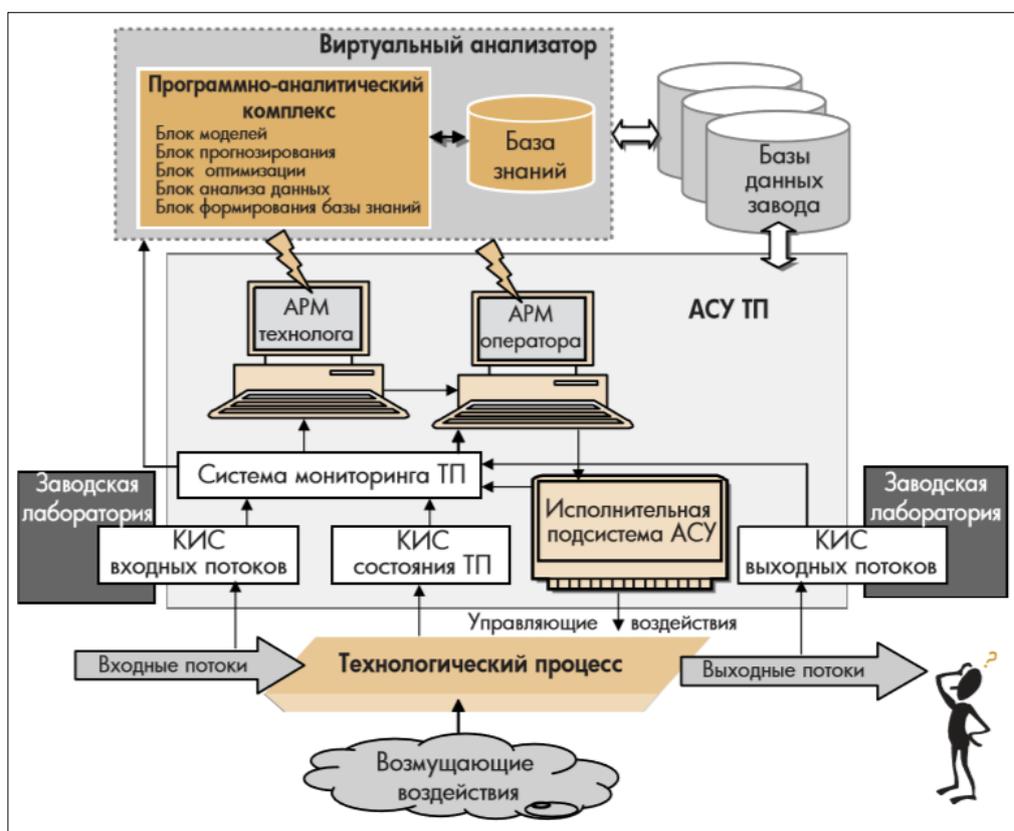


Рисунок 4.2 – Схема взаимодействия ТП, АСУТП и ВА

Построение ВА входит в состав АСУТП, поэтому программные продукты, для построения ВА, есть у большинства компаний-поставщиков таких систем [4]. В сегодняшнее время к мировым лидерам в этой области можно отнести такие компании, как: Honeywell, Aspen Technology, Owens Corning Glass, ATIS Pavilion8, Нейрослав и т.д. Для пользователей систем они предлагают технологии ВА в виде конфигурируемых систем, удобных в использовании. Эти и многие производители предоставляют технологии ВА

в виде конфигурируемых систем, относительно простых в употреблении. Большинство из них снабжены графическими пакетами для представления результатов и направления действий операторов [22].

Производственная функция виртуального анализатора сводится к [30]:

- визуализации текущего состояния нефти, отклонения указанного состояния от средних характеристик потока за выбранный интервал времени, а также от состояния на момент времени, соответствующий предшествующему лабораторному анализу;
- выявление отбраковка ошибочных (недостовверных) анализов;
- косвенный контроль за состоянием контрольно-измерительных приборов.

ВА показателей качества только начинает внедряться на узлах учета и осуществляется с использованием разработанных математических моделей, в которых используется зависимость значений показателей качества от текущих параметров режима технологических установок. Математические модели получают в результате обработки статистических данных (результатов лабораторных испытаний и данных технологических режимов) и аналитических моделей установок. Расчет показателей качества с помощью ВА может осуществляться с периодичностью от 10 секунд до 15 минут в режиме реального времени. Также при расчете показателей качества, операторам СИКН требуется знать значения качественных показателей в каждый момент времени, то есть во всем временном интервале между соседними лабораторными анализами показателей. На практике дискретный лабораторный анализ выдает операторам в момент завершения очередного анализа качественного показателя его значение, которое он имел в момент взятия пробы для анализа этого качественного показателя [31].

5 Моделирование виртуального анализатора качества

5.1 Виртуальная оценка показателя качества нефти

В проекте исследовался процесс построения модели анализатора, который может виртуально оценить качество, а именно вычисление одного из основных показателей нефти – плотности. Она имеет значение и как физическая характеристика, а в ряде случаев и как показатель для определения массы нефти.

Согласно рекомендациям [32], в качестве основной схемы измерения массы нефти применяют косвенный метод динамических измерений с использованием преобразователей объемного расхода, поточных преобразователей плотности, преобразователей температуры и давления или прямой метод динамических измерений с использованием массометров.

Массу нефти за смену ($M_{см}$, т) согласно [33] вычисляют по формуле:

$$M_{см} = V_{см} \cdot \rho_{расч} \cdot 10^{-3}, \quad (5.1)$$

где $V_{см}$ – объем нефти, измеренный СИКН за смену в рабочих условиях, или этот же объем, приведенный к стандартным условиям согласно ГОСТ Р 8.595, м³;

$\rho_{расч}$ – расчетное значение плотности нефти, которое применяют для вычисления массы нефти за смену, кг/м³.

В данной работе предлагается вычислять расчетное значение плотности с помощью виртуального анализатора качества. Модель виртуального анализатора с САР регулированием объемного расхода, разработанная в программном продукте MATLAB Simulink представлена на рисунке 5.1.

В случае, при отказе преобразователя плотности (ПП) в БИК, согласно алгоритму модели, анализатор будет рассчитывать плотность нефти [33]:

1) При равномерном режиме перекачки (откачки) нефти в течение смены расчетное значение плотности нефти ($\rho_{расч}$, кг/м³) вычисляют по формуле:

$$\rho_{\text{расч}} = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_i}{n}, \quad (5.2)$$

где ρ_i – значение плотности i -й точечной пробы в течение смены, кг/м³;

n – количество точечных проб нефти в течение смены.

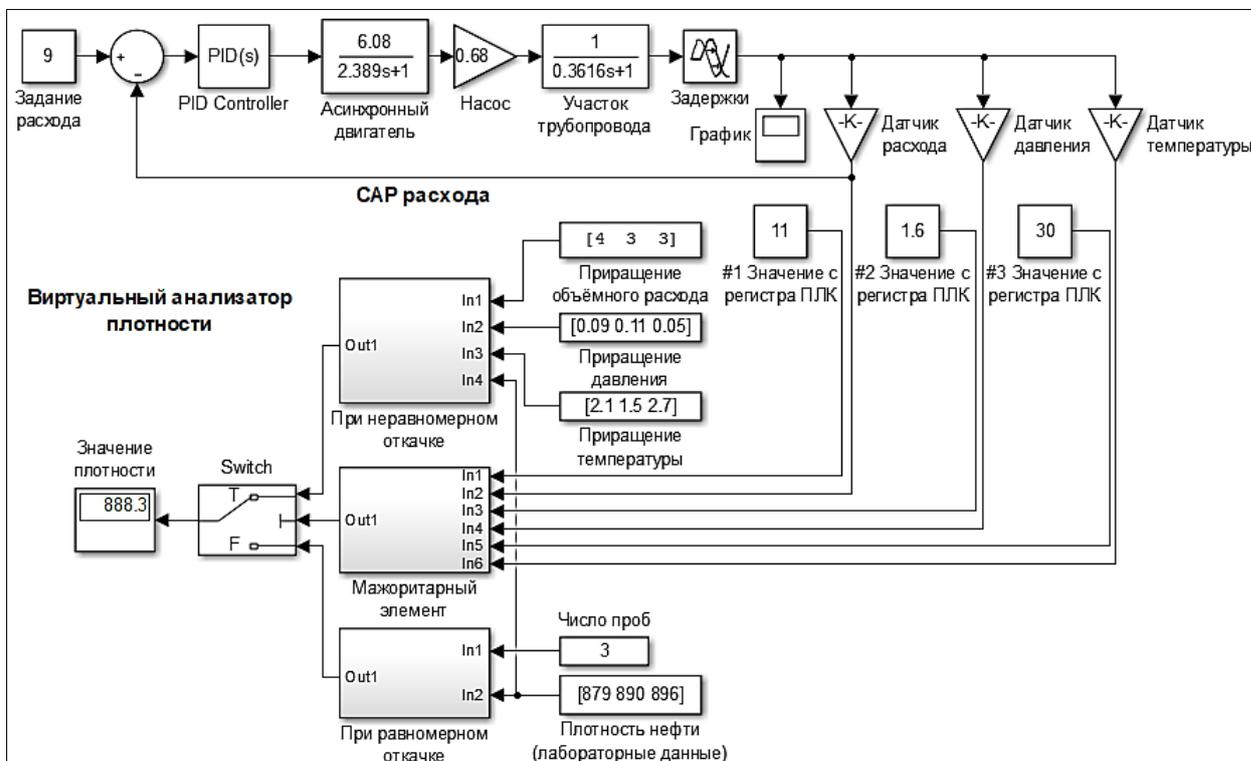


Рисунок 5.1 – Модель системы

2) При неравномерном режиме перекачки (откачки) нефти в течение смены расчетное значение плотности нефти ($\rho_{\text{расч}}$, кг/м³) вычисляют по формуле:

$$\rho_{\text{расч}} = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta V_i \cdot \Delta P_i \cdot \Delta T_i \cdot \rho_i}{\sum_{i=1}^n \Delta V_i \cdot \Delta P_i \cdot \Delta T_i}, \quad (5.3)$$

где ΔV_i , ΔP_i , ΔT_i – приращение объема, давления, температуры перекачанной (откачанной) нефти соответственно за период между двумя последовательными отборами точечных проб;

ρ_i – значение плотности i -й точечной пробы в течение смены, кг/м³.

В то же время, операторам СИКН (НПЗ) требуется знать значения (лабораторных данных) плотности (ρ_i), объемного расхода (V_i) в каждый момент времени, то есть в течение смены каждые два часа (период), должны записывать значения показателей, и ввести эти данные с клавиатуры АРМ-

оператора при расчете.

Режим откачки в течение смены считают неравномерным, если объем откачки, измеряемое преобразователем объемного расхода, за два последовательных периода отличаются на 10% и более. Для повышения достоверности и надежности для построения ВА, предлагается в контур управления добавить датчик давления и температуры, которые будут использоваться аналогично датчику объемного расхода. С использованием данных, поступаемых от этих датчиков, можно построить алгоритм мажоритарного голосования. То есть, с помощью мажоритарного элемента (МЭ) выполняющий функцию голосования можно определить режим откачки.

МЭ называют логический элемент (переключатель), работающий по принципу большинства. Принцип большинства заключается в том, что если большинства входных сигналов равно 1 или 0, то и выходной сигнал будет соответственно равен 1 и 0. Всегда имеет нечетное количество входов. Алгоритм МЭ для построения ВА представлен на рисунке 5.2.

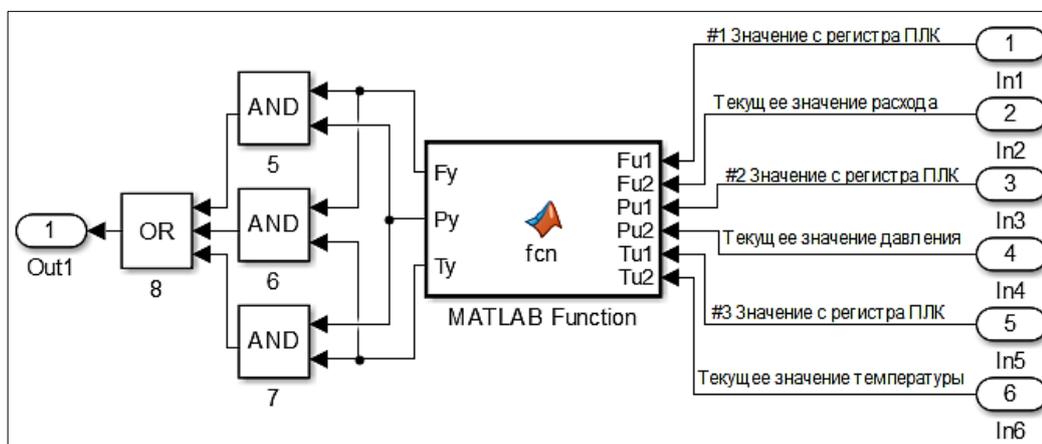


Рисунок 5.2 – Структура элемента мажоритарного голосования

МЭ состоит из логических элементов «И», «ИЛИ» и блока «MATLAB Function», который задает выражение в стиле языка программирования MATLAB. На вход блока «MATLAB Function» подается сигнал ошибки рассогласования $e(t)$, сформированной, разницей между заданным и текущим значениями датчиков. Данный блок, в свою очередь обрабатывает

поступившие сигналы ошибки следующим образом:

1) Если подаваемый на вход значение сигнала будет $\geq \pm 10\%$, то блок на выходе выдает – 1;

2) Если подаваемый на вход значение сигнала будет $< \pm 10\%$, то блок на выходе выдает – 0.

Соответственно, по полученному на выходе МЭ булевому значению (0 или 1) ВА вычисляет плотность нефти.

5.2 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

Для вычисления плотности необходимо поддерживать технологические параметры нефти, согласно требованиям предприятия. Технологическим параметром, регулируемым разработанной системой автоматического регулирования (САР), является расход нефти в блоке измерения качества. Необходимость регулирования расхода возникает при автоматизации практически любого непрерывного процесса. Поэтому САР расхода, предназначенная для стабилизации возмущений по материальным потокам, является неотъемлемой частью АСУ ТП СИКН. На линии БИК расход нефти принят $9 \text{ м}^3/\text{час}$. Структурная схема САР приведена на рисунке 5.3.

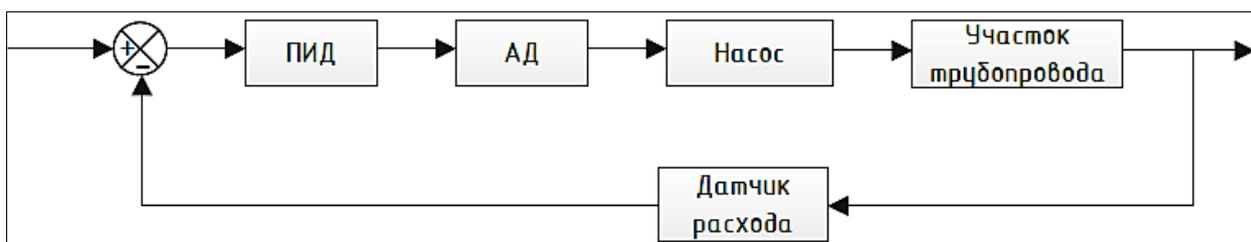


Рисунок 5.3 – Структурная схема САР расхода нефти

Схема САР включает в себе следующие элементы: ПИД-регулятор, асинхронный двигатель (АД), центробежный насос, датчик расхода и участок трубопровода, который является объектом управления.

Для формирования модели САР в Simulink (Matlab) необходимо определить передаточные функции звеньев.

Объектом управления является участок трубопровода между точкой измерения расхода и регулирующим органом. Длина этого участка составляет примерно 10 метров.

Динамика объекта управления $W(s)$, приближенно описывается апериодическим звеном первого порядка с задержкой. Время задержки составляет несколько секунд для жидкости. Передаточная функция объекта управления (часть трубопровода) будет иметь вид:

$$W_{0y}(s) = \frac{Q_k(s)}{Q(s)} = \frac{1}{T \cdot s + 1} \cdot e^{-\tau_0 \cdot s}, \quad (5.4)$$

$$T = \frac{2Lfc^2}{Q}, \quad (5.5)$$

$$\tau_0 = \frac{Lf}{Q}, \quad (5.6)$$

$$c = \frac{Q}{f} \cdot \sqrt{\frac{\gamma}{2\Delta p g}}, \quad (5.7)$$

$$f = \frac{\pi d^2}{4}, \quad (5.8)$$

где $Q_k(s)$ - объемный расход жидкости после клапана;

$Q(s)$ - измеряемый объемный расход жидкости;

γ – удельный вес жидкости;

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

f – площадь сечения трубы;

Δp – перепад давления на трубопроводе;

τ_0 – запаздывание;

T – постоянная времени;

d – диаметр трубы.

Объект управления имеет характеристики, приведенные в таблице №5.1.

Таблица №5.1 – Характеристики объекта управления

Наименование	Количество
Удельный вес нефти, кг/с	800
Объемный расход жидкости, м ³ /с	0,03475
Длина участка трубопровода, м	10
Диаметр трубы, мм	100
Перепад давления на трубопроводе, кгс/м ²	9993,158
Плотность нефти, кг/м ³	890

Теперь произведем расчет передаточной функции в соответствии с характеристиками ОУ:

$$f = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = 0,00785 \text{ м}^2,$$

$$c = \frac{Q}{f} \cdot \sqrt{\frac{\gamma}{2\Delta p g}} = \frac{0,03475}{0,00785} \cdot \sqrt{\frac{800}{2 \cdot 9993,158 \cdot 9,8}} = 0,2829,$$

$$T = \frac{2Lfc^2}{Q} = \frac{2 \cdot 10 \cdot 0,00785 \cdot 0,2829^2}{0,03475} = 0,3616 \text{ с},$$

$$\tau_0 = \frac{Lf}{Q} = \frac{10 \cdot 0,00785}{0,03475} = 2,259 \text{ с},$$

$$W_{Oy}(s) = \frac{1}{0,3616s + 1} e^{-2,259s}.$$

Передаточная функция асинхронного двигателя описывается следующим образом:

$$W_{AD}(s) = \frac{K_{дв}}{T_{дв}s + 1}, \quad (5.9)$$

$$T_{дв} = \frac{\omega_H \cdot J}{M_K}, \quad (5.10)$$

$$K_{дв} = \frac{\omega_H}{f_{max}}, \quad (5.11)$$

где $T_{дв}$ – электромеханическая постоянная времени;

$K_{дв}$ – коэффициент передачи двигателя;

M_K – критический момент, составляет 70 Н·м [34];

ω_H – номинальная скорость вращения, определяется по паспорту двигателя [35], 304рад/с;

J – приведенный к валу двигателя момент инерции, составляет 0,55 кг·м²;

f_{max} – частота вращения, 50 Гц.

Рассчитаем передаточную функцию асинхронного двигателя:

$$K_{дв} = \frac{304}{50} = 6,08 \frac{\text{рад}}{\text{с} \cdot \text{Гц}},$$
$$T_{дв} = \frac{304 \cdot 0,55}{70} = 2,389 \text{ с},$$
$$W_{АД}(s) = \frac{6,08}{2,389s + 1}.$$

Центробежные насосы относятся к числу механизмов с продолжительным режимом работы и постоянной нагрузкой. Так как в технической документации к насосу не указана постоянная времени, то насос можно представить в виде усилительного звена с передаточной функцией:

$$W_H(s) = k_{ус}, \quad (5.12)$$

где $k_{ус}$ – коэффициент усиления.

Входным сигналом на насос является напряжение. Выходным сигналом является максимальный расход насоса. По технической документации насоса определяем напряжение равно 220В, максимальный расход – 150л/мин [36].

$$k_{ус} = \frac{150}{220} = 0,68.$$

Тогда передаточная функция насоса будет иметь вид:

$$W_H(s) = 0,68.$$

Передаточная функция ПИД-регулятора имеет вид:

$$W_{ПИД}(s) = K_p + \frac{K_i}{s} + K_d s. \quad (5.13)$$

Модель алгоритма автоматического регулирования расходом нефти в СИКН, которая спроектирована в среде Simulink, представлена на рисунке 5.4.

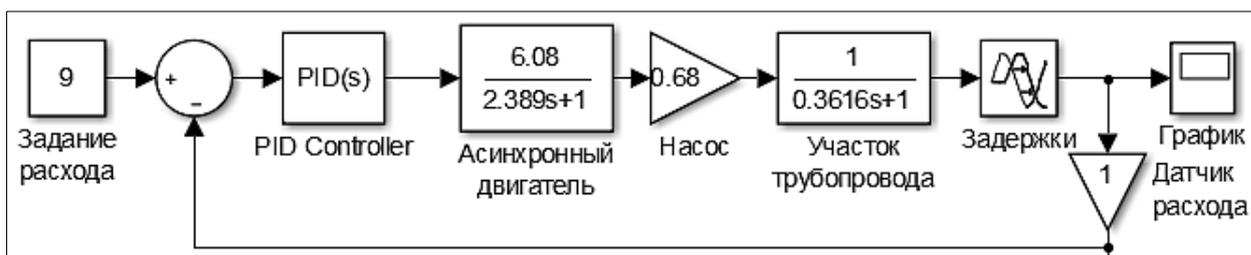


Рисунок 5.4 – Модель САР регулирования в Simulink

Модель регулирования включает в себя выше описанные звенья. Оператор задает желаемое значение расхода. ПЛК преобразует информацию, понятную оператору, в токовый сигнал из диапазона 4-20 мА. Преобразованный сигнал поступает на сумматор. С сумматора выходит разница между значением задатчика и текущим значением уровня расхода, снимаемого датчиком уровня. Этот сигнал поступает на ПИД-регулятор, который в зависимости от ее значения формирует управляющее воздействие, которое подается на ЭП с частотным регулированием, который в свою очередь управляет насосом. Значение угла перемещения задвижки определяет величину расхода нефти, проходящей через трубопроводы измерительные линии СИКН.

Коэффициенты ПИД-регулятора были вычислены с помощью средств программы MATLAB. Коэффициенты были скорректированы вручную. В итоге получены следующие коэффициенты:

$$K_p = 0,060441;$$

$$K_I = 0,029221;$$

$$K_D = 0,003454.$$

Переходная характеристика, полученная в результате эксперимента, представлена на рисунке 5.5.

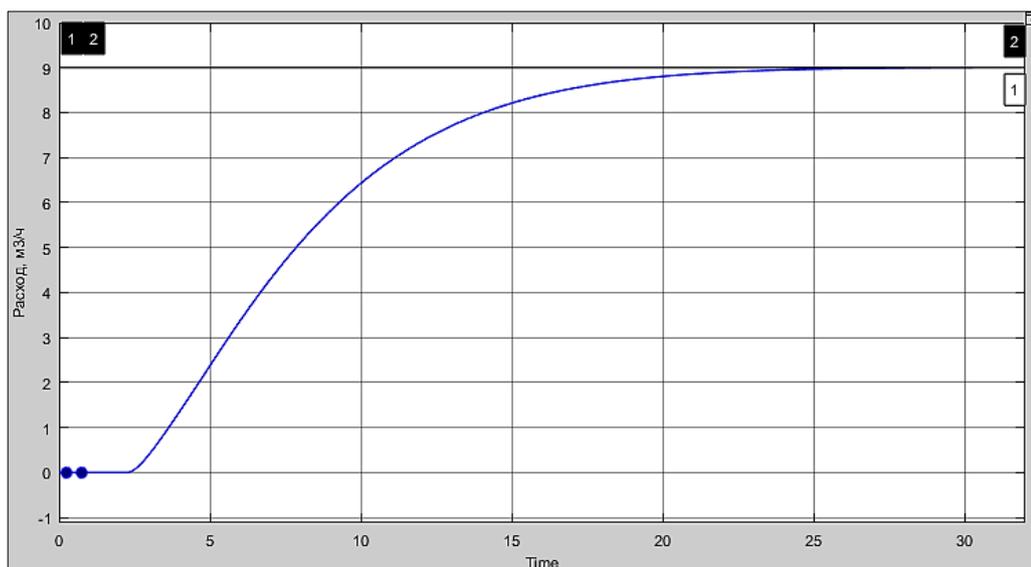


Рисунок 5.5 – Переходная характеристика

Прямые показатели качества переходного процесса: время переходного процесса и перерегулирование составляют 20,3 сек и 0 % соответственно, что было достаточно для обеспечения необходимой точности измерения плотности нефти с использованием ВА.

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данной работе будут описаны результаты проектирования «Автоматизированного управления системы измерения количества и показателей качества нефти».

Целью данного раздела является проектирование и создание конкурентоспособных разработок и технологий, отвечающих предъявляемым требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнять следующие задачи:

- разработка общей экономической идеи проекта, формирование концепции проекта;
- организация работ по научно-исследовательскому проекту;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований;
- планирование научно-исследовательских работ;
- оценки коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

Основное назначение СИКН – это проведение автоматического учета нефти, а именно определение количества и физико-химических параметров (качества) перекачиваемой товарной нефти.

Проектируемая система позволяет измерять и рассчитывать основные показатели качества нефти с помощью разработанной модели.

6.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследования являются коммерческие организации в нефтегазовой отрасли, в частности предприятия, занимающиеся переработкой нефти.

В таблице 6.1 приведены основные сегменты рынка по следующим критериям: отрасль заказчика, используемые методы определения качества сырья. Буквами обозначены компании: «А» - ТОО «Тенгизшевройл», «Б» - АО «Казмунайгаз», «В» - АО «PetroKazakhstan».

Таблица 6.1 – Карта сегментирования рынка по отраслям промышленности

		Методы определения качества		
		Лабораторный анализ	Поточные анализаторы	Виртуальные анализаторы
Отрасль компании	Нефтегазовая отрасль	А, Б, В	А, В	Б
	Химическая промышленность	А, Б, В	А, Б	

Согласно карте сегментирования можно сказать, что в нефтегазовых и химических отраслях Казахстана практический не используются виртуальные анализаторы качества.

6.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Данный анализ проводится с помощью оценочной карты для сравнения конкурентных технических решений. Сравнение проводится между разрабатываемой системой и системами сторонних компаний.

Оценочная карта анализа представлена в таблице 6.2. Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1. Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot b_i, \quad (6.1)$$

где K - конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i - вес показателя (в долях единицы);

B_i - балл i -го показателя.

Для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения были выделены следующие критерии:

1. Технические критерии:

– Повышение производительности труда – критерий, характеризующей эффективность системы при выполнении основной задачи;

– Безопасность – критерий, характеризующий вероятность возникновения чрезвычайной ситуации во время эксплуатации системы;

– Надежность – критерий, характеризующий свойство системы, сохранять работоспособность в течение времени;

– Увеличение объема производства – критерий, характеризующий влияние системы на количество выпускаемой продукции;

– Функциональная мощность – критерий, характеризующий количество и сложность задач, выполняемых системой;

– Простота эксплуатации – критерий, характеризующий уровень использования разрабатываемой системы;

– Качество интеллектуального интерфейса – критерий, характеризующий взаимодействия ресурсов информационного комплекса и пользователя посредством разрабатываемой программно-алгоритмической моделью.

2. Экономические критерии:

– Цена – критерий, характеризующий стоимость внедрения системы;

– Снижение эксплуатационных затрат – критерий, характеризующий уменьшение эксплуатационных расходов предприятия за счет внедрения системы;

– Предполагаемый срок эксплуатации – критерий, характеризующий срок службы системы.

Таблица 6.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение производительности труда	0,1	4	4	3	0,4	0,4	0,3
Безопасность	0,15	4	4	5	0,6	0,6	0,75
Надежность	0,15	5	3	3	0,75	0,45	0,45
Увеличение объема производства	0,12	4	3	4	0,48	0,36	0,48
Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,06	4	4	4	0,24	0,24	0,24
Простота эксплуатации	0,06	3	4	5	0,18	0,24	0,3
Качество интеллектуального интерфейса	0,1	5	4	5	0,5	0,4	0,5
Экономические критерии оценки эффективности							
Цена	0,06	3	5	4	0,18	0,3	0,24
Снижение эксплуатационных затрат	0,08	5	4	4	0,4	0,32	0,32
Предполагаемый срок эксплуатации	0,12	5	4	4	0,6	0,48	0,48
Итого	1				4,33	3,79	4,06

На основании представленного выше анализа можно сделать вывод, что разрабатываемая автоматизированная система управления объектом СИКН является наиболее эффективной. Преимущества разработки выражаются в более высоком контроле за состоянием измерительных средств, качественном определении параметров нефти и высокой безопасностью. Эти преимущества достигнуты за счет внедрения систем усовершенствованного управления с виртуальным анализатором качества.

6.2 Планирование управления научно-техническим проектом

6.2.1 Иерархическая структура работ проекта

Иерархическая структура работ (ИСР) – детализация укрупненной структуры работ, представлена на рис. 6.1. В процессе создания ИСР структурируется и определяется содержание всего проекта.

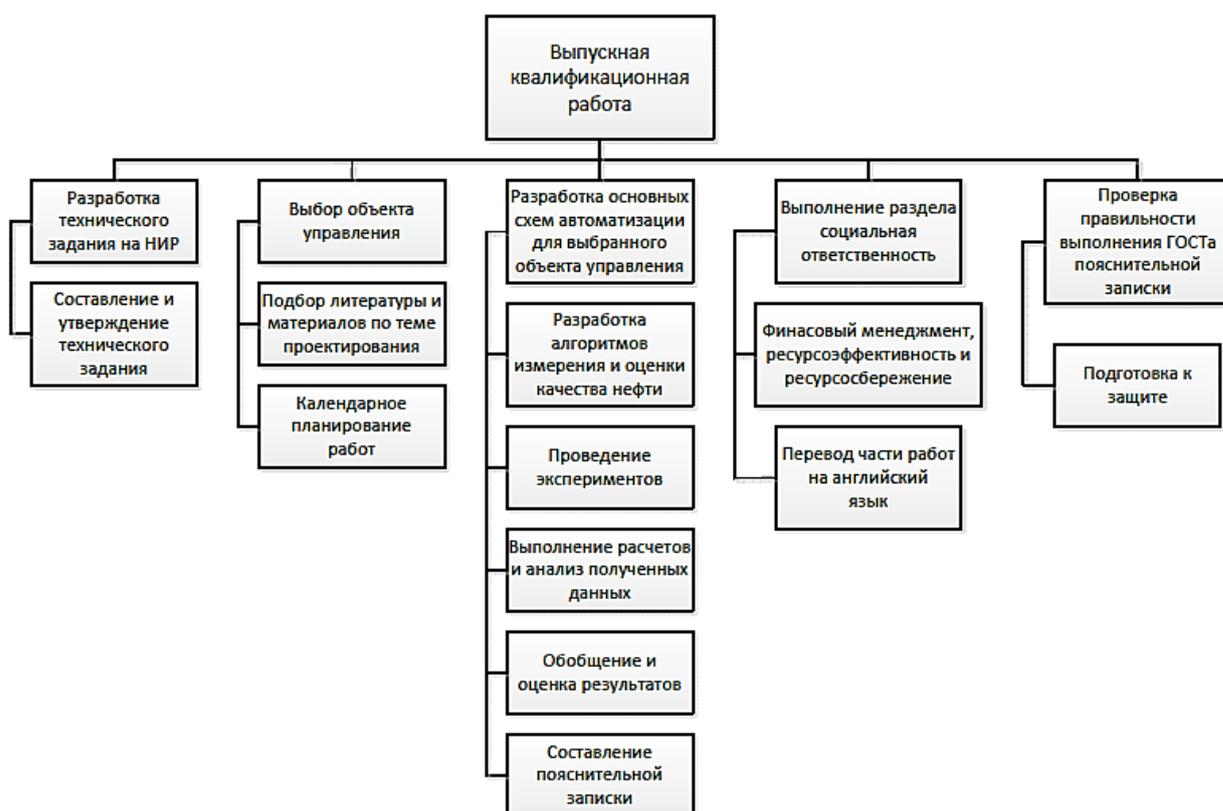


Рисунок 6.1 – Иерархическая структура работ

6.2.2 Контрольные события проекта

Ключевые события исследовательского проекта, их даты и результаты приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Контрольные события проекта

№	Контрольное событие	Результат (подтверждающий документ)
1	Разработка технического задания на НИР	Приказ
2	Составление и утверждение технического задания	Задание на выполнение исследования
3	Выбор объекта управления	
4	Подбор литературы и материалов по теме проектирования	Отчёт
5	Календарное планирование работ	План работ
6	Разработка основных схем автоматизации для выбранного объекта управления	Отчёт
7	Разработка алгоритмов измерения и оценки качества нефти	Отчёт
8	Проведение экспериментов	Отчёт
9	Выполнение расчётов и анализ полученных данных	Отчёт
10	Выполнение раздела социальная ответственность	Отчёт
11	Финансовый менеджмент, ресурсоэффектив. и ресурсосбережение	Отчёт

№	Контрольное событие	Результат (подтверждающий документ)
12	Перевод части работы на английский язык	Отчёт
13	Обобщение и оценка результатов	Отчёт
14	Составление пояснительной записки	Пояснительная записка
15	Проверка правильности выполнения ГОСТа пояснительной записки	
16	Подготовка к защите	

6.2.3 План проекта

Для выполнения проектирования формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и инженер. На каждый вид запланированных работ установлена соответствующая должность исполнителей.

Составлен перечень этапов и работ в рамках проведения проектирования и произведено распределение исполнителей по видам работ. Линейный график представлен в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Календарный план проекта

Код работы	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата оконч. работ	Состав участников
1	Разработка технического задания на НИР	2	1.02.18	3.02.18	Руководитель
2	Составление и утверждение технического задания	1	3.02.18	4.02.18	Руководитель
3	Выбор объекта управления	3	4.02.18	7.02.18	Руководитель, инженер
4	Подбор литературы и материалов по теме проектирования	5	7.02.18	12.02.18	Инженер
5	Календарное планирование работ	1	12.02.18	13.02.18	Руководитель, инженер
6	Разработка основных схем автоматизации для выбранного объекта управления	35	13.02.18	21.03.18	Инженер
7	Разработка алгоритмов измерения и оценки качества нефти	10	22.03.18	01.04.18	Инженер
8	Проведение экспериментов	10	02.04.18	12.04.18	Инженер

Код работы	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата оконч. работ	Состав участников
9	Выполнение расчётов и анализ полученных данных	17	14.04.18	01.05.18	Инженер
10	Выполнение раздела социальная ответственность	7	02.05.18	09.05.18	Консультант, инженер
11	Финансовый менеджмент, ресурсоэффектив. и ресурсосбережение	7	11.05.18	18.05.18	Консультант, инженер
12	Перевод части работы на английский язык	4	18.05.18	22.05.18	Консультант, инженер
13	Обобщение и оценка результатов	1	21.05.18	22.05.18	Руководитель, инженер
14	Составление пояснительной записки	51	02.04.18	23.05.18	Инженер
15	Проверка правильности выполнения ГОСТа пояснительной записки	2	23.05.18	25.05.18	Руководитель, инженер
16	Подготовка к защите	16	20.05.18	05.06.18	Инженер

В рамках планирования проекта построен календарный план-график с помощью диаграммы Ганта (см.табл. 6.5). В данном случае работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ.

Таблица 6.5– Календарный план-график проведения научного исследования

№ работ	Вид работ	Т _к , кал. д.	Продолжительность выполнения работ														
			Февраль			Март			Апрель			Май			Июнь		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Разработка технического задания на НИР	2	█														
2	Составление и утверждение технического задания	1	█														
3	Выбор объекта управления	3	█	█	█												
4	Подбор литературы и материалов по теме проектирования	5	█	█	█	█	█										
5	Календарное планирование работ	1	█														
6	Разработка основных схем	35															

№ работ	Вид работ	Т _к , кал. д.	Продолжительность выполнения работ														
			Февраль			Март			Апрель			Май			Июнь		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
	автоматизации для выбранного объекта управления																
7	Разработка алгоритмов измерения и оценки качества нефти	10															
8	Проведение экспериментов	10															
9	Выполнение расчётов и анализ полученных данных	17															
10	Выполнение раздела социальная ответственность	7															
11	Финансовый менеджмент, ресурсоэффектив. и ресурсосбережение	7															
12	Перевод части работы на английский язык	4															
13	Обобщение и оценка результатов	1															
14	Составление пояснительной записки	51															
15	Проверка правильности выполнения ГОСТа пояснительной записки	2															
16	Подготовка к защите	16															

 – Руководитель  – Инженер

6.3 Бюджет научного исследования

При планировании бюджета исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. Затраты на проектирование группируются в соответствии с их экономическим содержанием по следующим элементам:

- материальные затраты;
- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;

- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

6.3.1 Расчет материальных затрат

Данный элемент включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта, включая расходы на их приобретение и, при необходимости – доставку. Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх}i}, \quad (6.2)$$

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

$N_{\text{расх}i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Величина коэффициента (k_T), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, принимается в пределах 15-25 % от стоимости материалов. Материалы, необходимые для разработки АСУ, представлены в табл. 6.6.

Затраты на электроэнергию рассчитываются по формуле:

$$C = C_{\text{эл}} \cdot P \cdot F_{\text{об}}, \quad (6.3)$$

где $C_{\text{эл}}$ – тариф на промышленную электроэнергию (5,8 руб. за 1 кВт·ч);

P – мощность оборудования, кВт;

$F_{\text{об}}$ – время использования оборудования, ч.

По формуле (6.3) рассчитываем значение электроэнергии:

$$C = 5,8 \cdot 0,5 \cdot 1200 = 3480 \text{ руб.}$$

Таблица 6.6 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (См), руб.
Персональный компьютер	шт	1	45000	45000
Электроэнергия	кВт·ч	884	5,8	3480
USB Flash Drive 8 Gb	шт	1	780	780
Шариковая ручка Pilot	шт	1	28	28
Стержень к ручке Pilot	шт	2	15	30
Карандаш	шт	1	12	12
Бумага белая формата А4	пачка	2	205	410
Бумага формата А3	шт	10	3	30
Бумага формата А2	шт	2	5	10
Итого				49780

Подставив полученные данные в (6.2), определяем сумму для материальных затрат:

$$Z_M = (1 + 0,15) \cdot 49780 = 57247 \text{ руб.}$$

6.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (6.4)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (6.5)$$

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

$T_{раб}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб.дн;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = (Z_M \cdot M) / F_d, \quad (6.6)$$

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. (таблица 6.7).

Таблица 6.7 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:		
– выходные дни;	52	104
– праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени:		
– отпуск;	48	24
– невыходы по болезни	–	–
Действительный годовой фонд рабочего времени	251	223

Оклад инженера 3 категории, равен 9489 руб/месяц. Районный коэффициент по Томску равен 1,3. Месячный должностной оклад инженера составляет:

$$З_m = 9489 \cdot 1,3 = 12335,7 \text{ руб.}$$

Среднедневная заработная плата инженера составляет:

$$З_{\text{дн}} = \frac{12335,7 \cdot 11,2}{223} = 619,55 \text{ руб/день.}$$

С учетом того, что продолжительность работ инженера составляет 169 дней, основной заработок инженера составляет:

$$З_{\text{осн}} = 619,55 \cdot 169 = 104703,95 \text{ руб.}$$

Основная заработная плата научного руководителя рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда. Отраслевая система оплаты труда в ТПУ предполагает следующий состав заработной платы:

– оклад – определяется предприятием. В ТПУ оклады распределены в соответствии с занимаемыми должностями, например, ассистент, ст. преподаватель, доцент, профессор.

– стимулирующие выплаты – устанавливаются руководителем подразделений за эффективный труд, выполнение дополнительных обязанностей и т.д.

– иные выплаты: районный коэффициент.

Руководителем данной научно-исследовательской работы является сотрудник с должностью доцент. Оклад доцента составляет 33664 рубля. Районный коэффициент по Томску равен 1,3.

Месячный должностной оклад научного руководителя составляет:

$$Z_{\text{осн}} = 33664 \cdot 1,3 = 53763,2 \text{ руб/месяц.}$$

Среднедневная заработная плата научного руководителя:

$$Z_{\text{осн}} = (53763,2 \cdot 10,4) / 251 = 2227,6 \text{ руб/день.}$$

С учетом того, что продолжительность работ научного руководителя составляет 10 дней, основной заработок научного руководителя составляет:

$$Z_{\text{осн}} = 2227,6 \cdot 10 = 22276 \text{ руб.}$$

6.3.3 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.

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{\text{доп}} = (1 + k_{\text{доп}}) \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (6.7)$$

где $k_{\text{доп}}$ - коэффициент дополнительной заработной платы;

Примем коэффициент дополнительной заработной платы равным 0,15 для научного руководителя и 0,1 для студента. Результаты расчёта основной и дополнительной заработной платы исполнителей научного исследования представлены в таблице 6.8.

Таблица 6.8 – Затраты по дополнительной заработной плате

Заработная плата, руб.	Руководитель	Инженер
Основная зарплата	22276	104703,95
Дополнительная зарплата	3341,4	10470,395
Зарплата исполнителя	25617,4	115174,345
Итого по статье $C_{зп}$	140792	

6.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды

Размер отчислений во внебюджетные фонды составляет 27,1 % от суммы затрат на оплату труда работников, непосредственно занятых выполнением исследовательской работы.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (6.8)$$

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

Величина отчислений во внебюджетные фонды составляет:

$$C_{\text{внеб}} = 0,271 \cdot 140792 = 38154,63 \text{ руб.}$$

6.3.5 Накладные расходы

В эту статью включаются затраты на управление и хозяйственное обслуживание, которые могут быть отнесены непосредственно на конкретную тему. Кроме того, сюда относятся расходы по содержанию, эксплуатации и ремонту оборудования, производственного инструмента и инвентаря, зданий, сооружений и др.

Расчет накладных расходов ведется по следующей формуле:

$$C_{\text{накл}} = k_{\text{накл}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + C_{\text{внеб}}), \quad (6.9)$$

где $k_{\text{накл}}$ – коэффициент накладных расходов.

Накладные расходы в ТПУ составляют 25-35 % от суммы основной и дополнительной заработной платы работников, участвующих в выполнении темы.

Примем $k_{\text{накл}} = 30\%$.

Накладные расходы составляют:

$$C_{\text{накл}} = 0,3 \cdot (140792 + 38154,63) = 53683,98 \text{ руб.}$$

6.3.6 Формирование бюджета затрат исследовательского проекта

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

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 6.9.

Таблица 6.9 – Расчёт бюджета затрат исследовательского проекта

Наименование статьи	Сумма, руб
1. Материальные затраты исследования	57247
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	126980
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	13812
4. Отчисления во внебюджетные фонды	38154,63
5. Накладные расходы	53683,98
Бюджет затрат исследования	289877,61

6.4 Организационная структура проекта

Организационная структура проекта представляет собой временное структурное образование, создаваемое для достижения поставленных целей и задач проекта и включающее в себя всех участников процесса выполнения работ на каждом этапе.

Данной исследовательской работе соответствует функциональная структура организации. То есть организация рабочего процесса выстроена иерархически: у каждого участника проекта есть непосредственный руководитель, сотрудники разделены по областям специализации, каждой группой руководит компетентный специалист (функциональный руководитель).

Организационная структура научного проекта представлена на рисунке 6.2.

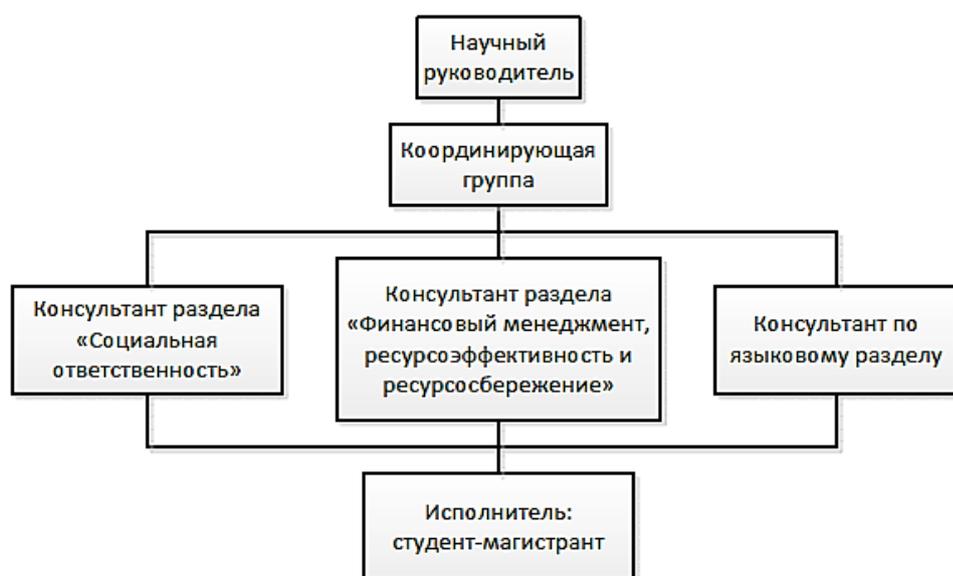


Рисунок 6.2 – Организационная структура научного проекта

6.5 Матрица ответственности

Степень ответственности каждого члена команды за принятые полномочия регламентируется матрицей ответственности. Матрица ответственности данного проекта представлена в таблице 6.10.

Таблица 6.10 – Матрица ответственности

Этапы проекта	Научный руководитель	Консультант раздела «Соответственность»	Консультант раздела «Финансовый менеджмент»	Консультант по языковому разделу	Студент
Разработка технического задания на НИР	О				
Составление и утверждение технического задания	О				
Выбор объекта управления	О				И
Подбор литературы и материалов по теме проектирования					И
Календарное планирование работ	С				И
Разработка основных схем автоматизации для выбранного объекта управления					И
Разработка алгоритмов измерения и оценки качества нефти					И
Проведение экспериментов					И

Выполнение расчётов и анализ полученных данных					И
Выполнение раздела социальная ответственность		С			И
Финансовый менеджмент, ресурсоэффектив. и ресурсосбережение			С		И
Перевод части работы на английский язык				С	И
Обобщение и оценка результатов					И
Составление пояснительной записки	О				И
Проверка правильности выполнения ГОСТа пояснительной записки	С				И
Подготовка к защите	О				И

Степень участия в проекте характеризуется следующим образом:

- ответственный (О)– лицо, отвечающее за реализацию этапа проекта и контролирующее его ход;
- исполнитель (И) – лицо (лица), выполняющие работы в рамках этапа проекта. Утверждающее лицо (У) – лицо, осуществляющее утверждение результатов этапа проекта (если этап предусматривает утверждение);
- согласующее лицо (С) – лицо, осуществляющее анализ результатов проекта и участвующее в принятии решения о соответствии результатов этапа требованиям.

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

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования (см. табл. 6.11). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}, \quad (6.10)$$

где I_{Φ}^p – интегральный финансовый показатель разработки;

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

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).

Так как разработка имеет одно исполнение, то:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_p}{\Phi_{max}} = \frac{289877,61}{320500} = 0,9.$$

Для аналогов соответственно:

$$I_{\Phi}^{a1} = \frac{\Phi_{a1}}{\Phi_{max}} = \frac{305450}{320500} = 0,953 ; I_{\Phi}^{a2} = \frac{\Phi_{a2}}{\Phi_{max}} = \frac{320500}{320500} = 1.$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить по формуле:

$$I_m^a = \sum a_i \cdot b_i^a, I_m^p = \sum a_i \cdot b_i^p, \quad (6.11)$$

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

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

устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчёт интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 6.11.

Таблица 6.11– Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект управления Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
Повышение роста производительности труда пользователя	0,25	5	3	4
Надежность	0,1	5	4	4
Экономичность	0,25	5	3	4
Удобство в эксплуатации	0,15	5	3	5
Безопасность	0,25	4	3	4
Итого	1			

$$I_m^p = 5 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,25 = 4,75;$$

$$I_m^{a1} = 3 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,25 = 3,1;$$

$$I_m^{a2} = 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,25 = 4,15.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки (I_Φ^p) и аналога (I_Φ^{ai}) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_\Phi^p = \frac{I_m^p}{I_\Phi^p}, I_\Phi^{ai} = \frac{I_m^{ai}}{I_\Phi^{ai}}. \quad (6.12)$$

В результате:

$$I_\Phi^p = \frac{I_m^p}{I_\Phi^p} = \frac{4,75}{0,9} = 5,27;$$

$$I_\Phi^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_\Phi^{a1}} = \frac{3,1}{0,953} = 3,252;$$

$$I_\Phi^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_\Phi^{a2}} = \frac{4,15}{1} = 4,15.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_\Phi^p}{I_\Phi^{ai}}. \quad (6.13)$$

Результат вычисления сравнительной эффективности проекта и сравнительная эффективность анализа представлены в таблице 6.12.

Таблица 6.12– Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Аналог 1	Аналог 2	Разработка
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,953	1	0,9
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,1	4,15	4,75
3	Интегральный показатель эффективности	3,252	4,15	5,27
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,62	1,269	1

Таким образом, основываясь на определении ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проектирования, проведя необходимый сравнительный анализ, можно сделать вывод о превосходстве выполненной разработки над аналогами.

7 Социальная ответственность

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров [38].

Темой дипломного проекта, как уже отмечено ранее, является автоматизированное управление объектом системы измерения количества и показателей качества нефти на основе виртуального анализатора качества.

Организация и улучшение условий труда на рабочем месте является одним из важнейших резервов производительности труда и экономической эффективности предприятия, а также дальнейшего развития самого работающего человека. Безопасность жизнедеятельности человека определяется характером труда, его организацией, взаимоотношением, существующим в трудовых коллективах, организацией рабочих мест.

В данном разделе, с целью обеспечения безопасности предприятия и рабочих персоналов в целом, при монтаже и эксплуатации средств автоматизации необходимо рассматривать вопросы анализа угроз, которые могут возникнуть в случае некорректной работы проектируемой системы. В том числе исследовать, к каким последствиям может привести ошибка в системе, и, насколько надежна разработанная система, и может ли она гарантировать, что предприятие не понесет убытки. Также предложить перечень мероприятий по пожарной и электробезопасности.

7.1 Требования к рабочим персоналам

Во избежание несчастных случаев при обслуживании средств автоматизации, сотрудник, допущенный начальством на работу в данном объекте, должен иметь соответствующую подготовку, пройти производственный инструктаж, ознакомиться с правилами внутреннего распорядка, общими правилами техники безопасности и с безопасными методами работы на поручаемом ему для обслуживания участке СИКН, а

также с методами оказания первой помощи. По окончании инструктажа направляемые на работу сдают экзамен по технике безопасности в соответствии с ПБ-08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», ПУЭ, ГОСТ 12.0.004-90 (99) «ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения» и получают удостоверение с присвоенной квалификационной группой, дающее им право работать по обслуживанию действующих средств автоматизации [39].

7.2 Производственная безопасность

СИКН предназначен для определения количества и физико-химических параметров (качества) перекачиваемой товарной нефти. После учета нефть поступает на нефтеперерабатывающий завод. Для переработки, перекаченная нефть должна соответствовать с требуемой точностью согласно ГОСТ Р 8.595 ГСИ «Масса нефти и нефтепродуктов». При изменении не только количественных, но и качественных показателей (из-за погрешностей измерений) предприятие может понести большие убытки, а потери бюджета от таких погрешностей сопоставимы с крупными доходными статьями. В основном значения физико-химических параметров нефти зависят от таких технологических параметров как расход, давление и температура. Спроектированная АСУ контролирует и регулирует эти параметры, чтобы поддерживать требуемые значения.

К основным причинам, которые могут повлечь за собой аварии и несчастные случаи в системе измерения нефти, относятся:

- нарушение норм технологического режима работы установки во время производства работ по монтажу и пуско-наладке КИП и А и СА;
- неисправность контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации, регулирующих параметров технологического процесса;
- нарушение герметичности аппаратов, фланцевых соединений и сальниковых уплотнений, трубопроводов на которые устанавливаются СА;

- нарушение инструкций по технике безопасности, противопожарной безопасности и промсанитарии, требований технологического регламента.

Нарушение требований правил техники безопасности производства со стороны рабочего персонала или несрабатывание разработанной АСУ в нештатных ситуациях может привести к человеческим жертвам либо предприятие может потерять большие суммы денег, из за останова технологического процесса.

Основным устройством АСУ СИКН является контроллер, который выполняет операции измерения, вычисления, регулирования и т.д. Если контроллер даст отказ, то сработает система противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ), которая обнаруживает ненормальные события в технологическом процессе и инициирует автоматические действия по размыканию энергии и останову технологического объекта, для сведения ТП к безопасному уровню во избежание аварийных ситуаций и других возможных рисков.

Разработанная система ПАЗ является автономной подсистемой, которая работает круглосуточно, параллельно АСУ ТП и независимо от нее.

Система ПАЗ сохраняет способность автоматически выполнять функции противоаварийных защит при отказе АСУ ТП, в том числе при нарушении вычислительного процесса в центральном контроллере, реализующем основные алгоритмы работы АСУ СИКН.

Контур противоаварийной защиты состоит из:

- специально назначенного для систем ПАЗ резервированного контроллера «Siemens S7-400FH», обеспечивающая повышенную надежность функционирования автоматики безопасности;

- резервированных датчиков давления на приемной и нагнетательной линиях насосов в блоке измерения качества нефти (БИК);

- резервированных задвижек с электроприводом АУМА.

При достижении предельного значения давления на нагнетательной линии насоса или разности показаний дублированных датчиков давления,

контроллер ПАЗ за 0,03 мкс среагирует на эти изменения, переводя систему в безопасное состояние, а именно аварийный останов всех электроустановок в блоке измерения качества нефти.

Разработанный АСУ СИКН является абсолютно безопасной и надежной, так как при проектировании системы было проведено исследование опасностей и работоспособности данного объекта в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51901.11-2005, который соответствует требованиям МЭК 61882:2001 (Менеджмент риска. Исследование опасности и работоспособности). А также были проведены расчеты для определения средней вероятности отказа устройств ПАЗ, для проверки соответствия системы требуемому уровню. Согласно расчету, разработанная ПАЗ обеспечивает требуемый уровень интегральной безопасности SIL 1.

7.3 Мероприятия по электробезопасности

При проектировании АСУ СИКН добавилось большое количество электроприборов, такие как датчики, исполнительные механизмы с электроприводами и насосные агрегаты.

Датчики работают от постоянного тока, с напряжением 24 В. Для указанных электроприборов никаких дополнительных средств электрозащиты не требуется, т. к. при низковольтном напряжении 24 В, вероятность поражения током маловероятна.

В связи с тем, что питание предусмотренных проектом контроллеров «Siemens S7-400H/FH», «Floboss S600», электроприводов АУМА осуществляется от промышленной сети переменного тока 220 В частотой 50 Гц. Эти виды оборудования являются потенциальными источниками опасности поражения человека электрическим током. При осмотре, работе, наладке этих оборудования возможен удар током при соприкосновении с токоведущими частями оборудования.

Для обеспечения безопасности в данном случае предусмотрены защитные искробезопасные барьеры. А также вблизи каждого

электроустройства работающего на высоком напряжении предлагается поставить табличку «Опасно. Высокое напряжение».

Необходимо изолировать токоведущих частей, установить защитное отключение, защитное заземление и зануление, для достижений безопасности защиты от случайного прикосновения током [40].

7.4 Мероприятия по пожарной безопасности

Раз в году сотрудник должен сдавать экзамен по пожарной безопасности в соответствии с нормативным документом ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности». Каждый рабочий персонал должен знать и иметь при себе противопожарный инструктаж, а также в помещении СИКН должен быть предусмотрен план эвакуации людей, который указывает действия сотруднику и места расположения пожарной техники, при аварийном ситуаций [41].

К электрооборудованию, находящемуся в помещении узла учета нефти, предъявляются следующие требования пожарной безопасности в соответствии с ППБ-01-03:

- контрольно-измерительная и защитная аппаратура, электронасосные агрегаты и контроллеры управления должны иметь степень защиты, которая соответствует классу зоны помещения;

- категорически запрещается пользоваться электроприборами, не соответствующим необходимому уровню безопасности предприятия, или имеющих неисправности, которые могут привести к возникновению пожара, а также использовать провода и кабели с поврежденной или потерявшей защитные свойства изоляцией;

- смазочные материалы хранятся только в специальных металлических лотках с плотно закрывающимися крышками, промасленная ветошь собирается только в специально отведенные для этого места.

В проекте предусмотрен алгоритм «по сигналу “Пожар”», который в случае возникновения пожара по сигналу контроллера сработает аварийная

сигнализация, закрываются все электроприводные задвижки (краны), отключаются все электрооборудования в помещении СИКН (см. рис. 7.1). А также в помещении СИКН должна быть предусмотрена кнопка «Аварийный останов» для остановки технологического процесса вручную.



Рисунок 7.1 – Алгоритм «по сигналу “Пожар”»

Предусмотрены следующие противопожарные мероприятия:

- процесс измерения количества и качества нефти продукции полностью герметизирован, что предотвращает утечки и разлив агрессивной рабочей среды, выделение газа и создание взрывоопасных концентраций;
- способы канализации электроэнергии для взрыво- и пожароопасных наружных установок приняты в зависимости от их класса и по степени пожароопасности и взрывоопасности согласно ПУЭ;
- молниезащита и защита от статического электричества оборудования, аппаратов и аппаратуры присоединением их к заземляющим устройствам;

- кабели для электропроводок помещения и силовых сетей выбраны с учетом предельно допустимого нагрева и подобраны с изоляцией, рассчитанной на напряжение до 500 В для переменного тока;

- сигнализация наличия пожара в СИКН тепловым извещателем ИП101-4 и предусмотрена установка ручного пожарного извещателя ИП 535 «Гарант» при входе в блок-боксы БИК, БИЛ.

При возникновении пожара или признаков горения каждый рабочий персонал объекта СИКН должен:

- незамедлительно сообщит об этом в пожарную охрану (при этом необходимо назвать адрес объекта, место возникновения пожара, а также сообщит свою фамилию);

- поставить в известность руководство и дежурные службы объекта;

- в случаях, когда людям возникают угрозы для жизни, необходимо оказать первую медицинскую помощь.

7.5 Мероприятия по предотвращению загазованности

В результате утечки или выброса нефти в системе измерения количества и показателей качества нефти могут образоваться смеси газов и паров, представляющих наибольшую опасность - угрозу отравления. Нефть производит наркотическое действие, отдельное действие углеводородов сравнительно слабо, как обычно достаточно влияют пары жидких (летучих) составных частей сырья. Сырье, содержащий в себе некоторый объём ароматических углеводородов, влияют как смеси нафтеновых и метановых углеводородов, их пары вызывают наркоз и судороги.

Смесь газов и пары нефти легко воспламеняются, что создает угрозу возникновения взрыва и пожара. Для предотвращения этого в проекте разработан алгоритм «по сигналу “Загазованность НКПР”» (см.рис.7.2)

По сигналу «Загазованность НКПР»:

- при 20% НКПР: включается вентилятор и световая сигнализация.

– при 40% НКПР: включается светозвуковая сигнализация и отключается все электроустановки в БИК, кроме вентиляции.

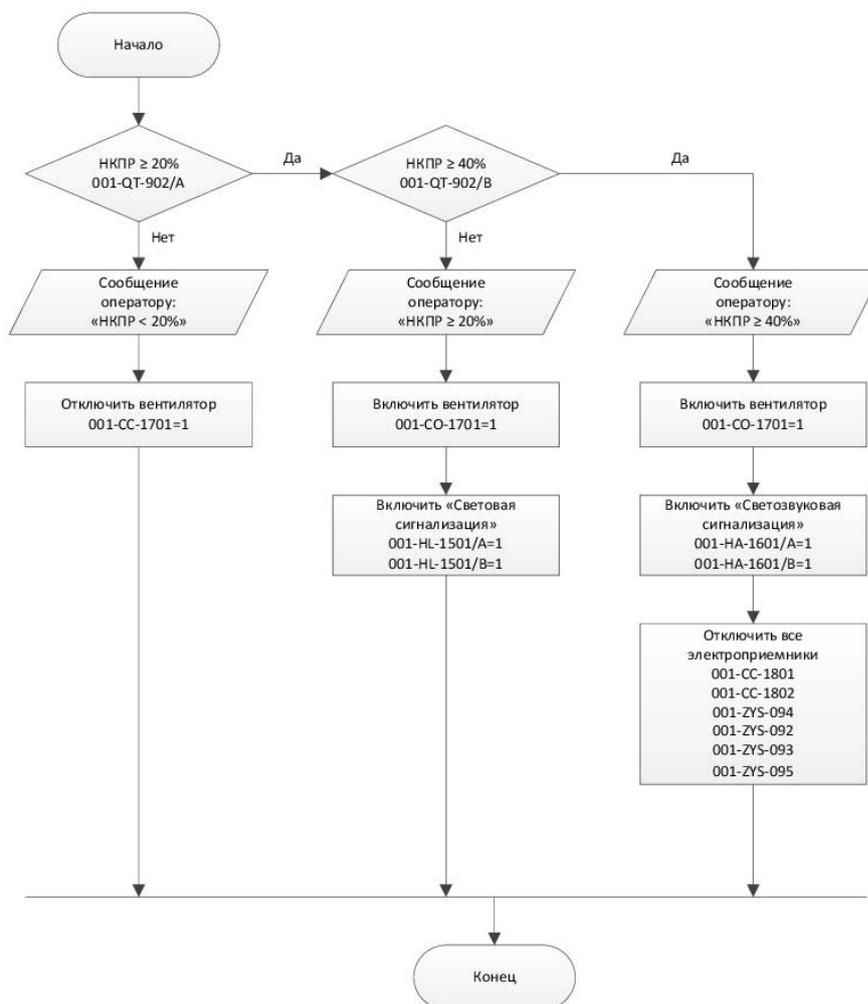


Рисунок 7.2 – Алгоритм «по сигналу “Загазованность НКПР”»

Заключение

В результате выполнения магистерской диссертации была разработана автоматизированная система управления установкой СИКН с применением виртуального анализатора плотности нефти.

В процессе выполнения данной работы были разработаны структурная схема АСУ ТП, функциональная схема автоматизации, позволяющие определить состав необходимого оборудования и количество каналов передачи данных и сигналов, был произведен выбор необходимых технических средств. Был предложен модель виртуального анализатора с системой автоматического регулирования расхода, который может рассчитывать значение плотности при различных технологических режимах прокачки нефти через СИКН.

Также было выполнено технико-экономическое обоснование проекта, рассмотрены вопросы социальной ответственности, в ходе которого были предложены мероприятия по обеспечению электро- и пожаробезопасности.

Следует отметить, что виртуальные анализаторы являются наиболее доступным средством мониторинга состояния технологического процесса на нефтяных предприятиях. Основными их преимуществами являются доступность в применении и использовании, относительно низкие затраты на получение моделей и оперативность обновления данных.

Список публикаций студента

1. Джаилганов Ж.Ж. Виртуальный анализатор качества на СИКН // Молодой ученый, 2018, №22 (208).

Список использованных источников

1. Джафаров Ф.К., Бакиров А.Р.. Об истории нефтегазового дела в России – СССР // Горный информационно-аналитический бюллетень, 2016, №4, с. 280-287.
2. Дубинин В.А. Информационный Менеджмент – фантом, обретающий плоть. М.: Планета КИС, 2011.
3. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Анализ качества нефтей Евразии // Нефтяное хозяйство, 2012, №1, с. 66-68.
4. Гурьева Е.М., Ибатуллин А.А. Виртуальные анализаторы качества в нефтепереработке // Омск: Изд-во ОмГТУ, 2016, с. 181-186
5. Беспалов, А.В. Системы управления химико-технологическими процессами / А.В. Беспалов, Н.И. Харитонов. – М: Академкнига, 2006. – 341 с.
6. Бельдеева, Л.Н. Технологические измерения на предприятиях химической промышленности / Л.Н. Бельдеева. – Барнаул: изд-во АлтГТУ, 2002. – 73 с.
7. Алаторцев Е.И. Системные основы и методология комплексного совершенствования контроля качества нефтепродуктов. [Текст]: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук (05.17.07) / Алаторцев Евгений Иванович. – Москва, 2014. – 50 с.
8. Мусаев А.А. Виртуальные анализаторы: концепция построения в задачах управления непрерывными технологическими процессами // Автоматизация в промышленности. 2003. №8. С. 28-33.
9. Бахтадзе, Н.Н. Виртуальные анализаторы (идентификационный подход) / Н.Н. Бахтадзе // АиТ. – 2004. - №11. – С. 3-23.
10. Торгашов А.Ю. Виртуальный анализатор для минимизации энергозатрат производственной ректификационной колонны // Автоматизация и современные технологии, 2008, № 10, с. 21-25.

11. Полоцкий, Л.М. Автоматизация химических производств / Л.М. Полоцкий, Г.И. Лапшенков. – М.: Химия, 1982. – 295 с.
12. Ефимов В.В. Улучшение качества продукции, процессов и ресурсов: учеб. пособие. – М.: КНОРУС, 2007. – 223 с.
13. Шумихин А.Г., Мусатов Д.А., Власов С.С., Немтин А.М., Плехов В.Г. Опыт разработки и внедрения систем усовершенствованного управления технологическими процессами нефтепереработки на базе виртуальных анализаторов качества // Вестник ПНИПУ, 2016, №2, с. 39-52.
14. Файрузов Д.Х., Бельков Ю.Н., Кнеллер Д.В., Торгашов А.Ю. Система усовершенствованного управления первичной переработки нефти: создание, внедрение, сопровождение // Автоматизация в промышленности, 2013, №8, с. 3-10.
15. Ибатуллин А.А., Хакимов Р.А., Огудов А.А.. Модель виртуального анализатора качества 90 % точки алкилбензина // Actualscience, 2016, том 2, № 12, с. 116-118.
16. Harrold D. Process control's latest tool: soft sensors // Control Engineering Europe. June/July 2001. P. 42-45.
17. Льюнг Л. Идентификация систем. М.: Наука, 1991.
18. Туманов Н.А., Туманов Д.Н., Чадеев В.М., Бахтадзе Н.Н. Системы управления качеством производства минеральных удобрений на основе виртуальных анализаторов // Автоматизация в промышленности, 2003, №8, с. 33-36.
19. Основы управления технологическими процессами / Под ред. Н.С. Райбмана. М.: Наука, 1978.
20. Цыпкин Я.З. Управление динамическими объектами в условиях ограниченной неопределенности // Измерения, контроль, автоматизация, 1991, №3-4, с. 3-21.
21. Фомин В.Н., Фрадков А.Л., Якубович В.А. Адаптивное управление динамическими объектами. М.: Наука, 1981.

22. Bartos F.J. Artificial Intelligence: Smart Thinking for Complex Control // Control engineering, 1997, №7.

23. Заде Л.А. Размытые множества и их применение в распознавании образов и кластер анализе / Классификация и кластер. М: Мир, 1980.

24. Штобова С.Д. Введение в теорию нечетких множеств и нечеткую логику // Тез. докл. Всерос. науч. конф. «Проектирование научных и инженерных приложений в среде MATLAB». М.: ИПУ РАН, 2012.

25. Блум Ф., Лейзерсон А., Хофстедтер Л. Мозг, разум и поведение. М: Мир, 1988.

26. Махотило К.В. Анализ параметрической чувствительности нейросетевой системы управления // Тр. Междунар. науч.-тех. конф. «microCAD'97». Информ. Технологии: наука, техника, технология, образование, здоровье. Харьков: ХГПУ, 1997, с. 137-141.

27. Горбань А.Н. Возможности нейронных сетей. Нейроинформатика. Новосибирск: Наука, Сиб. издательская фирма РАН, 1998.

28. Хехт-Нильсен Р. Нейрокомпьютинг: история, состояние, перспективы // Открытые системы, 1998, №4.

29. Киселев О.Н., Поляк Б.Т. Синтез регуляторов низкого порядка по критерию и по критерию максимальной робастности // АиТ, 1999, №3, с. 119-131.

30. Костенко А.В., Мусаев А.А., Тураносов А.В. Виртуальный анализатор сырьевых потоков // Журнал Нефтепереработка и нефтехимия, 2006, №1, с. 1-13.

31. Гребенюк Е.А., Ицкович Э.Л. Анализ вариантов виртуальных анализаторов качественных показателей материальных потоков непрерывного технологического производства / Труды 10-й Международной конференции «Управление развитием крупномасштабных систем» (MLSD'2017, Москва). М.: ИПУ РАН, 2017. т.1. С. 348-354.

32. ГОСТ 8.589-2007. Ведение учетных операций на пунктах приема-сдачи нефти в нефтепроводных системах. – Москва: Стандартинформ, 2009.

33. МИ 3532-2015 Рекомендация. Государственная система обеспечения измерений. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти. – Казань: ФГУП «ВНИИР», 2015.

34. Режимы работы асинхронного двигателя. Электротехника [Электронный ресурс] // URL: <http://electrono.ru/elektricheskie-mashiny-peremennogo-toka/78-rezhimy-raboty-asinxronnyx-dvigatalej>.

35. Электропривод эвим руководство по эксплуатации [Электронный ресурс] // URL: http://armgarant.ru/res/files/evim_re.pdf.

36. Центробежные герметичные электронасосы [Электронный ресурс] // http://nassos.ru/catalog/Katalog_produkcii_53.

37. Громаков Е.И., Проектирование интегрированных компьютерных систем управления. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2012.

38. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов / Сост. Н.В. Крепша. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 53 с.

39. Инструкция по эксплуатации системы измерения количества и показателей качества нефти нефтегазодобывающего управления «Туймазынефть». - Уфа, 2003. - 70 с.

40. ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы. Классификация».

41. ППБ-01-03 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации».

Приложение А

Introduction

The main task of economic strategy of the state is acceleration of scientific and technological progress, which will lead to significant increase in labor productivity. One of the most important areas which increase labor productivity is production automation. For oil and gas complex automation is of particular importance as it is one of the leading industries and generally defines economic development of the country.

Automation of production assumes automatic control of technological parameters, automatic control, automatic or automated management and also provides significant improvement of quality of products, technical and economic indicators of production, the high level of safety of work of the person and environment protection.

Development of the effective automated system of technological process is a difficult task. The main ways of increase in effective management of the enterprise are the maximum optimization of production, decrease in production losses, increase in speed of obtaining information, for adoption of administrative decisions, introduction of new information technologies, the flexible automated systems and complexes which allow to operate in real time technological processes of production with attraction of smaller number of working personnel.

The purpose of this final qualification work is development and the description of an automated control system for the system of measurement of quantity and indicators of quality of oil.

4 Analysis of problems of control and management of the technological process of measuring oil quality indicators

4.1 The problem and perspective of methods for measuring the quantity and quality of oil

The definition of oil quality parameters has more than a hundred-year history. The first test methods developed at the beginning of the 20th century were simple enough that they could be used to provide measurements in factory

laboratories or in the field [1]. Often, these methods included the simplest materials, such as, for example, a copper plate, and the test procedure itself did not have a strictly valid physical or chemical principle. In addition, these methods implicitly assumed the analysis under normal conditions, that is, in a limited range of pressure and temperature.

Since then, the history of oil testing methods has come a long way. The number of methods and the quality parameters to be determined has constantly increased, and the methods have been continuously improved, mainly by involving well-founded physical and chemical principles in the test procedure and the associated development of the instrument base. In the past two decades, testing methods have included a variety of complementary procedures that enable you to fix product quality and optimize its properties for different consumer groups, climates and operating conditions.

Constant toughening of the environmental and quality requirements of the European Union to consumed oil products may lead to a reduction in the export capabilities of the country's oil refining industry. Owing to this fact, the purpose of world-class ensuring quality of products is becoming increasingly important for domestic refineries [3]. And one of the most important tasks in achieving is the goal to control the quality of raw materials coming to processing. Each product received at the refinery is subject to rationing, as the output commodity product has to conform to state standard. Therefore, the quality of products is monitored at all stages of its production [4].

The effectiveness of the oil accounting system plays an important role, since under modern conditions and environmental safety requirements, oil refineries are forced to continuously improve the economic efficiency of production and the quality of products. There are problems of losses as quantitative and as qualitative measurements of net oil mass.

Now admissible state standard specification the error of measurements of net weight of oil and oil products makes 0,1-0,4%.

However, if the same consignments of oil are repeatedly taken into account in the pipeline system, from the production to the sales, the total error can reach 2-3%. According to some estimates, the annual losses in Russia only because of measurement errors amount to \$ 1.5 billion in monetary terms, and budget losses from such errors are comparable to large revenue items. The solution to this problem can be the modernization of the system of measuring the quantity and quality indicators of oil at the metering nodes.

4.2 The existing methods for measuring oil

Management of technological processes in oil industry, as a rule, consists in stabilization of characteristics of output and intermediate streams of oil in the procedural mode. Indicators of concentration composition of oil belong to such parameters [5]. The main complexity in controlling the quality of raw materials often consists in lack of continuous automatic control of their current values. In such cases, indirect measurements are used based on the available parameters [6], if they have a clear dependence on the controlled indicator.

Modernization of oil refining in Russia is inextricably linked with the problem of improving technological (operational) and laboratory quality control of oil for the timely and reliable presentation of data on their quality in the production process to production and process control systems. At the same time, the quality of commercial oil, taken at the sites, can significantly change due to the natural effects of external factors on the physical and chemical properties of petroleum products. The problem of reducing the impact of these changes in the operational properties of oil is associated not only with the proper operation of process equipment at enterprises, but also with obtaining timely information on these changes through periodic quality control of petroleum products in a short time [7].

As mentioned above, the manufacturing process periodically deviates from the optimal operating parameters, and its adjustment is required. The operation of the plant is supported not only by the general parameters of the process, but by the composition of the feed streams. It is necessary to ensure the unchanging physical

and chemical properties of oil, which are determined in different ways. As a rule, the assessment of oil quality is carried out on the basis of the results of laboratory analyzes (LA), on-line analyzers (OA) and on the basis of a virtual analyzer (VA) [8, 9].

Most often, the measurement of oil quality indicators occurs as a result of laboratory analysis of samples taken at sampling points in the quality measurement block. The data of LA have a great delay in time from the current state of the technological process, since many analyzes take quite a long time, which in the presence of much higher frequency perturbations (there are always some fluctuations in pressure and temperature) in the process does not provide an opportunity to provide operational control, allowing to maintain the values of quality indicators close to the minimum required. It should also be noted that LA in view of various factors (cost, personnel qualifications, sampling difficulty) are conducted in accordance with a specific schedule and two adjacent analyzes can be conducted with a time difference of more than 12 hours. These circumstances affect the efficiency and accuracy of the information on the basis of which management is performed.

The frequency of use of OA to date in oil refineries is gradually increasing. This is due to the fact that the OA are performed promptly on the installation in real time, and the data of the OA are immediately delivered to the operator. The delay in the readings of the OA varies within 15 minutes depending on the type of analyzer and the analysis performed, therefore this method of determining the quality of oil is considered to be quite operational. Such instrumentation makes it possible to analyze samples of a minimum volume, and the influence of the human factor on the accuracy and reproducibility of measurement is virtually impossible. The main task of the laboratory technician performing the measurement is now to select the sample correctly and to preserve its physicochemical properties during the delivery from the sampling point to the analyzer. But it should be noted that thread analyzers have a number of drawbacks:

- the cost of such devices is very high
- the complexity and high cost of regular high-quality maintenance.

The quality is higher than the specified analyses, showing in such indicators as completeness, reliability and efficiency, are insufficient.

4.3 Virtual analyzers of quality as a part of APCS

In modern market conditions and requirements of ecological safety of the enterprise of measurement of oil are forced to increase continuously economic efficiency of production and quality of products. Practically for all the processes of measuring the oil quality parameters and indicators of economic efficiency of production are connected in different directions.

The Russian oil processing enterprises have to move to "a new level of automation", for ensuring necessary depth of processing of oil products, for the reason of toughening international requirements to fuels and lubricants, to compete thereby with western enterprises. Therefore the management of many companies tries to increase production efficiency and to promote introduction of modern approaches in the organizing and conducting technological processes [10].

Monitoring of current production situations is the most common method of production management. The current state of the process can be tracked by parameters such as temperature, pressure, flow, etc., the value of which comes from sensors located at the process facility. The task of managing the maintenance of the required oil parameters is complicated by high sensitivity to the violation of the prescribed regime, a large number of control and management points, the presence of impurities in the raw materials, systematic errors in the readings of flowmeters, densitometers, and other measuring instruments, due to the deposition of reaction products in the pipelines [11].

In this connection, there is a need to develop new and modernize existing technologies for measuring the quality and quantity of oil at SIKN facilities to produce oil of the required quality.

To ensure the highest possible efficiency, relevant is the task of managing the quality of products in real time, with a minimum margin in terms of quality indicators in relation to the required values.

Reducing variability in oil measurement systems is a trend in the development of world industry, from the point of view of transferring the state economy to an innovative way [12]. One of the directions of reducing variability is the improvement of means and automation systems. This is facilitated by the introduction of advanced process control systems (APCS).

Under the systems of advanced management is meant a wide class of systems from advanced control to multidimensional control systems of large technological objects. The latter include sets of virtual analyzers, which allows you to directly manage the commodity qualities of products in automatic mode. These systems are now actively being introduced in the oil refining, petrochemical and chemical industries. Advanced control systems are also called APC systems. APC is the English-language abbreviation of Advanced Process Control [13].

The purpose of creation of APCS is increase in technical and economic efficiency of automated management by application of modern methods and program and algorithmic means of optimization of the technological mode. The main objectives for performance of a goal are [14]:

- ensuring automated management of indicators of quality of oil;
- decrease in number of violations on quality in the conditions of external indignations and actions of operators;
- decrease in quantitative losses and/or violations on quality of oil during change of production targets;
- increase in profit thanks to maintenance of the optimum technological mode.

It becomes clear that the most important task is to improve the efficiency of production, that is, operation with minimal costs and operating costs [15]. Creation of a single information space of the enterprise will provide an opportunity to monitor the production situation and provide the possibility of functioning of

software and algorithmic complexes for solving a wide variety of tasks: analysis, forecasting, management, etc. Algorithms and corresponding models can be configured in real time using both real-time information and historical data. The main group of information used is not only the monitoring data of technological parameters, but also the data of laboratory analyzes. Software-algorithmic complexes that operate on the basis of these models are called [9] virtual analyzers.

4.3.1 Virtual analyzers: functions and types

The control tasks executed by means of the VA's are listed according to the concept of the VA as the MES intelligent software algorithmic kernel. In doing so, we do not confine ourselves to the industrial enterprises only. Numerous examples of using the VA's in economic, banking, biomedical, commercial, sociological, and other information systems may be quoted. The VA functions in the continuous process control systems are listed in [8]. This list can be substantially expanded.

We list below the basic functional capabilities of the VA's which feature real-time operation.

- Situation analysis and study of the (technological, business, and so on) process as the controlled plant:
 - Detection and correct allowance for the interdependences in the input data (technological parameters),
 - Analysis of information content of individual input parameters by statistical preprocessing of the data,
 - On-line determination of the operational modes for various efficiency criteria in the given environment;
- Informational basis for the on-line control (technological, business, and other processes):
 - Prediction of product quality for the chosen operational mode (over a fixed period),
 - Estimation of the parameters of the input material flows and updating of the requirements on them,

- Generation of the optimal technological controls (decisions) for the given quality criteria,
- Prediction of equipment productivity for certain technological modes;
- Coordination of the interrelated plants;
- Database for management of the stocks of raw materials and semi-finished products: determination of the time of replenishment and the corresponding volumes by the total cost criterion or the condition for maximum of production reliability under limited costs-on the basis of demand (consumption) statistics of the corresponding product and the economic indices (expenses for creation and management of the stocks, and so on);
- Database for management of the stock of tools, rigging, and spare parts for the technological equipment using the same criteria;
- Diagnosis of the technological equipment in the normal operating mode:
 - Verification of the instrumentation,
 - Monitoring of the critical situations and diagnosis of the state of equipment,
- Support of the on-line decisions and construction of the system of flexible planning of inspection and maintenance;
- Monitoring (by analytical processing) of the statistical information to provide the on-line data to the governing body;
- Demand identification and the database for the on-line marketing management;
- Management of sale stimulation;
- Management of commercial budgeting;
- Monitoring of the industrial and ecological safety:
 - Analysis of the industrial and ecological safety of plant operation,
 - Revelation of the latent technological and technical threats and timely notification of their possibility,

– Provision of stable and safe operation of the plant: the platform for constructing a preventive system of industrial safety of an enterprise.

This list of the main VA functions is far from being exhaustive.

4.3.2 Concept of virtual analyzers (identification approach)

According to the above definition, the models underlying the VA's of all types are capable of learning to determine adequately some quantity that could be determined, otherwise, only by means of analyses, laboratory tests, or direct measurements [16]. Therefore, the VA's are sometimes called the “soft sensors”. This refers mostly to the industrial sphere.

Another distinctive feature of the VA's lies in that the model development and learning rely both on the on-line statistical information and the generalized technological knowledge from the enterprise knowledge base, that is, tuning of the model and execution of the functional task of a particular VA occur in real time.

With regard for the above classical notions, one may specify the definition of the VA's as software algorithmic systems executing the above functional tasks on the basis of the identification approach to the model design and adjustment. The given VA can be at that a predictor for the virtual monitoring system [17], analyzer for strategic planning or an information-and-analysis basis of the controller of physical IPLC [18], the on-line control system with identification [19], robust control system with internal models [20], and so on. The VA control actions can be used either as recommendations to the decision support system or quite materially in the closed control loop, that is, in the control systems the virtual analyzer performs the intelligent work, does not “touch levers”, and generates the virtual models of the physical functional elements. In particular, this can be a virtual model of the controller based on the “direct approach” [21] without direct process identification. Yet, the virtual model of the controller is constructed on the basis of the identification approach. Therefore, virtual analysis can be regarded as an extension of the concept of identification. An example of the VA block diagram for the control system with identifier is shown in the figure 1. If the control loop is

closed, then one gets a controller with identification feedback, that is, “virtuality” is transformed into the quite real and well-known scheme of control.

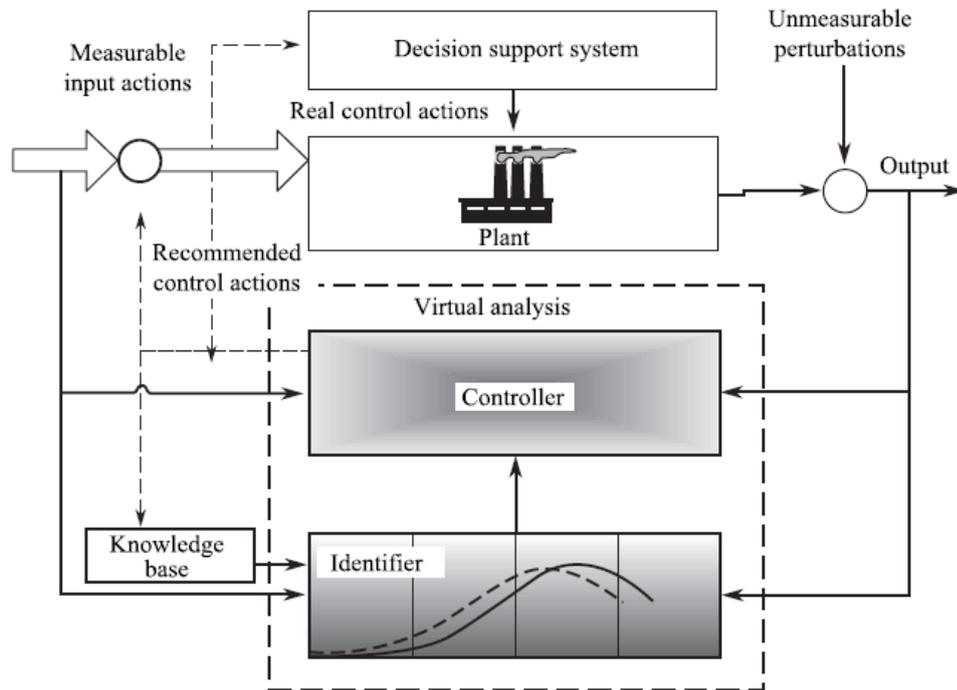


Figure 1 – Virtual analyzer for control system with identifier

4.3.3 Virtual analyzers: methods of design

A wide range of both traditional and relatively advanced algorithms (neural networks, fuzzy logic, genetic algorithms) and methods of data analysis and the control theory are used to realize the optimization functions of the modern VA's. By the opinion of international researchers [8, 16, 22], the VA mathematical apparatus tends to use “the methods of artificial intelligence (knowledge bases, precedence analysis, automatic expert systems, and so on), which gives rise to the class of intelligent VA's. Special attention is paid to the latest computer technologies using the paradigm of intelligent data analysis (Data Mining) such as the neural network, genetic, evolutionary, and other methods of research" [8].

We present a brief description and comparative analysis of the main methods of VA design.

Fuzzy Logic. Application of the probability theory to identification under uncertainty of various kinds leads in fact to identifying uncertainty-independently

of its nature-with randomness, whereas the main source of uncertainty lies in fuzziness [23]. In contrast to continuous execution of sequential statements of the fuzzy algorithm type, the fuzzy control is characterized by parallel processing of many rules. Their use comes to fuzzy inferences in the fuzzy logic.

Experience gained with the fuzzy logic-based inference systems shows that the times and costs of their design are much lower than in the case of the traditional mathematical apparatus and the desired level of model robustness and transparency is reached at that [24].

Limited use of the fuzzy systems can be attributed to:

- the lack of a standard procedure of fuzzy system design,
- the impossibility to analyze the fuzzy systems by the traditional mathematical tools, which constrains their introduction to continuous manufacture,
- the fact that, as compared with the probabilistic approach, the fuzzy logic actually does not improve accuracy of calculations.

Neural networks (NN). The main properties of the artificial neural networks such as parallel processing, super-high speed, capability to learn, stability in great noise and under incomplete data provide the ground for practical use of the neural computer technologies in diverse applications such as politics (forecasting of elections and substantiation of the pre-elections activities), liberal and natural sciences (psychology, sociology, economics, mathematics, chemistry, physics, and so on, mostly for handling difficult-to-formalize or nonformalizable problems), and so on [25, 26].

In particular, today the experts regard development of “the more advanced facilities of industrial monitoring and control complementing the classical technologies and oriented to creation of new enterprises featuring cheaper and shorter production cycles” as one of the most promising applications of the neural networks [22].

As practice shows, learning is the definitive and most complicated stage of NN's life, in contrast, say, to writing their program codes. On the one hand, “... the neural networks are nothing but networks consisting of interrelated simple

elements, the formal neurons. The vast majority of studies on neural informatics is devoted to translating various algorithms of problem solution to these networks” [27]. In practice, however, the designer needs not only to take into account the peculiar properties of the neural networks, but also to have great expertise in their training.

The trained neural network can process new information (other than that presented in the course of learning) and interpret and/or generalize it. Additionally, the neural networks can successfully process noisy, distorted, or partially damaged information (“holographic property of the NN”). However, the fact that it is impossible to predict the NN behavior without starting it makes its real time operation on physical plants rather dangerous.

Hybrid Technologies. By opinion of the Western experts [22, 28], one of the current tendencies is represented by the hybrid systems integrating the NN technologies with other methods. For example, NeuralWare, the branch of Advanced Technology Group Comp., complemented NN with the RMS method [28]. By opinion of the designers, the hybrid technologies are a rather effective means of system modeling and monitoring, especially for the nonlinear processes. At that, both the designers and consumers are sure that there are many approaches to studying the principles of uniting the statistical methods with NN's for real time control [22, 28].

This union, in particular, may be used in the predicting model-based control systems in the VA's of data reliability and sensor readings. The idea lies in using the redundant components of the data acquisition system for establishing relations between the process parameters. Changes in the structure of relations between these parameters may be indicative of a latent problem.

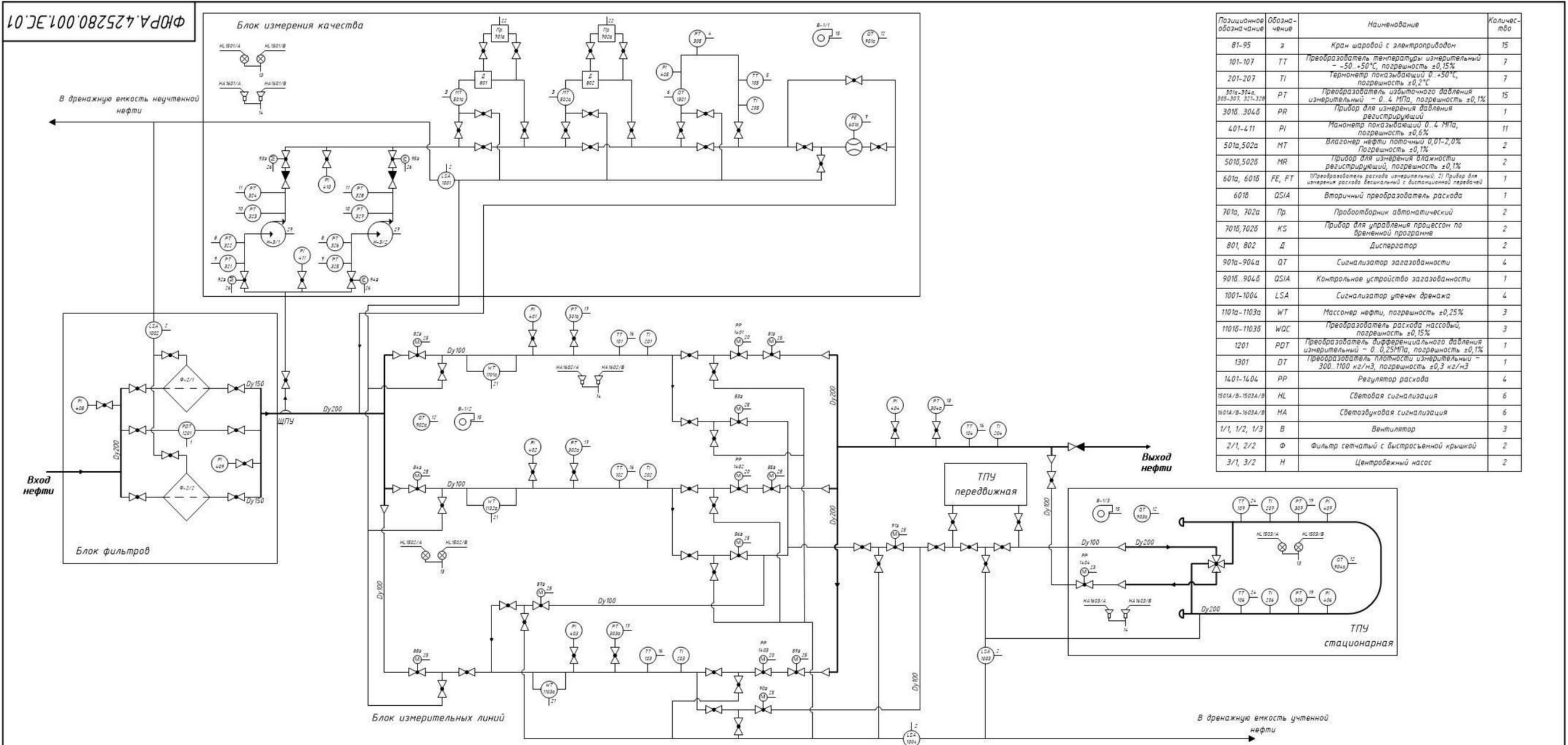
Modern Methods of the Control Theory. Particular method is chosen in each case from the optimality criterion defined by the gist of the application at hand, as well as the a priori information about the controlled plant. The minimum volume of the a priori information is one of the most important requirements on the modern automatic control systems [28]. For VA design, this requirement assumes

a special sense: a guaranteed-possibly, nonoptimal-result must be obtained from the data of real time operation even if the recommendations on the control actions will not be included in the real control loop, that is, will be used as decision support. Here, the problems of control under uncertainty and, in particular, the problems of robust stability control are especially topical.

The possibility of effective control under uncertainty makes the robust algorithms extremely promising for the design of virtual analyzers. On the way to their wide practical use, however, in addition to the objective problems one has to overcome numerous subjective difficulties such as conservatism of the engineering thinking of the potential users. According to various estimates, over 90% of the physical controllers are simple PID devices designed using the simple engineering methods [29].

Design of the modern VA's requires not only - and not so much - the ultramodern methods, but profound analysis of the problems at hand on the basis of engineering intuition and adequate algorithms.

Приложение Б – Функциональная схема автоматизации



Позиционное обозначение	Обозначение	Наименование	Количество
81-95	э	Кран шаровый с электроприводом	15
101-107	ТТ	Преобразователь температуры измерительный - 50...+50°C, погрешность ±0,15%	7
201-207	ТИ	Термометр показывающий 0...+50°C, погрешность ±0,2°C	7
301а-304а 305-307, 311-318	РТ	Преобразователь избыточного давления измерительный - 0...4 МПа, погрешность ±0,1%	15
301б, 304б	РР	Прибор для измерения давления регистрирующий	1
401-411	РД	Манометр показывающий 0...4 МПа, погрешность ±0,5%	11
501а, 502а	МТ	Влагомер нефти поочередно 0,01-2,0%, погрешность ±0,1%	2
501б, 502б	МВ	Прибор для измерения влажности регистрирующий, погрешность ±0,1%	2
601а, 601б	FE, FT	Преобразователь расхода измерительный, 2) Прибор для измерения расхода вращательный с дистанционной передачей	1
601б	Q51A	Вторичный преобразователь расхода	1
701а, 702а	Пр	Прообразорник автоматический	2
701б, 702б	КС	Прибор для управления процессом по временной программе	2
801, 802	Д	Диспергатор	2
901а-904а	QТ	Сигнализатор загазованности	4
901б, 904б	Q51A	Контрольное устройство загазованности	1
1001-1004	LSA	Сигнализатор утечек дренажа	4
1101а-1103а	WT	Массомер нефти, погрешность ±0,25%	3
1101б-1103б	WOC	Преобразователь расхода массовый, погрешность ±0,15%	3
1201	РDТ	Преобразователь дифференциального давления измерительный - 0...0,25 МПа, погрешность ±0,1%	1
1301	QТ	Преобразователь плотности измерительный - 300...1100 кг/м³, погрешность ±0,3 кг/м³	1
1401-1404	РР	Регулятор расхода	4
1501а/в-1503а/в	HL	Световая сигнализация	6
1601а/в-1603а/в	HA	Светозвуковая сигнализация	6
1/1, 1/2, 1/3	В	Вентилятор	3
2/1, 2/2	Ф	Фильтр сетчатый с быстротворенной крышкой	2
3/1, 3/2	Н	Центробежный насос	2

Приборы по месту	Шкаф вторичной аппаратуры	Шкаф автоматизации	Шкаф ИВК	SCADA
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	28	29	30
31	32	33	34	35
36	37	38	39	40
41	42	43	44	45
46	47	48	49	50
51	52	53	54	55
56	57	58	59	60
61	62	63	64	65
66	67	68	69	70
71	72	73	74	75
76	77	78	79	80
81	82	83	84	85
86	87	88	89	90
91	92	93	94	95
96	97	98	99	100
101	102	103	104	105
106	107	108	109	110
111	112	113	114	115
116	117	118	119	120
121	122	123	124	125
126	127	128	129	130
131	132	133	134	135
136	137	138	139	140
141	142	143	144	145
146	147	148	149	150
151	152	153	154	155
156	157	158	159	160
161	162	163	164	165
166	167	168	169	170
171	172	173	174	175
176	177	178	179	180
181	182	183	184	185
186	187	188	189	190
191	192	193	194	195
196	197	198	199	200

ФЮРА.425280.001.ЭС.01

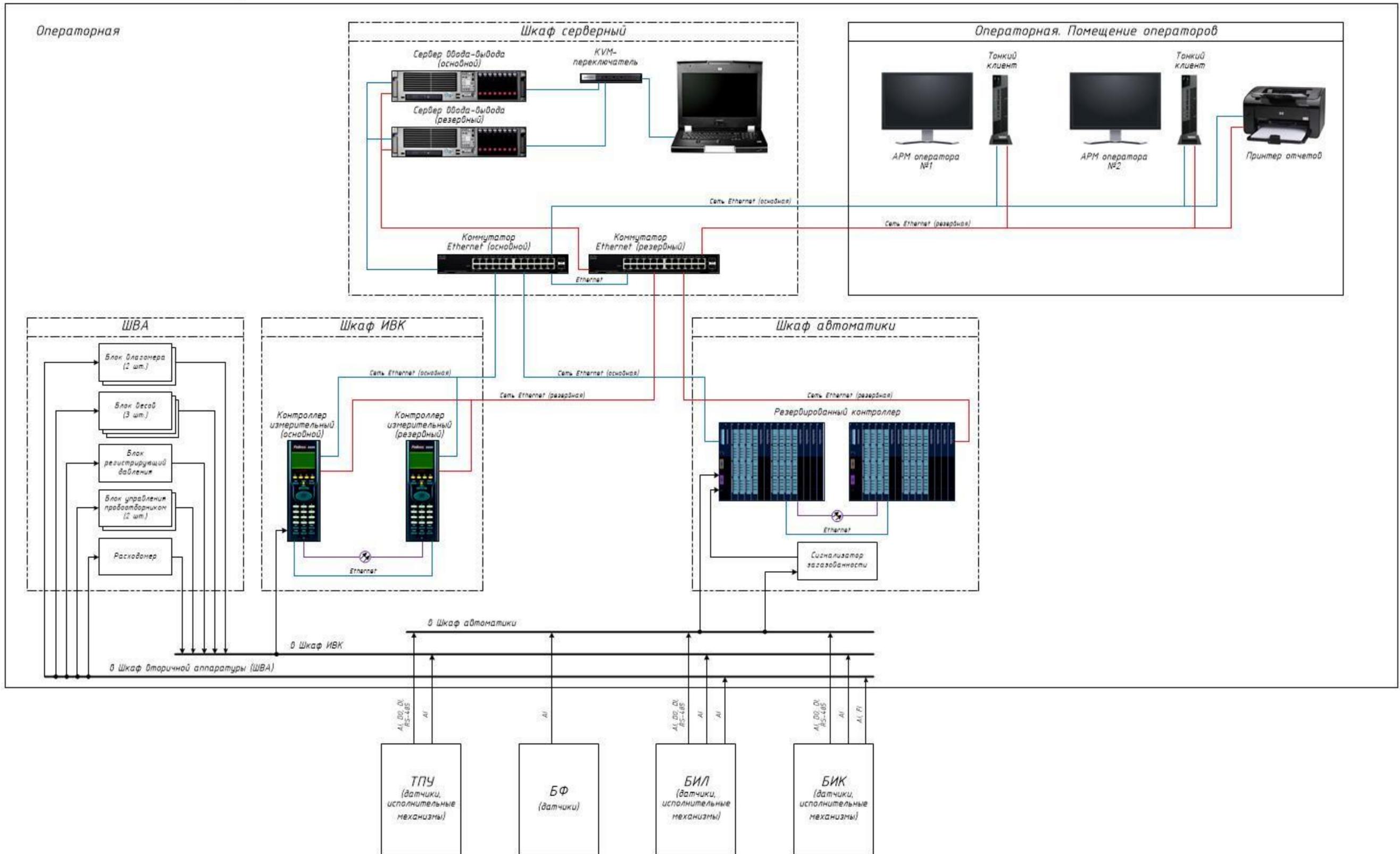
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата
Разраб.	Джаиланов Ж.Ж.			
Пров.	Гранатов Е.И.			
Т.контр.				
Н.контр.				
Утв.				

Функциональная схема автоматизации

Лит.	Лист	Листов
у	1	1

ТПУ, гр.8ТМ61

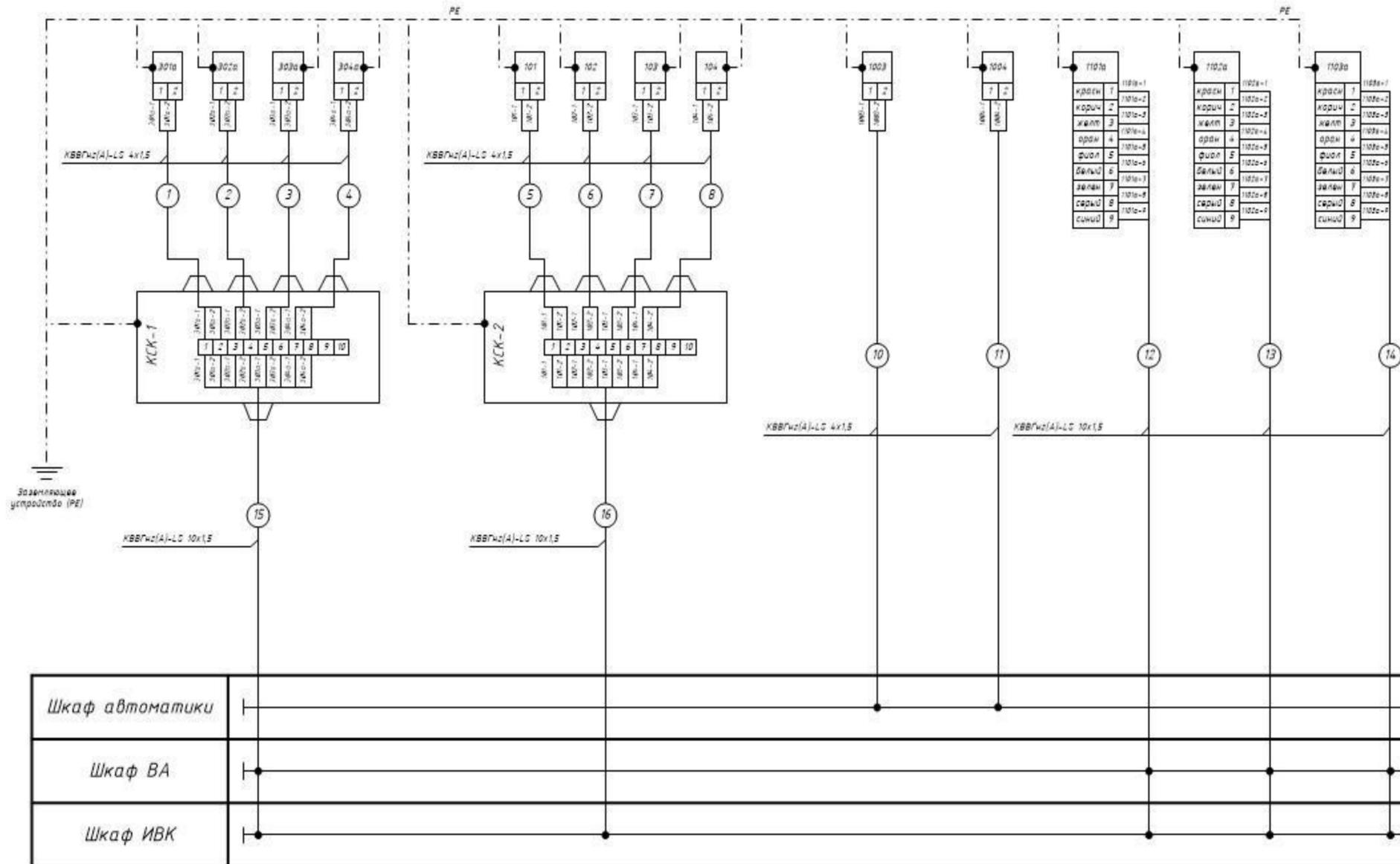
Приложение В – Структурная схема АСУ СИКН



ФЮРА.425280.001.ЭС.02				
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата
Разраб.		Джаилганов Ж.Ж.		
Пров.		Громаков Е.И.		
Т.контр.				
Н.контр.				
Утв.				
Структурная схема АСУ СИКН			Лит.	Лист
			у	1
			ТПУ, гр.8ТМ61	

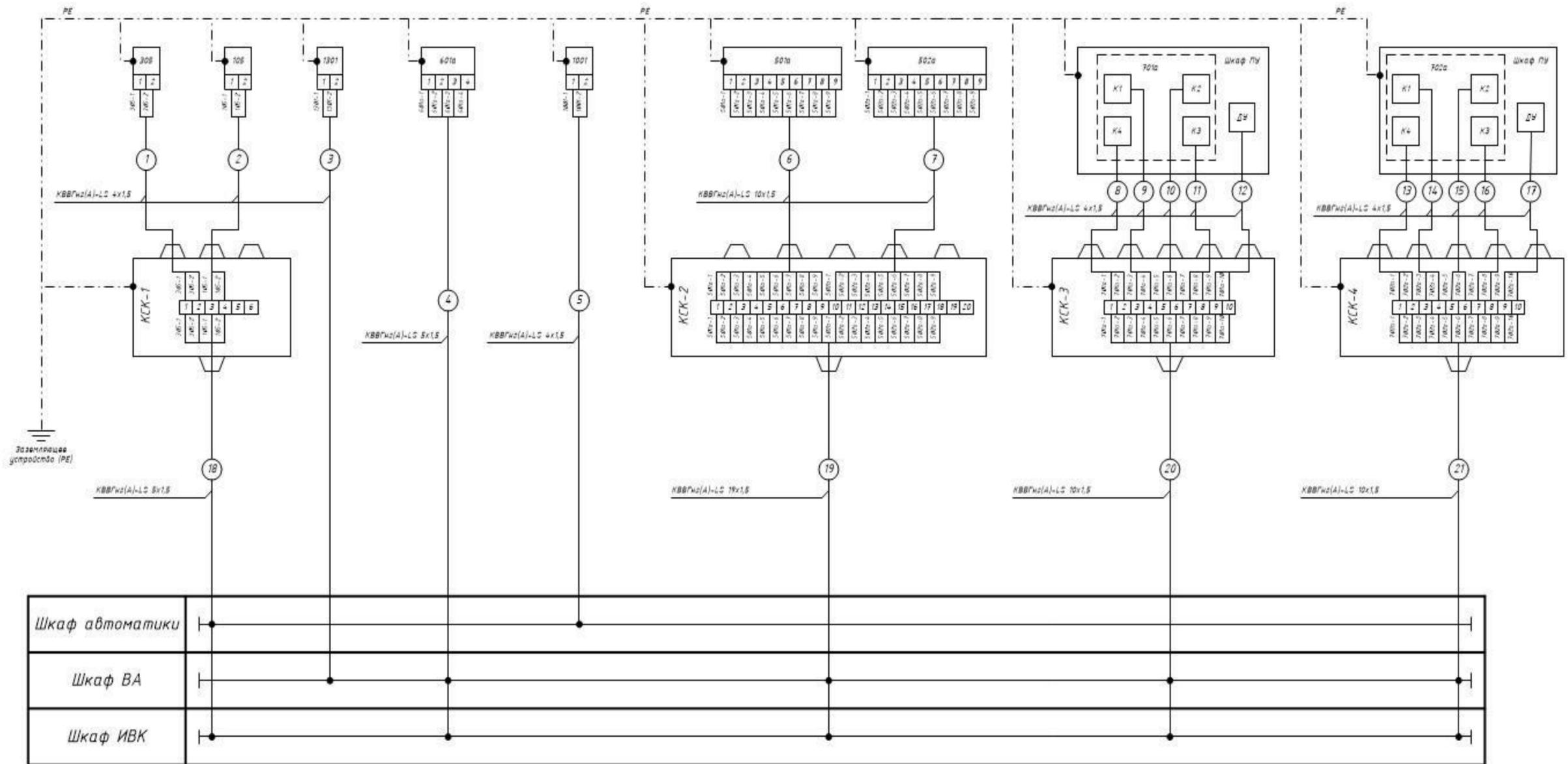
Приложение Г – Схема соединений внешних проводок

Место установки	Блок измерительных линий												
Наименование параметра	Избыточное давление				Температура				Уровень утечек		Массометрия		
Тип прибора	Fisher Rosemount TG3051				Fisher Rosemount 644H				Сигнализатор СКП50-16		Массовый кориолисовый расходомер CMF-300M		
Поз. обозначение	301a	302a	303a	304a	101	102	103	104	1003	1004	1101a	1102a	1103a



					ФЮРА.425280.001.ЭС.03		
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата	Блок измерительных линий. Схема соединений внешних проводов		
Разраб.	Джилганов Ж.Ж.						
Пров.	Громаков Е.И.						
Т.контр.							
Н.контр.							
Утв.							
					Лит.	Лист	Листов
					у	1	3
					ТПУ, гр.8ТМ61		

Место установки	Блок измерения качества							
Наименование параметра	Избыточное давление	Температура	Плотность	Расход	Уровень утечек	Влажность	Пробоотборное устройство	
Тип прибора	Fisher Rosemount TG3051	Fisher Rosemount 644H	Solatron 7835	УРСВ «Взлет МР»	Сигнализатор СКП50-16	Влагомер УДВН-1пм	Пульсар АП	
Поз. обозначение	305	105	1301	601а	1001	501а	502а	701а 702а

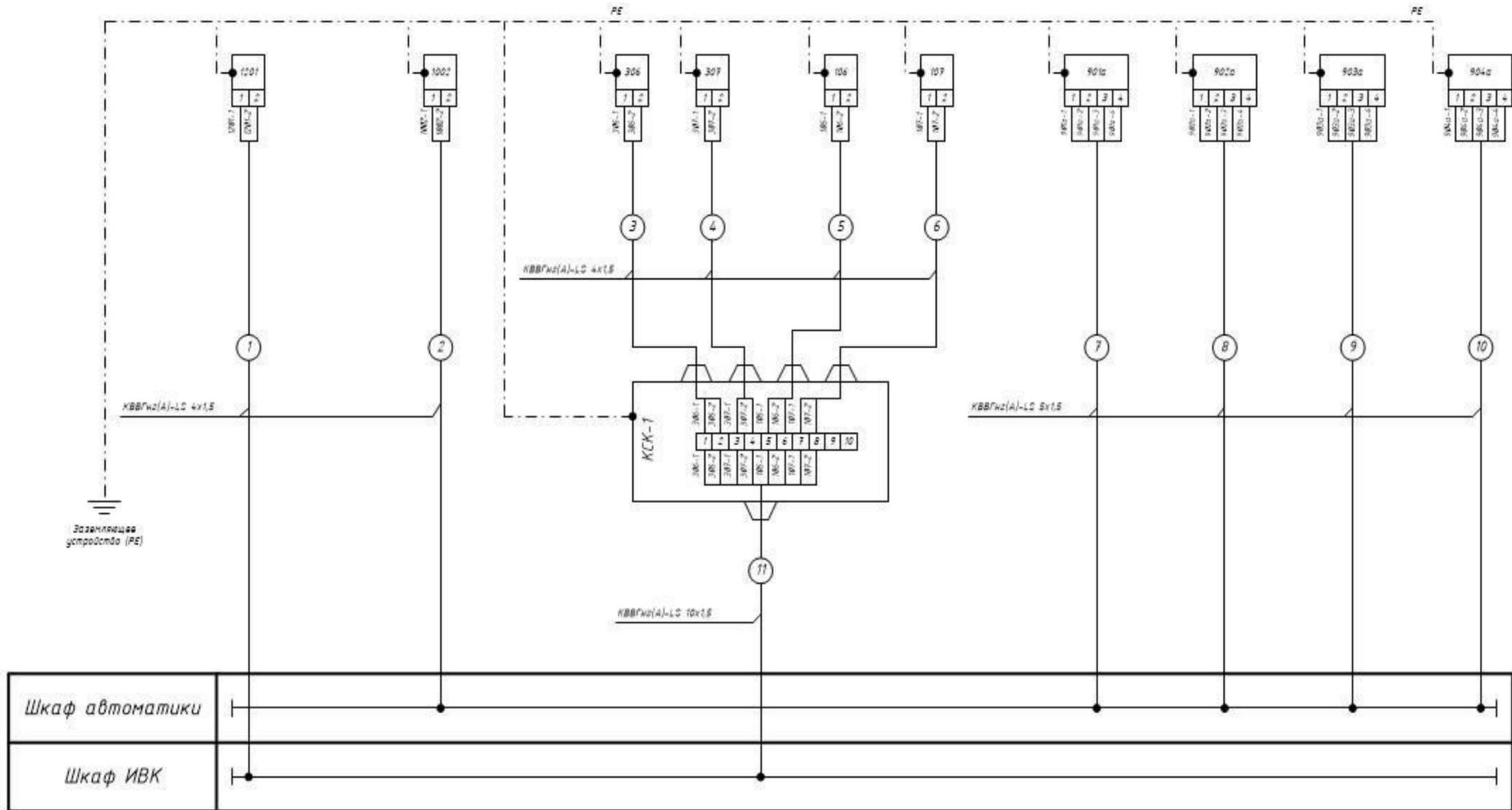


Шкаф автоматики	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
Шкаф ВА																						
Шкаф ИВК																						

- Примечания:
 1. ПУ - пробоотборное устройство
 2. К1-К4 - соленоидные приводы клапанов
 3. ДУ - датчик уровня

ФЮРА.425280.001.ЭС.03				
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата
Разраб.	Джаилганов Ж.Ж.			
Пров.	Громаков Е.И.			
Т.контр.				
Н.контр.				
Утв.				
Блок измерения качества. Схема соединений внешних проводов			Лит.	Лист
			у	2
				3
			ТПУ, гр.8ТМ61	

Место установки	Блок фильтров		ТПУ				Загазованность в блок-боксах			
Наименование параметра	Дифференциальное давление	Уровень утечек	Давление		Температура		Точка 1	Точка 2	Точка 3	Точка 4
Тип прибора	Fisher Rosemount CD3051	Сигнализатор СКП50-16	Fisher Rosemount TG3051	Fisher Rosemount 644H	Сигнализатор СГАЗС-ТГМ					
Поз. обозначение	1201	1002	306	307	106	107	901a	902a	903a	904a



ФЮРА.425280.001.ЭС.03										
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата						
Разраб.		Джаилганов Ж.Ж.								
Пров.		Гронаков Е.И.								
Т.контр.										
Н.контр.										
Чтв.										
Блок фильтров. ТПУ. Загазованность в блок-боксах. Схема соединений внешних проводов				<table border="1"> <tr> <td>Лит.</td> <td>Лист</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td>у</td> <td>3</td> <td>3</td> </tr> </table>	Лит.	Лист	Листов	у	3	3
Лит.	Лист	Листов								
у	3	3								
				ТПУ, гр.8ТМ61						