

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



Инженерная школа информационных технологий и робототехники
Направление подготовки 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
Отделение автоматизации и робототехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Модернизация системы управления групповой измерительной установки на Усть-Тегусском месторождении нефти

УДК 681.586-048.35:622.276.08-52(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т31	Плотников Дмитрий Игоревич		

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ВКР	Берчук Денис Юрьевич			
Руководитель ООП	Воронин Александр Васильевич	доцент, к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ШИП	Шаповалова Наталья Владимировна			

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	доцент, к.т.н.		

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Демонстрировать базовые естественнонаучные и математические знания для решения научных и инженерных задач в области анализа, синтеза, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств. Уметь сочетать теорию, практику и методы для решения инженерных задач, и понимать область их применения
P2	Быть в курсе передового отечественного и зарубежного опыта в области теории, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств
P3	Применять полученные знания для определения, формулирования и решения инженерных задач при разработке, производстве и эксплуатации современных систем автоматизации технологических процессов и производств с использованием передовых научно-технических знаний и достижений мирового уровня, современных средств и программного обеспечения
P4	Уметь выбирать и применять соответствующие аналитические методы и методы проектирования систем автоматизации технологических процессов и обосновывать экономическую целесообразность решений
P5	Уметь находить необходимую литературу, базы данных и другие источники информации для автоматизации технологических процессов и производств
P6	Уметь планировать и проводить эксперименты, интерпретировать данные и использовать их для ведения инновационной инженерной деятельности в области автоматизации технологических процессов и производств
P7	Возможность выбора и использования соответствующего программного и аппаратного обеспечения, оборудования и инструментов для решения задач автоматизации технологических процессов и производства
<i>Универсальные компетенции</i>	
P8	Владение иностранным языком на уровне, позволяющем работать в международной среде с пониманием культурных, языковых и социально-экономических различий
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы с ответственностью за риски и работу коллектива при решении инновационных инженерных задач в области автоматизации технологических процессов и производств, демонстрировать готовность следовать профессиональной этике и нормам
P10	Обладать широкой эрудицией, включающей знание и понимание современных социально-политических проблем, безопасности и здоровья работников, правовых аспектов, ответственности за инженерную деятельность, влияние инженерных решений на социальный контекст и окружающую среду
P11	Понимать необходимость и уметь учиться и совершенствовать свои навыки в течение всего периода профессиональной деятельности

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



Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
 Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Воронин А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
гр. 3-8Т31	Плотникову Дмитрию Игоревичу

Тема работы:

Модернизация системы управления групповой измерительной установки на Усть-Тегусском месторождении нефти

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, экологической, энергетических затрат; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p><i>Объект исследования – Измерительная установка «ОЗНА-МАССОМЕР».</i></p> <p><i>Режим работы – Непрерывный или периодический.</i></p> <p><i>Вид сырья – газ, нефть.</i></p> <p><i>Исследовать состав оборудования, арматуры, средств измерения, контроля, автоматизации и безопасности системы управления групповой измерительной установки, принцип работы измерительной установки, выполнение и обработку измерений.</i></p> <p><i>Технические характеристики:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Количество подключаемых скважин – 1; – Диапазон дебитов, подключенных к установке скважин – от 1 до 400 м³/сут; – Рабочее давление – 4,0 МПа.
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор литературы для уточнения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка проблемы исследования, проектирования, строительства; содержание процедуры исследования, проектирования, строительства; обсуждение результатов работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение о работе).</p>	<p>Исследовать техническую документацию завода изготовителя. Подобрать, заменить и описать средства измерения, промышленный контроллер, операторскую панель. Выбрать алгоритм сбора и обработки информации. Оценить коммерческий потенциал научного исследования. Модернизировать структуру управления, функциональную АС групповой замерной установки, и схему внешних проводок.</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>Структура управления АС; Функциональная АС групповой замерной установки; Схема внешних проводок; Алгоритм сбора данных.</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Старший преподаватель ШИП Шаповалова Наталья Владимировна
Социальная ответственность	Ассистент ИШХБМТ Невский Егор Сергеевич

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОАР	Берчук Денис Юрьевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т31	Плотников Дмитрий Игоревич		

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

Инженерная школа информационных технологий и робототехники
Направление подготовки 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
Уровень образования – бакалавр
Отделение автоматизации и робототехники
Период выполнения – осенний/весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

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

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОАР	Берчук Денис Юрьевич			

Согласовано:

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 83 с., 10 рис., 25 табл., 31 источника, 4 прил.

Ключевые слова: SCADA-система, измерительная установка, расход нефти, напорные системы сбора, технологический блок, БИОИ, модернизация, импортозамещение, интерфейс, хэш, контрольная сумма

Объектом исследования является измерительная установка «ОЗНА-МАССОМЕР».

Цель работы – модернизация автоматизированной системы управления измерительной установки с использованием ПЛК, на основе выбранной SCADA-системы.

В процессе исследования проводились: обследование объекта исследования, подбор и замена датчиков, модернизация структуры управления, функциональной схемы, схемы внешних проводок, выбор алгоритмов управления, оценка коммерческого потенциала, формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.

В результате исследования была модернизирована система контроля и управления технологическим процессом на базе промышленных контроллеров ОВЕН ПЛК, с применением SCADA-системы CoDeSys.

Область применения: в системах контроля, управления и сбора данных на различных нефтедобывающих предприятиях.

Экономическая эффективность/значимость работы позволила повысить безопасность и надежность измерений, сократить число аварий, снизить материальные затраты на модернизацию, что положительно влияет на бюджет затрат научно-исследовательского проекта в условиях импортозамещения.

Содержание

Глоссарий.....	10
Обозначения и сокращения.....	14
Введение.....	15
1 Обследование объекта модернизации	17
1.1 Назначение измерительной установки.....	17
1.2 Технические характеристики	17
1.3 Состав оборудования, арматуры, средств измерения, контроля, автоматизации и безопасности системы управления групповой измерительной установки	19
1.4 Устройство и принцип работы измерительной установки	21
1.5 Описание средств измерений	26
1.6 Выполнение измерений	27
1.7 Обработка результатов измерений	28
1.8 Программное обеспечение, описание структуры и основных функций	31
1.8.1 Метрологические характеристики.....	33
2 Основная часть	35
2.1 Модернизация блока измерений и обработки информации	35
2.1.1 Подбор и замена промышленного контроллера	35
2.1.2 Описание промышленного контроллера ОВЕН ПЛК160	37
2.1.3 Подбор и замена операторской панели.....	38
2.1.4 Описание операторской панели ОВЕН СП307-Б	39
2.2 Модернизация автоматизированной системы в технологическом блоке измерительной установки	41
2.2.1 Подбор и замена датчика давления	41
2.2.2 Описание датчика давления Метран 150-TG3	42
2.2.3 Подбор и замена газосигнализатора.....	43
2.2.4 Описание газосигнализатора Сигнал-03.....	44
2.2.5 Подбор датчика уровня.....	45
2.2.6 Описание датчика уровня Rosemount 3300	46
2.3 Модернизация структуры управления АС.....	49

2.4	Модернизация функциональной схемы автоматизации.....	50
2.5	Модернизация схемы внешних проводок.....	51
2.6	Выбор алгоритмов управления	52
2.6.1	Модернизация алгоритма сбора данных измерений	52
3	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности	54
3.1	Потенциальные потребители результатов исследования.....	54
3.2	Анализ конкурентных технических решений	55
3.3	Планирование научно-исследовательских работ.....	58
3.3.1	Структура работ в рамках научного исследования	58
3.3.2	Разработка графика проведения научного исследования	59
3.4	Бюджет научно-технического исследования.....	63
3.4.1	Расчет материальных затрат НТИ	63
3.4.2	Основная заработная плата исполнителей темы.....	64
3.4.3	Дополнительная заработная плата	65
3.4.4	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	66
3.4.5	Накладные расходы.....	67
3.4.6	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта..	67
3.5	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	68
4	Социальная ответственность	73
4.1	Состав и взрывобезопасность модернизированного оборудования автоматизированной системы управления	74
4.1.1	Взрывобезопасность датчика давления Метран 150-TG3	74
4.1.2	Взрывобезопасность газосигнализатора Сигнал-03	76
4.1.3	Взрывобезопасность датчика уровня Rosemount 3300.....	77
4.2	Защита и контроль информации	77
4.3	Реализация интерфейса оператора.....	78
	Заключение	80
	Список используемых источников.....	81
	Приложение А. Структура управления АС	

Приложение Б. Функциональная АС групповой замерной установки

Приложение В. Схема внешних проводок

Приложение Г. Алгоритм сбора данных

Глоссарий

Термин	Определение
АС	Автоматизированная система это – комплекс аппаратных и программных средств, предназначенный для управления различными процессами в рамках технологического процесса. Термин автоматизированная, в отличие от термина автоматическая подчеркивает сохранение за человеком-оператором некоторых функций, либо наиболее общего, целеполагающего характера, либо не поддающихся автоматизации
Интерфейс (RS-232C, RS-422, RS-485, CAN)	Интерфейс – это совокупность средств (программных, технических, лингвистических) и правил для обеспечения взаимодействия между различными программными системами, между техническими устройствами или между пользователем и системой
Интерфейс оператора	Интерфейс оператора – это совокупность аппаратно-программных компонентов АСУ ТП, обеспечивающих взаимодействие пользователя с системой
Протокол (OSI, ProfiBus, Modbus, HART, Foundation fieldbus, Modbus RTU, Ethernet 100 Base-T)	Протокол – это набор правил, позволяющий осуществлять соединение и обмен данными между двумя и более включенными в соединение программируемыми устройствами
Кавитация	Кавитация – это образование в жидкости полостей (кавитационных пузырьков, или каверн), заполненных газом, паром или их смесью
Архитектура АС	Архитектура автоматизированной системы – это набор значимых решений по организации системы программного обеспечения, набор структурных элементов и их интерфейсов, при помощи которых конструируется АС

Термин	Определение
SCADA (англ. Supervisory Control And Data Acquisition – диспетчерское управление и сбор данных)	Под термином SCADA понимают инструментальную программу для разработки программного обеспечения систем управления технологическими процессами в реальном времени и сбора данных
ФЮРА. 425280	ФЮРА это – код организации разработчика проекта (ТПУ); 425280 это – код классификационной характеристики проектной продукции по ГОСТ 3.1201-85 (в соответствии с шестизначной классификационной характеристикой ОКП этот код означает программно-технические комплексы для распределенного автоматизированного управления технологическим объектом, многофункциональные)
OPC-сервер	OPC-сервер – это программный комплекс, предназначенный для автоматизированного сбора технологических данных с объектов и предоставления этих данных системам диспетчеризации по протоколам стандарта OPC
ERP-система	ERP-система – организационная стратегия интеграции производства и операций, управления трудовыми ресурсами, финансового менеджмента и управления активами, ориентированная на непрерывную балансировку и оптимизацию ресурсов предприятия посредством специализированного интегрированного пакета прикладного программного обеспечения, что обеспечивает общую модель данных и процессов для всех сфер деятельности

Термин	Определение
Стандарт	<p>Стандарт – образец, эталон, модель, принимаемые за исходные для сопоставления с ними др. подобных объектов.</p> <p>Стандарт в Российской Федерации – документ, устанавливающий комплекс норм, правил, требований к объекту стандартизации, в котором в целях добровольного многократного использования устанавливаются характеристики продукции, правила осуществления и характеристики процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнения работ или оказания услуг</p>
Объект управления	Объект управления – обобщающий термин кибернетики и теории автоматического управления, обозначающий устройство или динамический процесс, управление поведением которого является целью создания системы автоматического управления
Программируемый логический контроллер (ПЛК)	Программируемый логический контроллер или программируемый контроллер – специализированное компьютеризированное устройство, используемое для автоматизации технологических процессов. В отличие от компьютеров общего назначения, ПЛК имеют развитые устройства ввода-вывода сигналов датчиков и исполнительных механизмов, приспособлены для длительной работы без серьезного обслуживания, а также для работы в неблагоприятных условиях окружающей среды. ПЛК являются устройствами реального времени
Диспетчерский пункт	Диспетчерский пункт – центр системы диспетчерского управления, где сосредоточивается информация о состоянии производства

Термин	Определение
Автоматизированное рабочее место (АРМ)	Автоматизированное рабочее место – программно-технический комплекс, предназначенный для автоматизации деятельности определенного вида. При разработке АРМ для управления технологическим оборудованием как правило используют SCADA-системы
Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП)	Автоматизированная система управления технологическим процессом – комплекс программных и технических средств, предназначенный для автоматизации управления технологическим оборудованием на предприятиях. Под АСУ ТП обычно понимается комплексное решение, обеспечивающее автоматизацию основных технологических операций на производстве в целом или каком-то его участке, выпускающем относительно законченный продукт
Пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) регулятор	Пропорционально-интегрально-дифференциальный регулятор – устройство, используемое в системах автоматического управления для поддержания заданного значения измеряемого параметра. ПИД-регулятор измеряет отклонение стабилизируемой величины от заданного значения (уставки) и выдает управляющий сигнал, являющийся суммой трех слагаемых, первое из которых пропорционально этому отклонению, второе пропорционально интегралу отклонения и третье пропорционально производной отклонения

Обозначения и сокращения

Аббревиатура	Краткая характеристика
OSI (Open Systems Interconnection)	Эталонная модель взаимодействия открытых информационных систем
ANSI/ISA (American National Standards Institute/ Instrument Society of America)	Американский национальный институт стандартов/Американское общество приборостроителей
IP (International Protection)	Степень защиты
LAD (Ladder Diagram)	Язык релейной (лестничной) логики
FBD (Function Block Diagram)	Графический язык программирования стандарта
STL	Реализация языка Instruction List для программирования контроллеров
SCL, ST (Structured Text)	Язык программирования стандарта IEC61131-3
C++	Компилируемый, статически типизированный язык программирования общего назначения
CoDeSys	Инструментальный программный комплекс промышленной автоматизации
ППЗУ	Программируемое постоянное запоминающее устройство
КМР	Клапан магниторегулируемый
АЦП	Аналого-цифровой преобразователь
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматика
ПО	Программное обеспечение
IEEE 754	Широко используемый стандарт IEEE, описывающий формат представления чисел с плавающей точкой.

Введение

Особенностями современного развития технического рынка АСУ ТП в нефтегазовой отрасли напрямую зависит от макроэкономических показателей и объема инвестиций в основной капитал российских нефтегазовых компаний. Замена оборудования требует огромных капитальных вложений. Поэтому потребители АСУ ТП больше заинтересованы в продлении срока службы существующего оборудования и повышении его эксплуатационных характеристик за счет модернизации, которая зачастую включает в себя замену средств измерения, контроля, автоматизации и безопасности на более современные.

Актуальными целями выполнения данной выпускной квалификационной работы по теме «Модернизация системы управления групповой измерительной установки на Усть-Тегусском месторождении нефти» являются:

- комплексная модернизация системы контроля, регулирования, противоаварийной защиты, сбора, передачи и обработки информации, построенной по многоуровневому распределительному принципу с использованием программируемого контроллера, персонального компьютера, средств связи и передачи информации;
- повышение надежности и безопасности (в том числе экологической) работы технологических частей;
- осуществление контроля и учета материальных и энергетических ресурсов.

В настоящее время область управления производством компании активно внедряют беспроводные технологии. Для этого разработаны технологии и элементная база всех уровней автоматизации производства, начиная с низовой автоматики, SCADA-систем и заканчивая уровнем ERP-систем.

Объект и методы исследования

Объектом исследования является система управления установкой измерительной «ОЗНА-МАССОМЕР» (далее измерительная установка, установка) изготовленная предприятием ЗАО «ОЗНА-Измерительные системы».

Измерительная установка предназначена для измерения в автоматическом режиме расхода жидкости и газа, добываемых из нефтяных скважин, а также архивирования, индикации и передачи результатов измерений и аварийных сигналов на приемное устройство верхнего уровня.

Методом исследования является изучение паспорта, руководства по эксплуатации, методики выполнения измерений установки, ее устройства и работы. Данный метод позволяет полностью изучить технические возможности установки.

Методом модернизации является подбор и замена датчиков, контроллерного оборудования и алгоритма управления измерительной установкой.

1 Обследование объекта модернизации

1.1 Назначение измерительной установки

Измерительная установка предназначена для измерения среднесуточного массового расхода жидкости, среднесуточного объемного расхода газа, а также определения среднесуточного массового расхода нефти, добываемой из нефтяных скважин.

Область применения установки – напорные системы сбора нефтепродуктов и автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтедобычи.

1.2 Технические характеристики

Технические характеристики измерительной установки «ОЗНА-МАССОМЕР» представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Количество подключаемых скважин	1
Рабочее давление, МПа, не более	4,0
Диапазон дебитов, подключенных к установке скважин, м ³ /сут, в пределах	от 1 до 400
Питание электрических цепей: – род тока; – напряжение, В; – отклонение напряжения питания сети, %; – частота переменного тока, Гц; – потребляемая мощность, кВт·А, не более.	переменный 380/220 от минус 15 до плюс 10 50±1 20
Характеристика окружающего воздуха: – интервал температур, °С, в пределах; – относительная влажность, %.	от минус 60 до плюс 40 до 100
Характеристика рабочей среды: – рабочая среда; – температура, °С, в пределах; – вязкость жидкости 10 ⁻⁶ м ² /с, не более; – плотность нефти, кг/м ³ , в пределах; – плотность пластовой воды, кг/м ³ , в пределах; – содержание воды в жидкости, массовая доля, %, в пределах;	газо-жидкостная смесь от плюс 5 до плюс 60 500 от 700 до 900 от 1000 до 1200 от 0 до 99

Продолжение таблицы 1

– содержание парафина, объемная доля, %, не более;	7
– содержание механических примесей, мг/л, не более;	1500
– содержание сероводорода, объемное, % , не более;	2
– содержание сероводорода, объемное, % , не более.	60
Исполнение приборов, устройств и электрооборудования технологического блока	взрывозащищенное
Исполнение электрооборудования блока аппаратурного	обыкновенное
Средняя наработка на отказ по функциям измерений и определений параметров, ч, не менее	34500
Среднее время восстановления рабочего состояния оборудования, ч, не более	2
Группа возгораемости ограждающих конструкций	Г3
Уровень ответственности зданий	II
Класс функциональной пожарной опасности	Ф5.1
Класс конструктивной пожарной опасности	С0
Степень огнестойкости	IV
Укрытие блока технологического	
Категория помещения по взрывопожарной опасности	A
Габаритные размеры и масса:	
– длина, мм;	4500
– ширина, мм;	3200
– высота, мм;	2830
– масса, кг.	5200
Укрытие блока аппаратурного	
Категория помещения по взрывопожарной опасности	Д
Габаритные размеры и масса:	
– длина, мм;	3630
– ширина, мм;	3500
– высота, мм;	2350
– масса, кг.	4000

1.3 Состав оборудования, арматуры, средств измерения, контроля, автоматизации и безопасности системы управления групповой измерительной установки

Установка состоит из технологического и аппаратурного блоков, комплекта монтажных и запасных частей, инструмента и принадлежностей, и комплекта средств жизнеобеспечения.

Блок технологический используется для размещения, укрытия и обеспечения условий нормальной работы устанавливаемого в нем технологического оборудования, а также средств измерений, входящих в установку блока технологического и выполнен в виде утепленного помещения. Для поддержания необходимой положительной температуры в помещении установлен электрический обогреватель.

Блок аппаратурный используется для размещения, укрытия и обеспечения условий нормальной работы устанавливаемого в нем оборудования.

Блок аппаратурный выполнен в виде утепленного помещения, внутри которого размещены система управления и обработки информации и силовой шкаф, а также смонтированы вторичные приборы пожарной сигнализации и газосигнализаторов. Для поддержания необходимой положительной температуры в помещении установлен электрический обогреватель.

Состав оборудования, арматуры, средств измерения, контроля, автоматизации и безопасности технологического блока представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав оборудования, арматуры, средств измерения, контроля, автоматизации и безопасности технологического блока

Наименование	Количество
Емкость сепарационная	1
Асинхронный электродвигатель вентилятора АИМЛ 63В4	1
Асинхронный электродвигатель привода АУМА	2
Асинхронный электродвигатель гидропривода	1
Переключатель скважин многоходовой (ПСМ)	1
Кран шаровой проходной Ду 80 Ру 40 КШПРПВ1-80-40-70 У1(УХЛ1)	2

Продолжение таблицы 2

Клапан обратный поворотный	1
Клапан предохранительный пружинный	1
Задвижка клиновая литая ЗКЛ 2-50-40	4
Задвижка клиновая литая ЗКЛ 2-80-40	3
Задвижка клиновая DN15 PN4,0 МПа	2
Задвижка клиновая DN15 PN16,0 МПа	9
Задвижка клиновая DN25 PN16,0 МПа	1
Затвор обратный поворотный DN80 PN4,0 МПа	8
Задвижка клиновая DN80 PN4,0 МПа	20
Клапан РУСТ 310-2 УХЛ1	2
Расходомер MICRO MOTION F200	1
Счетчик газа вихревой СВГ.М-160/80	1
Влагомер «ВСН-2»	1
Счетчик жидкости TOP 1-50	1
Газоанализатор СГОЭС-2	1
Извещатель пожарный ИП 101-07е	3
Извещатель пожарный ручной ИП535-07е (КВМ15+3Г)	1
Термопреобразователь ТСМУ Метран 274-08Exd(100М)-80-0,5-Н10-(-50+100)С-4-20 мА-БК-Т5-У1.1-ГП	3
Датчик Метран -55-Вн-ДИ-516-МП-t10-050-4 МПа-42-С-М20-ГП	3
Регулятор расхода РР 02.00.000-01	1
Манометр МП-4 (0-6 МПа)	3
Термометр ртутный ТЛ-4 (от 0 до плюс 55 °С)	1
Термометр ртутный ТЛ-4 (от плюс 50 до плюс 105 °С)	1
Индикатор положения поплавка ИПП.01.00.000	1
Вентилятор ВЦ 4-75 2,5А У1	1
Пост аварийной сигнализации ПАСВ 1-П-46-1Ж1К	1
Пост управления кнопочный ПВК15-ХЛ1	2
Пост управления кнопочный ПВК25-ХЛ1	2
Оповещатель взрывозащищенный ВС-4С-220В-3 (зеленый)	1
Оповещатель свето-звуковой взрывозащищенный ЗОВ	1
Выключатель ВПВ-1А-11-ХЛ1	2

Состав оборудования, средств измерения, контроля, автоматизации и безопасности аппаратного блока представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Состав оборудования, средств измерения, контроля, автоматизации и безопасности аппаратного блока

Наименование	Количество
Шкаф силовой ШС-3УМ20.00.00.000	1
Блок измерений и обработки информации БИОИ16.00.00.000	1

Продолжение таблицы 3

Шкаф вспомогательный ШВ2.00.00.000	1
Источник бесперебойного питания ДПК-1/1-1 220Н со встроенным аккумулятором	1
Извещатель пожарный дымовой ИП 212-3СУ	3
Термопреобразователь ТСМУ Метран 274-08Exd(100М)-80-0,5-Н10-(-50+100)С-4-20 мА-БК-Т5-У1.1-ГП	1
Оповещатель свето-звуковой взрывозащищенный ЗОВ	1
Извещатель охранный ИО 102-20	1
Пост управления кнопочный ПВК15-ХЛ1	1

1.4 Устройство и принцип работы измерительной установки

Технологическая схема измерительной установки изображена на рисунке 1.

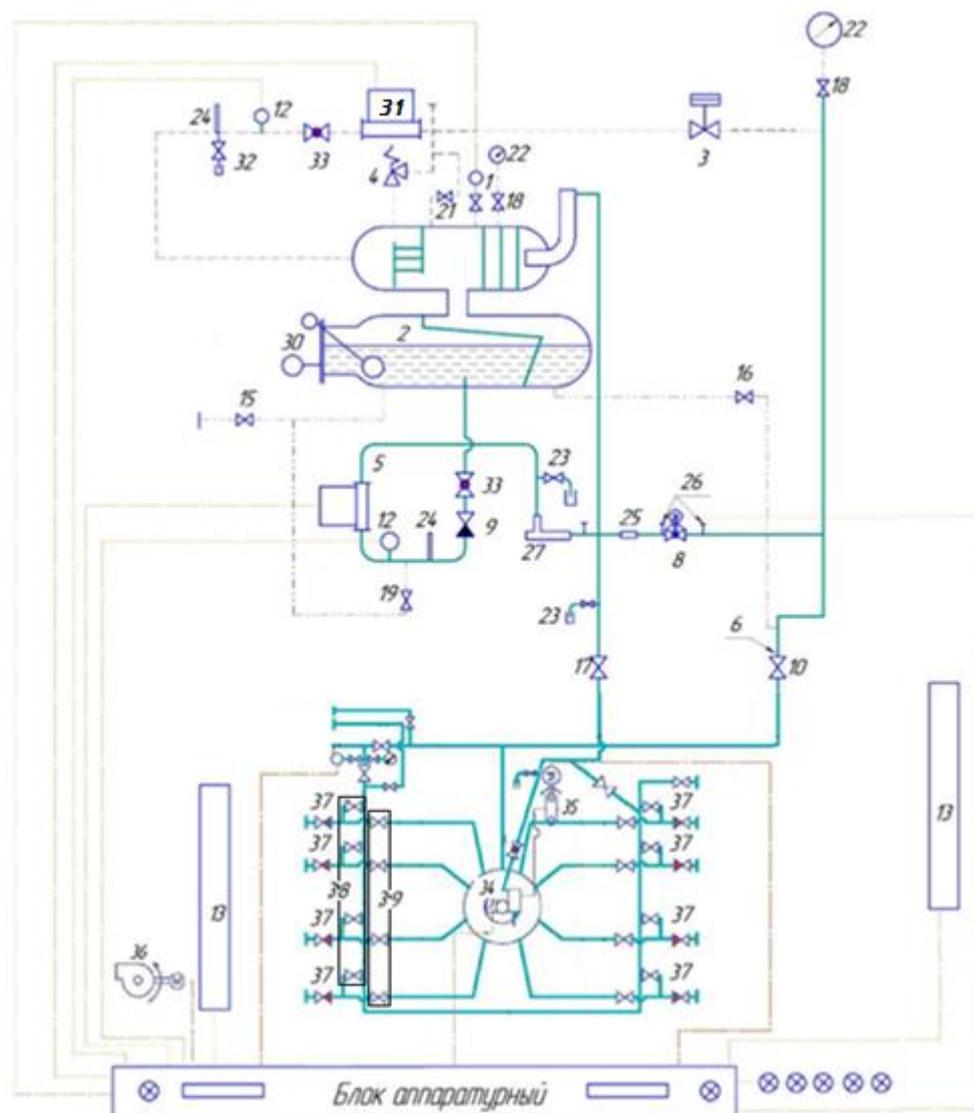


Рисунок 1 – Технологическая схема измерительной установки

- где 1 – Датчик давления;
2 – Емкость сепарационная;
3 – Клапан магниторегулируемый КМР 2;
4 – Клапан предохранительный;
5 – Расходомер Micro Motion;
6 – Коллектор общий;
7 – Линия байпасная;
8 – Кран шаровой Ду 80, Ру 40 с электрическим приводом;
9 – Клапан обратный;
10, 11, 17 – Задвижка Ду 80; 12 – ТСМУ;
13 – обогреватели электрические;
14 – Датчик давления;
15,16 – Задвижки Ду 50;
18, 19, 20 – Задвижки Ду 15;
21 – Задвижка Ду 15;
22 – Манометры;
23 – Штуцер для отбора проб;
24 – Карман для стеклянного термометра;
25 – Катушка счетчика ТОР;
26 – Штуцера для подключения УОСГ;
27 – Катушка влагомера;
30 – Индикатор уровня поплавка;
31 – Счетчик газа ДРГ.М-160;
32 – Штуцер для контроля сепарации газа;
33 – Кран шаровой Ду 80;
34 – Переключатель скважин многоходовой;
35 – Электродвигатель гидропривода ГП-1М;
36 – Электродвигатель вентилятора;
37 – Затвор обратный поворотный Ду 80 Ру 40;
38 – Первый ряд задвижек клиновых Ду 80 Ру 40;
39 – Второй ряд задвижек клиновых Ду 80 Ру 40.

Работа измерительной установки происходит следующим образом.

Продукция скважин по трубопроводам, подключенным к установке, поступает в переключатель скважин многоходовой (далее ПСМ) (34).

С помощью электродвигателя гидропривода (35) перемещает поворотный патрубок ПСМ и продукция одной из скважин направляется в сепарационный резервуар (2), а продукция из других скважин направляется в общий коллектор. В сепарационной емкости происходит отделение газа от жидкости.

Газ, выйдя из гидроциклона, накапливается в верхней емкости и в верхней полости нижней емкости, уменьшающейся по мере заполнения нижней емкости жидкостью. В это время клапан запорный РУСТ с электрическим приводом АУМА на газовой линии (3) – открыт в противофазе закрытому клапану запорному РУСТ с электрическим приводом АУМА на жидкостной линии (8).

При этом поплавков находится в нижнем положении, соответственно, индикатор положения поплавок (далее ИПП) (30) – в верхнем положении. Происходит возрастание перепада давления между полостями сепаратора и коллектора. При достижении величины перепада давления, равного верхней уставке индикатора положения поплавок, через контроллер подается сигнал и открывается затвор клапана запорного РУСТ с электрическим приводом АУМА (3). Газ под действием перепада давления между полостями сепаратора и коллектором интенсивно уходит из сепаратора через открытый клапан запорный РУСТ с электрическим приводом АУМА (3), датчик расхода газа ДРГ.М (31) и далее в общий коллектор (6). Перепад давления начинает снижаться.

Процесс налива при открытом газовом клапане происходит до верхней уставки ИПП (30), при которой ИПП – будет в нижнем положении и подаст сигнал через контроллер на открытие клапана запорного РУСТ с электрическим приводом АУМА на жидкостной линии (8).

При поступлении в блок измерений и обработки информации (далее БИОИ) от расходомера первого значения объема газа включается таймер отсчета времени измерения объемного количества газа.

При достижении значения перепада давления величины, соответствующей нижнему порогу перепада давления для клапана запорного РУСТ с электрическим приводом АУМА (3), его затвор также закрывается, таймер останавливается и начинается следующий цикл накопления газа в сепараторе.

Жидкость стекает в нижний цилиндр сепаратора и накапливается в нем.

По мере накопления жидкости и достижения уровня верхней уставки ИПП (30) подается сигнал на открытие клапана запорного РУСТ с электрическим приводом (8) и жидкость через кран шаровой (33), обратный клапан (9), расходомер массовый (5) уходит в общий коллектор (6). При снижении уровня жидкости до нижней уставки ИПП (30), (сухой ноль) клапан запорный РУСТ с электрическим приводом AUMA (8) закрывается и происходит накопление жидкости в емкости.

Процесс слив – остаток газовой шапки при закрытом клапане запорном РУСТ с электроприводом приводом AUMA на газовой линии (3) и открытом клапане запорном РУСТ с электрическим приводом AUMA на жидкостной линии (8), вытесняет сырую нефть из нижней камеры сепаратора до уровня нижней уставки ИПП (30).

Процесс налива повторяется до верхней уставки ИПП (30), при закрытом клапане запорном РУСТ с электрическим приводом AUMA на жидкостной линии (8) и открытом клапане запорном РУСТ с электрическим приводом AUMA газовой линии(3).

При отключении питания клапан с электрическим приводом РУСТ (8) на измерительных линиях откроется за счет дополнительного источника бесперебойного питания.

Разработанное и установленное программное обеспечение (далее ПО) предусматривает защиту от превышения максимально установленного перепада, т.е. в принудительном порядке открываются клапана РУСТ при достижении заданного избыточного давления.

После наступления равновесного состояния, газ и жидкость непрерывно поступают в коллектор, расходомеры производят измерения массового расхода и плотности жидкости, объемного расхода газа и температуры этих продуктов.

В момент открытия клапана запорного РУСТ с электрическим приводом AUMA (8), при поступлении на станцию управления от расходомера первого импульса, включается таймер отсчета времени измерения и на станцию управления начинает поступать измерительная информация.

В момент закрытия клапана запорного РУСТ с электрическим приводом АУМА (8), выходной сигнал расходомера принимает нулевое значение, отсчет расхода жидкости прекращается, но счет времени продолжается до следующего открытия клапана. При этом значение времени измерения фиксируется в памяти станции управления.

Измерительная информация от расходомера, датчика уровня ИПП (30) поступает на станцию управления.

Станция управления обрабатывает, формирует измерительную информацию, выводит на индикацию и передает ее по каналам связи в диспетчерский пункт нефтедобывающего предприятия.

Измерения среднесуточного массового расхода жидкости и среднесуточного объемного расхода газа производятся путем непрерывного усреднения значений расхода, поступающих от расходомера счетчика газа и последующего масштабирования (пересчета) этих значений в среднесуточные.

Значения среднесуточного массового расхода нефти определяется как разница между среднесуточным массовым расходом жидкости и пластовой воды.

Продолжительность измерения определяется программой.

Время измерения устанавливается в месторождении в зависимости от конкретных условий: добычи скважины, методов добычи, состояния разработки месторождения и других условий.

Для удаления осевших загрязнений и механических примесей из сепарационного резервуара и выгрузки из давления байпасной линии резервуар обвязывается дренажной линией и на трубопроводах устанавливаются клапаны (15,16).

Для отключения сепарационной емкости при обслуживании и ремонте используются задвижки (15, 16).

В технологическом блоке имеется освещение, обогреватели (13), принудительная вентиляция.

Все оборудование смонтировано на металлической основе. На основании периметра каркаса монтируются покровные панели.

Блок укрытия облегчен, прочен, устойчив к состоянию погоды, обладает хорошими свойствами термоизоляции.

Укрытие обеспечивает нормальные условия для оборудования и обслуживающего персонала. Электропроводка внутри технологического блока укладывается в стальные короба.

1.5 Описание средств измерений

С помощью измерительной установки «ОЗНА-МАССОМЕР» осуществляется способ автоматического измерения параметров продукции скважин, путем ее предварительной сепарации – разделения на жидкую (сырая нефть) и газовую (нефтяной газ) фазы с помощью сепаратора в составе измерительной установки.

По мере разделения продукции скважины, по заданному алгоритму управления измерительной установки, накопленные в сепараторе сырая нефть и нефтяной газ дискретно или непрерывно сбрасываются в коллектор.

На выходе из сепаратора при сбросе продукции в коллектор производятся прямые независимые измерения:

- массы и плотности сырой нефти – с помощью массовых счетчиков (расходомеров) кориолисова типа;
- массы нефтяного газа – с помощью счетчиков (расходомеров) того же типа (или объема нефтяного газа – с помощью объемных счетчиков вихревого типа);
- объемной доли воды (или нефти) в водонефтяной смеси – с помощью поточных влагомеров сырой нефти;
- температуры сырой нефти – с помощью измерительных преобразователей температуры: давления сырой нефти и нефтяного газа – с помощью измерительных преобразователей давления;
- времени измерений – с помощью таймера БИОИ.

Дополнительно лабораторными стандартизованными методами производятся измерения плотности пластовой воды, обезвоженной нефти и нефтяного газа при стандартных условиях, значения которых вводятся в БИОИ в качестве условно-постоянных величин для каждой конкретной скважины.

На базе результатов прямых измерений, автоматически с помощью БИОИ производятся вычисления:

- массы обезвоженной нефти в водонефтяной смеси (т);
- объема нефтяного газа в стандартных условиях (м^3);
- массового расхода сырой нефти (т/сут);
- массового расхода обезвоженной нефти (т/сут);
- объемного расхода нефтяного газа ($\text{м}^3/\text{сут}$).

1.6 Выполнение измерений

Проводят подготовку к работе, опробование, регулирование и настройку измерительной установки.

Программно исключают из процесса измерений массу сырой нефти, находящуюся в накопителе сепаратора на момент подключения скважины, принадлежащую предыдущей скважине, путем слива ее в коллектор в количестве, в соответствии с таблицей 4.

Таблица 4 – Количество слива нефти из накопителя сепаратора

Номинальная пропускная способность установки по сырой нефти, т/сутки	Количество, т, не менее
400	0,2
1500,2000	0,6
3000	1,5
4000	2,3

Слив сырой нефти производится независимо от того, в каком режиме работает установка: в непрерывном или дискретном.

При непрерывном режиме отсчет времени измерения вновь подключенной скважины начинается по окончании слива заданной массы сырой нефти, при дискретном – в момент закрытия запорной арматуры на

жидкостном трубопроводе сепаратора в последнем (после выполнения условий, указанных выше) цикле слива.

Рекомендуемое количество измерений (периодов измерений) каждой скважины за месяц ее работы – 20.

Устанавливают время измерения продукции скважины.

Рекомендуемое время измерений в зависимости от дебита скважин приведено в таблице 5.

Таблица 5 – Рекомендуемое время измерений

Дебит скважины по жидкости, т/сут	Время измерений (t), ч
До 20	24
От 20 до 35	16
От 35 до 60	10
От 60 до 100	6
Более 100	4

В лаборатории производят измерения при стандартных условиях:

- плотности пластовой воды и обезвоженной нефти – по аттестованным методикам выполнения измерений;
- плотности нефтяного газа – по ГОСТ 30319.1-2015 «Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения» (при отборе проб нефтяного газа руководствуются ГОСТ 14921-78 «Газы углеводородные сжиженные. Методы отбора проб»).

Полученные значения всех вышеприведенных параметров вводятся в БИОИ и используются в алгоритме измерений в качестве постоянных величин.

1.7 Обработка результатов измерений

Масса и плотность сырой нефти, температура пластовой воды, масса нефтяного газа, объемное содержание воды или объемное содержание нефти измеряются прямым методом за период измерения (t , час) по формуле:

$$t = \frac{t_k - t_0}{60}, \quad (1)$$

где t_k – календарное время окончания измерения, мин.;

t_0 – календарное время начала измерения, мин.

Используя эти значения в каждом периоде, производится вычисление следующих величин.

Масса обезвоженной нефти за период измерения (M_n , кг) вычисляется по формулам:

– в зависимости от объемного содержания нефти, в %:

$$M_n = M_{\text{С.Н.}} \left[1 - \frac{\rho_{\text{В}}}{\rho_{\text{С.Н.}}} \left(1 - \frac{\gamma}{100} \right) \right], \quad (2)$$

где $M_{\text{С.Н.}}$ – масса сырой нефти, кг;

$\rho_{\text{В}}$ – плотность воды, кг/м³;

$\rho_{\text{С.Н.}}$ – плотность сырой нефти, кг/м³;

γ – объемное содержание нефти в сырой нефти, %.

Плотность воды $\rho_{\text{В}}$ рассчитывается по формуле:

$$\rho_{\text{В}} = \rho_{\text{ВС}} [1 - \beta_{\text{В}} (T_{\text{В}} - 20)] (1 + Z_{\text{В}} P), \quad (3)$$

где $\rho_{\text{ВС}}$ – плотность воды в стандартных условиях, определенная лабораторным способом и введенная в память БИОИ, кг/м³;

$\beta_{\text{В}}$ – коэффициенты объемного расширения пластовой воды, внесенные в БИОИ, выбираются автоматически по значению $T_{\text{В}}$;

$T_{\text{В}}$ – значение температуры пластовой воды, °С;

$Z_{\text{В}}$ – коэффициенты сжимаемости пластовой воды, также внесенные в БИОИ, (принимаются в соответствии с ГСССД-98 «Таблицы стандартных справочных данных»);

P – среднее значение давления в сепараторе, кгс/см².

– в зависимости от объемного содержания воды, в %:

$$M_n = M_{\text{С.Н.}} \left(1 - \frac{W}{100} \right), \quad (4)$$

где W – объемное содержание пластовой воды в сырой нефти, %
объемные.

Масса извлеченной из скважины обезвоженной нефти за период измерения (M_{Hj} , т) определяется по формуле:

$$M_{Hj} = \frac{\sum M_H}{1000}, \quad (5)$$

Объем нефтяного газа, извлеченного из скважины за период измерения (V_{rcj} , м³) определяется по формуле:

$$V_{rcj} = \frac{M_G}{\rho_{Гс}}, \quad (6)$$

где M_G – масса нефтяного газа за период измерения, кг;

$\rho_{Гс}$ – плотность нефтяного газа в стандартных условиях, кг/м³.

Если для измерений объема нефтяного газа применяется вихревой счетчик, то пересчет его в стандартные (по ГОСТ 2939-63 «Газы. Условия для определения объема») условия производится по формуле:

$$V_{rcj} = V_{Грj} \frac{293,15(P_{Гр} + P_6)}{P_{нор}(273,15 + T_{Гр})Z_G}, \quad (7)$$

где $V_{Грj}$ – объем нефтяного газа в рабочих условиях прошедший через счетчик за период измерения, м³;

$P_{Гр}$ – среднее значение рабочего давления, МПа;

$P_{нор}$ – значение нормального атмосферного давления, принятое равным 0,1033 МПа;

$T_{Гр}$ – рабочая температура нефтяного газа, °С;

Z_G – коэффициент сжимаемости газа, определяемый в соответствии с ГОСТ 30319.2-2015 «Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода».

Текущее суточное значение массового расхода (дебита) обезвоженной нефти за период измерения продукции скважины (D_{Hj} , т/сут) определяется по формуле:

$$D_{Hj} = \frac{M_{Hj}}{t} 24. \quad (8)$$

Текущее суточное значение объемного расхода (дебита) нефтяного газа ($D_{Гсj}$, м³/сут) определяется по формуле:

$$D_{Гсj} = \frac{V_{Гсj}}{t} 24. \quad (9)$$

Определение извлекаемой за отчетный период (месяц) массы обезвоженной нефти и объема нефтяного газа.

Для определения массы обезвоженной нефти ($M_{H.мес}$, т) используются формулы:

$$M_{H.мес} = t_{мес} D_H, \quad (10)$$

где $t_{мес}$ – время работы скважины в отчетном периоде (сутки);

D_H – значения массового расхода обезвоженной нефти за все время измерения продукции скважины в текущем месяце, определяемые по формуле:

$$D_H = \frac{\sum M_H}{\sum t}. \quad (11)$$

Для определения объема нефтяного газа ($V_{Гс. мес}$, м³) используются формулы:

$$V_{Гс.мес} = t_{мес} D_{Гс}, \quad (12)$$

где $D_{Гс}$ – значение объемного расхода нефтяного газа за все время измерения продукции скважины в текущем месяце, определяемые по формуле:

$$D_{Гс} = \frac{\sum V_{Гс}}{\sum t}. \quad (13)$$

1.8 Программное обеспечение, описание структуры и основных функций

БИОИ предназначен для сбора, обработки измерительной и сигнальной информации, поступающей от первичных преобразователей параметров,

вычислений массы и среднего массового расхода сырой нефти, массы и среднего массового расхода обезвоженной нефти, объема и среднего объемного расхода нефтяного газа, приведения этих параметров к стандартным условиям, передачи измерительной информации на верхний уровень и управляющей информации на блок сравнения и усиления.

В процессе измерений, БИОИ принимает информацию от измерительных преобразователей параметров, усредняет, по соответствующим алгоритмам обрабатывает, формирует измерительную информацию, протоколирует, индицирует, регистрирует, хранит результаты прямых измерений и вычислений на каждую скважину, сроком не менее одного месяца, и передает по каналам связи на верхний уровень информационных систем (пунктов сбора измерительной информации телемеханических систем или центральных серверов корпоративных баз данных) архивную информацию и информацию о текущих результатах измерений.

Комплекс ПО состоит из двух частей:

- 1 ПО операторской панели;
- 2 ПО контроллера.

ПО контроллера является метрологически значимой частью программного обеспечения. ПО операторской панели расчетов и обработки данных не выполняет, и является только средством визуального интерфейса пользователя.

После подачи питания на БИОИ встроенное ПО контроллера выполняет ряд самодиагностических проверок, в том числе проверку целостности конфигурационных данных и неизменности исполняемого кода, путем расчета и публикации контрольной суммы. Неизменность метрологических характеристик ПО и их соответствие методике (методу) измерений определяется путем выполнения серии расчетов над неизменным тестовым набором исходных и конфигурационных данных, добавления метрологически значимых результатов произведенных расчетов к этому набору и расчета контрольной суммы от полученного набора двоичных данных. Значение

контрольной суммы визуально представляет собой группу из четырех шестнадцатеричных цифр, отделенную от служебного идентификатора точкой.

Равенство контрольной суммы значению, указанному в настоящем описании типа, удостоверяет неизменность метрологических характеристик ПО и используемых, согласно методики (метода) измерений, алгоритмов расчетов.

Исполняемый код ПО контроллера БИОИ, результаты измерений хранятся в энергонезависимой памяти контроллера БИОИ. Замена исполняемого кода ПО контроллера БИОИ, удаление или изменение результатов измерений штатными средствами интерфейса пользователя невозможно.

Исполняемый код ПО панели оператора хранится в энергонезависимой памяти панели оператора. Замена исполняемого кода ПО панели оператора, удаление или изменение результатов измерений штатными средствами интерфейса пользователя невозможно.

Защита программного обеспечения установки от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010 «Рекомендация. Проверка защиты программного обеспечения и определение ее уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа». Метрологически значимая часть программного обеспечения системы измерения и измеренные данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений.

Погрешность расчетов, выполняемых ПО, благодаря использованию чисел с плавающей запятой в формате IEEE 754 и стандартных математических библиотек языков С++, влияет на метрологические характеристики средства измерений в незначительной степени, не превышающей предусмотренную в методике измерений.

1.8.1 Метрологические характеристики

Наименование метрологических характеристик и параметров приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Метрологические характеристики

Наименование характеристик	Параметры и размеры моделей
<p>Вид входных/выходных сигналов БИОИ Коммуникационные каналы:</p>	<p>унифицированные токовые сигналы от 0 до 20 мА; дискретные, «сухой контакт» или «переход: коллектор-эмиттер транзистора»; импульсные ; RS485, протокол Modbus (мастер); RS232S/485 протокол Modbus (подчиненный); Ethernet протокол Modbus TCP/IP (подчиненный); Foundation fieldbus; Profibus.</p>
<p>Пределы допускаемой относительной погрешности установки при измерениях, %, не более:</p> <ul style="list-style-type: none"> – массы и среднего массового расхода сырой нефти; – объема и среднего объемного расхода нефтяного газа; пластовой воды в сырой нефти: <ul style="list-style-type: none"> – от 0 до 70 %; – от 70 % до 95 %; – свыше 95 %. 	<p>± 2,5</p> <p>± 5</p> <p>± 6</p> <p>± 15</p> <p>в соответствии с методикой измерений</p>
<p>Пределы допускаемой относительной погрешности БИОИ при измерениях, %, не более:</p> <ul style="list-style-type: none"> – унифицированных токовых сигналов; – интервалов времени; – числа импульсов; – при обработке информации. 	<p>± 0,5</p> <p>± 0,15</p> <p>± 0,15</p> <p>± 0,05</p>

2 Основная часть

2.1 Модернизация блока измерений и обработки информации

2.1.1 Подбор и замена промышленного контроллера

Исходя из метрологических характеристик, подбор промышленного контроллера выполняется на базе контроллеров с пределами допускаемой относительной погрешности, при измерениях:

- унифицированных токовых сигналов – не более $\pm 0,5 \%$;
- интервалов времени – не более $\pm 0,15 \%$;
- числа импульсов – не более $\pm 0,15 \%$;
- при обработке информации – не более $\pm 0,05 \%$.

Вышеприведенным метрологическим характеристикам, согласно технической документации завода изготовителя измерительной установки, соответствуют следующие промышленные контроллеры:

- SCADAPack 32 (действующий контроллер в АС измерительной установки);
- DirectLOGIC DL06;
- SIMATIC S7-300;
- ОВЕН ПЛК160.

Для подбора промышленного контроллера проведен сравнительный анализ технических характеристик, надежности и стоимости соответствующих контроллеров. Анализ технических характеристик, надежности и стоимости контроллеров приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Анализ технических характеристик, надежности и стоимости контроллеров

Параметр	Модель контроллера			
	SCADAPack 32	DirectLOGIC DL06	SIMATIC S7-300	ОВЕН ПЛК160
Архитектура	модульная	модульная	модульная	модульная
Языки программирования	LAD FBD STL SCL	RLL	LAD FBD STL SCL	FBD LAD STL SCL
Резервирование	возможность горячего резервирования	возможность горячего резервирования	возможность горячего резервирования	возможность горячего резервирования
Интерфейсы связи	RS485 RS232 Ethernet 100 Base-T	RS485 RS232 RS422	MPI PROFIBUS RS485 RS232	RS-485 Ethernet 100 Base-T RS-232
Память данных и логики	8 Мб	14800 слов	8 Мб	8 Мб
Количество входных / выходных каналов: – аналоговые – дискретные	8/2 16/12	4/2 4/4	4/2 24/16	8/4 16/12
Критерии выбора				
Средняя наработка на отказ, час	50 000	300 000	500 000	100 000
Срок службы, лет	5	30	50	10
Стоимость, руб.	210 693	42 320	87 252	29 854

Из таблицы 7 видно, что технические характеристики подбираемых промышленных контроллеров не уступают действующему контроллеру SCADAPack 32, основными критериями выбора являются высокие показатели надежности (средняя наработка на отказ и срок службы), а также низкая стоимость.

Исходя из вышеприведенных критериев, при анализе характеристик промышленных контроллеров выбран контроллер отечественной разработки ОВЕН ПЛК160.

2.1.2 Описание промышленного контроллера ОВЕН ПЛК160

Контроллер предназначен для:

- измерения аналоговых сигналов тока или напряжения и преобразования их к выбранной пользователем физической величине;
- измерения дискретных входных сигналов;
- управление дискретными (релейными) выходами;
- управление аналоговыми выходами;
- прием и передачу данных по интерфейсам RS-485, RS-232, Ethernet;
- выполнение пользовательской программы по анализу результатов измерения дискретных и аналоговых входов, управления дискретными входами и выходами, передачи и приему данных по интерфейсам RS-485, RS-232, Ethernet.

Контроллер может применяться для создания систем автоматизированного управления технологическим оборудованием в энергетике, на транспорте, в т.ч. железнодорожном, в различных областях промышленности, жилищно-коммунального и сельского хозяйства. Контроллер может быть применен на промышленных объектах, подконтрольных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Логика контроллера определяется потребителем в процессе программирования контроллера. Программирование осуществляется с помощью программного обеспечения CoDeSys 2.3. Поддерживаются все языки программирования, указанные в ГОСТ Р МЭК 611313-2016 «Контроллеры программируемые. Часть 1. Общая информация».

Внешний вид контроллера представлен на рисунке 2.



Рисунок 2 – Внешний вид контроллера ОВЕН ПЛК160

2.1.3 Подбор и замена операторской панели

Для подбора операторской панели проведен сравнительный анализ технических характеристик, надежности и стоимости следующих моделей:

- сенсорная панель C-more Micro-Graphic (действующая панель в АС измерительной установки);
- сенсорная панель CMore;
- сенсорная панель Weintek;
- сенсорная панель ОВЕН.

Анализ технических характеристик, надежности и стоимости операторских панелей приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Анализ технических характеристик, надежности и стоимости операторских панелей

Параметр	Модель панели			
	C-more Micro-Graphic	CMore EA7-S6M-R	Weintek MT8051iP	ОВЕН СП307-Б
Размер экрана	3,1” Монохромный	5,7” Монохромный	4,3” LCD	7” LCD
Тип экрана	Сенсорный	Сенсорный	Сенсорный	Сенсорный
Разрешение	128x64	320x240	480x272	800x480
Память	1 Мб	32 Мб	128 Мб	128 Мб
Интерфейсы связи	RS232	Ethernet RS232,RS485 USB Modbus	Ethernet RS232,RS485 USB Modbus	Ethernet RS232,RS485 USB Modbus
Критерии выбора				
Средняя наработка на отказ, час	50000	50000	30000	75000
Срок службы, лет	5	5	3	10
Стоимость, руб.	23 360	58 222	13 975	17 700

Из таблицы 8 видно, что технические характеристики подбираемых операторских панелей не уступают действующей панели C-more Micro-Graphic, основными критериями выбора являются высокие показатели надежности (средняя наработка на отказ и срок службы), а также низкая стоимость.

Исходя из вышеприведенных критериев, при анализе характеристик операторских панелей выбрана панель отечественной разработки ОВЕН СП307-Б.

2.1.4 Описание операторской панели ОВЕН СП307-Б

Панель оператора с сенсорным экраном ОВЕН СП307-В – это устройство класса "человеко-машинный интерфейс", предназначенное для загрузки программы управления (проекта) ПЛК или других устройств, к которым подключена панель, контроля работы и редактирования значений параметров работы.

Позволяет отображать ход процесса на экране и редактировать значения параметров, отвечающих за эксплуатацию системы.

Панель выполняет следующие функции:

- отображение состояния управляемого объекта в режиме реального времени, с использованием графических пиктограмм (индикаторы, графики, линейки, условные обозначения оборудования и т. д.);
- управление функционированием ПЛК и/или других приборов;
- запись и чтение значений регистров ПЛК и/или других приборов, к которым подключается панель;
- оперативное изменение режима работы (изменение внешнего вида экрана и интерфейса управления, параметров управления и пр.) путем загрузки нового проекта.

Внешний вид операторской панели ОВЕН СП307-Б представлен на рисунке 3.



Рисунок 3 – Внешний вид операторской панели ОВЕН СП307-Б

2.2 Модернизация автоматизированной системы в технологическом блоке измерительной установки

2.2.1 Подбор и замена датчика давления

Для подбора датчика давления проведен сравнительный анализ технических характеристик, надежности и стоимости следующих моделей:

- Метран -55-Вн-ДИ-516 (действующий датчик в АС измерительной установки);
- Метран-22-АС-1;
- Метран-100;
- Метран-150.

Анализ технических характеристик, надежности и стоимости датчиков давления приведен в таблице 9.

Таблица 9 – Анализ технических характеристик, надежности и стоимости датчиков давления

Параметр	Модель датчика			
	Метран -55-Вн-ДИ-516	Метран-22-АС-1	Метран 150-TG3	Метран-150
Измеряемая среда	газ, жидкость, пар, нефтепродукты			
Диапазоны измеряемых давлений	0-16 МПа	0-100 МПа	0-6 МПа	0-68 МПа
Выходной сигнал	4-20 мА	4-20 мА	4-20 мА с протоколом HART	4-20 мА с протоколом HART
Степень защиты от воздействия пыли и воды	IP65	IP65	IP65	IP65
Критерии выбора				
Средняя наработка на отказ, час	150000	150000	150 000	150000
Срок службы, лет	12	12	12	12
Стоимость, руб.	13 270	17 520	21 098	38 727

Из таблицы 9 видно, что технические характеристики подбираемых датчиков давления не уступают действующему датчику Метран -55-Вн-ДИ-516,

основными критериями выбора являются высокие показатели надежности (средняя наработка на отказ и срок службы), а также низкая стоимость.

Исходя из вышеприведенных критериев, при анализе характеристик датчиков давления выбран датчик отечественного производства Метран 150-TG3.

2.2.2 Описание датчика давления Метран 150-TG3

Интеллектуальные датчики давления серии Метран 150-TG3 предназначены для измерения и непрерывного преобразования в унифицированный аналоговый сигнал тока и/или цифровой сигнал в стандарте протокола HART следующих входных значений:

- избыточное давление (Метран-150-ДИ);
- абсолютное давление (Метран-150-ДА);
- вакуум (Метран-150-ДИВ).

Внешний вид датчика давления Метран 150-TG3 представлен на рисунке 4.



Рисунок 4 – Внешний вид датчика давления Метран 150-TG3

В датчике Метран 150-TG3 штуцерного исполнения используется тензорезистивный тензомодуль на кремниевой подложке представленный на рисунке 5.

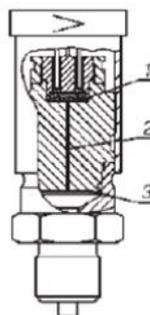


Рисунок 5 – Штуцерное исполнение Метран 150-TG3

Чувствительным элементом модуля деформации является пластина 1 кремния с пленочными тензорами (структура КНК-кремния на кремнии). Давление через разделительную мембрану 3 и разделительную жидкость 2 передается чувствительному элементу модуля деформации. Влияние давления вызывает изменение положения чувствительного элемента при изменении электрического сопротивления его тензорных резисторов, что приводит к нарушению равновесия мостовой цепи. Электрический сигнал разбаланса мостовой схемы измеряется аналого-цифровой преобразователь и подается в электронный преобразователь, который преобразует это изменение в выходной сигнал.

2.2.3 Подбор и замена газосигнализатора

Для подбора газосигнализатора проведен сравнительный анализ технических характеристик, надежности и стоимости следующих моделей:

- СГОЭС-2 (действующий газосигнализатор в АС измерительной установки);
- СИГМА-1М;
- Сигнал-03;
- ГСМ-05.

Анализ технических характеристик, надежности и стоимости газосигнализаторов приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Анализ технических характеристик, надежности и стоимости газосигнализаторов

Параметр	Модель газосигнализатора			
	СГОЭС-2	СИГМА-1М	Сигнал-03	ГСМ-05
Интерфейсы связи	RS-485 RS-232	RS-485 RS-232	RS-485 RS-232	RS-485 RS-232
Число точек контроля (датчиков)	-	до 8	до 4	1
Число порогов сигнализации	2	2	2	2
Световая и звуковая сигнализация	звуковая	есть	есть	есть
Критерии выбора				
Средняя наработка на отказ, час	35000	20000	30000	30000
Срок службы, лет	10	8	10	10
Стоимость, руб.	90 801	52 227	34 900	40 700

Из таблицы 10 видно, что технические характеристики подбираемых газосигнализаторов не уступают действующему газосигнализатору СГОЭС-2, основными критериями выбора являются высокие показатели надежности (средняя наработка на отказ и срок службы), а также низкая стоимость.

Исходя из вышеприведенных критериев, при анализе характеристик газосигнализаторов выбрана модель отечественного производства Сигнал-03.

2.2.4 Описание газосигнализатора Сигнал-03

Газоанализаторы-сигнализаторы взрывоопасных газов и паров стационарные "Сигнал-03" (далее газоанализаторы-сигнализаторы) предназначены для непрерывного измерения концентраций паров взрывоопасных газов, бензина, ацетона и других углеводородов от C_1 до C_7 , токсичные газы: аммиак, окись углерода, а также для измерения объемной доли кислорода в воздухе рабочей зоны.

Газоанализатор-сигнализатор представляет собой стационарный измерительный прибор непрерывного действия с конвективной подачей регулируемой среды, с фиксированными порогами световой и звуковой сигнализации и выходом управляющих сигналов на внешние устройства.

Конструктивно газоанализатор-сигнализатор состоит из четырехканального блока информационного Сигнал-03.БИ и от одного до четырех выносных датчиков.

Блок информационный газоанализатора-сигнализатора выполняется в пластмассовом корпусе. Внешний вид блока информационного и датчиков представлены на рисунке 6.



Рисунок 6 – Внешний вид газоанализатора-сигнализатора Сигнал-03

2.2.5 Подбор датчика уровня

Для подбора датчика уровня проведен сравнительный анализ технических характеристик, надежности и стоимости следующих моделей:

- Rosemount 3300;
- FineTek EB5501;
- NivoCap.

Анализ технических характеристик, надежности и стоимости датчиков уровня приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Анализ технических характеристик, надежности и стоимости датчиков уровня

Модель датчика/ Параметр	Rosemount 3300	FineTek EB5501	NivoCap
Измеряемая среда	нефть, газ	нефть, газ	нефть, газ
Интерфейсы связи	RS-485	RS-485, RS-232	RS-485, RS-232
Выходной сигнал	4-20 мА	4-20 мА	4-20 мА
Степень защиты	IP66	IP65	IP68
Диапазон измерений	до 23,5 м	до 4 м	до 20 м
Температура измеряемой среды	от минус 60 до плюс 400 °С	от минус 40 до плюс 200 °С	от минус 30 до плюс 200 °С
Критерии выбора			
Средняя наработка на отказ, час	1500000	500000	500000
Срок службы, лет	170	50	50
Стоимость, руб.	105000	110500	129220

Из таблицы 11 видно, что технические характеристики всех моделей практически идентичны и соответствуют технологическому процессу автоматизированной системы управления измерительной установки, основными критериями выбора являются высокие показатели надежности (средняя наработка на отказ и срок службы), а также низкая стоимость.

Исходя из вышеприведенных критериев, при анализе характеристик датчиков уровня выбран датчик уровня Rosemount 3300.

2.2.6 Описание датчика уровня Rosemount 3300

Для измерения уровня жидкости в сепараторе необходим уровнемер. Датчик уровня серии Rosemount 3300 представленный на рисунке 7, представляет собой подключаемый по двухпроводной схеме датчик уровня типа непрерывной волны, используемый для измерения уровня жидкости в резервуарах различных конструкций со средней точностью.



Рисунок 7 – Внешний вид датчика уровня Rosemount 3300

Принцип измерения. Микроволновые радиоимпульсы малой мощности направляются вниз по зонду, погруженному в технологическую среду. Когда радиоимпульс достигает среды с другим значением диэлектрической постоянной, часть энергии отражается в обратном направлении.

Для измерения уровня границы раздела жидкости уровнемер использует остаточную энергию импульсов, прошедших через верхний продукт. Импульс, потерявший часть энергии при отражении от поверхности верхней среды, продолжает двигаться до тех пор, пока не отразится от поверхности нижней среды. Скорость распространения импульсов в среде зависит от диэлектрической постоянной. Разница во времени между моментом передачи импульса и моментом приема эхосигнала пропорциональна расстоянию, согласно которому рассчитывается уровень жидкости или уровень границы раздела двух сред.

Интенсивность отраженного сигнала главным образом зависит от диэлектрической постоянной верхней среды. Чем выше значение диэлектрической постоянной, тем сильнее отраженный сигнал.

Достоинства:

- отсутствие подвижных частей и необходимости в повторной калибровке минимизирует техобслуживание;

- прямой метод измерения, не требующий компенсации изменяющихся параметров процесса (таких как плотность, проводимость, температура и давление);
- различные типы зондов позволяют применять уровнемер серии 3300 в резервуарах разной геометрии и с внутренними конструкциями;
- двухпроводная схема подключения;
- возможность одновременного измерения уровня и уровня границы раздела двух жидкостей;
- возможность измерений в высокотемпературных процессах, процессах с высоким давлением и высокоагрессивных средах;
- монтаж «сверху» уменьшает вероятность утечек среды;
- наличие взрывозащищенного исполнения.

Крепление расходомера осуществляется путем фланцевого соединения с сепарационной емкостью. Схема крепления датчика уровня Rosemount 3300 представлена на рисунке 8.

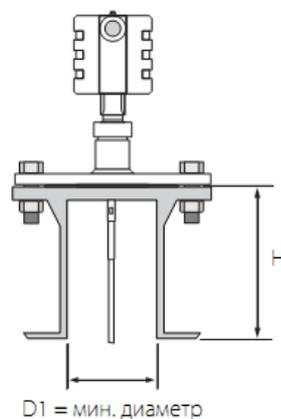


Рисунок 8 – Схема крепления датчика уровня Rosemount 3300

Рекомендуемые размеры патрубка должны находится в пределах следующих габаритов:

1. Минимальный диаметр патрубка $D1 = 100 - 150$ мм;
2. Максимальная высота патрубка $H = 100$ мм + $D1$.

2.3 Модернизация структуры управления АС

Специфика каждой конкретной системы управления определяется используемой на каждом уровне программно-аппаратной платформой. Трехуровневая структура АС приведена в приложении А (ФЮРА.425280.001.ЭП.01).

Нижний (полевой) уровень состоит из первичных датчиков: два датчика температуры, два датчика давления с индикацией и регистрацией, датчика уровня, два счетчика нефти и газа турбинных, модульного газоанализатора и исполнительных устройств (клапанов с электроприводом).

Средний (контроллерный) уровень состоит из локального контроллера и операторской панели.

Верхний (информационно-вычислительный) уровень состоит из радиомодема, который играет роль концентратора и передатчика, а также компьютеров и сервера базы данных, объединенных в локальную сеть Ethernet. На компьютерах диспетчера и операторов установлена операционная система Windows 7 и программное обеспечение CoDeSys 2.3.

Информация с датчиков полевого уровня поступает на средний уровень управления локальному контроллеру. Он выполняет функции сбора, первичной обработки и хранения информации о текущем состоянии оборудования и параметрах технологического процесса, автоматического логического управления и регулирования, исполнения команд с пункта управления, а также функции обмена информацией с пунктами управления.

Информация с локального контроллера направляется в сеть диспетчерского пункта через коммуникационный контроллер верхнего уровня, который реализует следующие функции:

- сбор данных с локальных контроллеров;

- обработка данных, включая масштабирование;
- поддержание единого времени в системе;
- синхронизация работы подсистем;
- организация архивов по выбранным параметрам;
- обмен информацией между локальными контроллерами и верхним уровнем.

Диспетчерский пункт включает несколько станций управления, представляющих собой АРМ диспетчера/оператора. Также здесь установлен сервер базы данных. Компьютерные экраны диспетчера предназначены для отображения хода технологического процесса и оперативного управления. Связь между локальным контроллером и контроллером верхнего уровня осуществляется на базе интерфейса Ethernet.

2.4 Модернизация функциональной схемы автоматизации

Функциональная схема автоматизации является техническим документом, определяющим функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля, управления и регулирования технологического процесса и оснащения объекта управления приборами и средствами автоматизации. На функциональной схеме изображаются системы автоматического контроля, регулирования, дистанционного управления, сигнализации.

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.

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 технологических параметров процесса;
- задача контроля и регистрации технологических параметров процессов и состояния технологического оборудования.

Функциональная схема автоматизации выполнена в соответствии с ГОСТ 21.408-2013 «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов» и приведена в приложении Б (ФЮРА 425280.001.ЭП.02).

2.5 Модернизация схемы внешних проводок

Схема внешней проводки приведена в приложении В (ФЮРА. 425280.001.ЭП.03).

Первичные и вне щитовые приборы включают в себя уровнемер Rosemount 3300, расположенный на сепарационной емкости, датчик расхода газа ДРГ.М (в составе счетчика газа вихревой СВГ.М-160/80), расположенные на выходном газовом трубопроводе, кориолисов расходомер нефти Micro Motion F200, расположенный на выходном нефтепроводе. Уровнемер имеет встроенный преобразователь излученного и принятого сигнала. Таким образом, на выходе уровнемера имеется унифицированный токовый сигнал 4...20 мА. В расходомерах замеры преобразуется в унифицированный токовый сигнал 4...20 мА.

Для передачи сигналов от уровнемера и расходомеров на щит КИПиА используются по три провода. В качестве кабеля выбран КВВГЭ нг 10х0,5. Это – кабель с десятью медными токопроводящими жилами сечением 0,5 мм², с изоляцией из поливинилхлоридного (далее ПВХ) пластиката пониженной горючести, с разделительным слем в виде оболочки из ПВХ пластиката

пониженной горючести, с экраном в виде обмотки из медной фольги или медной ленты, с оболочка из ПВХ пластиката пониженной горючести предназначен для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам и распределительным устройствам номинальным переменным напряжением до 660 В частотой до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В при температуре окружающей среды от минус 50 °С до плюс 50 °С. Кабель прокладывается в трубе диаметром 20 мм.

2.6 Выбор алгоритмов управления

В АС на разных уровнях управления используются различные алгоритмы:

- алгоритмы пуска (запуска) / останова технологического оборудования (релейные пусковые схемы) (реализуются на ПЛК и SCADA-форме);
- релейные или ПИД-алгоритмы автоматического регулирования технологическими параметрами технологического оборудования (управление положением рабочего органа, регулирование расхода, уровня и т. п.) (реализуются на ПЛК);
- алгоритмы управления сбором измерительных сигналов (алгоритмы в виде универсальных логически завершенных программных блоков, помещаемых в ППЗУ контроллеров) (реализуются на ПЛК);
- алгоритмы автоматической защиты (реализуются на ПЛК);
- алгоритмы централизованного управления АС (реализуются на ПЛК и SCADA-форме) и др.

2.6.1 Модернизация алгоритма сбора данных измерений

В качестве канала измерения выберем канал измерения уровня нефти в резервуаре. Для этого канала разработаем алгоритм сбора данных. Алгоритм сбора данных с канала измерения уровня нефти в резервуаре представлен в приложении Г (ФЮРА.425280.001.ЭП.04).

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т31	Плотникову Дмитрию Игоревичу

Инженерная школа	ИШИТР	Отделение	Автоматизации и робототехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	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>	<i>Оклады участников проекта, нормы рабочего времени, ставки налоговых отчислений во внебюджетные фонды, районный коэффициент</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Определение назначения объекта и определение целевого рынка</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Планирование этапов работ, составление графика работ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Оценка сравнительной эффективности проекта</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Оценка конкурентоспособности технических решений;
2. Оценочная карта сравнения конкурентных решений;
3. Диаграмма Ганта;
4. Материальные затраты;
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ШИП	Шаповалова Наталья Владимировна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т31	Плотников Дмитрий Игоревич		

3 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности

3.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследования являются коммерческие организации, специализирующиеся в проектировании, изготовлении и сервисном обслуживании нефтегазового оборудования нефтегазодобывающей отрасли. Научное исследование рассчитано на предприятия, имеющие нефтедобывающие скважины. Для данных предприятий разрабатывается автоматизированная система контроля и управления замеров дебита скважин, а так же автоматическая система регулирования определенных параметров технологического процесса.

В таблице 12 приведены основные сегменты рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика, направление деятельности.

Таблица 12 – Карта сегментирования рынка

		Направление деятельности			
		Проектирование строительства	Выполнение проектов строительства	Разработка АСУ ТП	Внедрение SCADA систем
Размер компании	Мелкая	1, 2, 3	1, 2	1, 2, 3	1, 3
	Средняя	1, 2, 3	1, 2	1, 3	1, 3
	Крупная	1, 2	1	1, 3	1, 3

Цифрами обозначены компании:

- «1» – ПАО «Опытный завод «Электрон»;
- «2» – АО «ГМС НЕФТЕМАШ»;
- «3» – АО «ОЗНА-Измерительные системы».

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

3.2 Анализ конкурентных технических решений

Данный анализ конкурирующих разработок будем производить с помощью оценочной карты, представленной в таблице 13. Для оценки эффективности научной разработки сравниваются проектируемая система АСУ ТП ГЗУ, существующая система управления ГЗУ, и проект АСУ ТП сторонней компанией.

Таблица 13 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Проект АСУ ТП ГЗУ	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией	Проект АСУ ТП ГЗУ	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение производительности	0,01	4	3	4	0,04	0,03	0,04
Удобство в эксплуатации	0,03	3	2	4	0,09	0,06	0,12
Помехоустойчивость	0,05	3	2	2	0,15	0,10	0,10
Энергоэкономичность	0,08	4	3	2	0,32	0,24	0,16
Надежность	0,1	5	4	5	0,50	0,40	0,50
Уровень шума	0,01	3	2	2	0,03	0,02	0,02
Безопасность	0,18	5	4	5	0,90	0,72	0,90
Потребность в ресурсах памяти	0,03	3	2	3	0,09	0,06	0,09
Функциональная мощность	0,04	5	4	1	0,20	0,16	0,04
Простота эксплуатации	0,04	4	3	4	0,16	0,12	0,16
Качество интеллектуального интерфейса	0,03	4	2	4	0,12	0,06	0,12
Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,01	5	4	4	0,05	0,04	0,04

Продолжение таблицы 13

Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность продукта	0,02	4	2	2	0,08	0,04	0,04
Уровень проникновения на рынок	0,02	2	2	3	0,04	0,04	0,06
Цена	0,1	5	5	1	0,50	0,50	0,10
Предполагаемый срок эксплуатации	0,09	4	3	5	0,36	0,27	0,45
Послепродажное обслуживание	0,04	5	5	3	0,20	0,20	0,12
Финансирование научной разработки	0,05	5	5	1	0,25	0,25	0,05
Срок выхода на рынок	0,04	2	2	5	0,08	0,08	0,20
Наличие сертификации разработки	0,03	2	2	4	0,06	0,06	0,12
Итого:	1	77	61	64	4,22	3,45	3,43

Принцип распределения баллов основан на оценивании каждого критерия экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная.

С целью визуализации результатов анализа конкурентных технико-экономических критериев оценки, разработана диаграмма оценочной карты, которая представлена на рисунке 9.

Согласно оценочной карте можно выделить следующие конкурентные преимущества разработки: безопасность, надежность и цена.

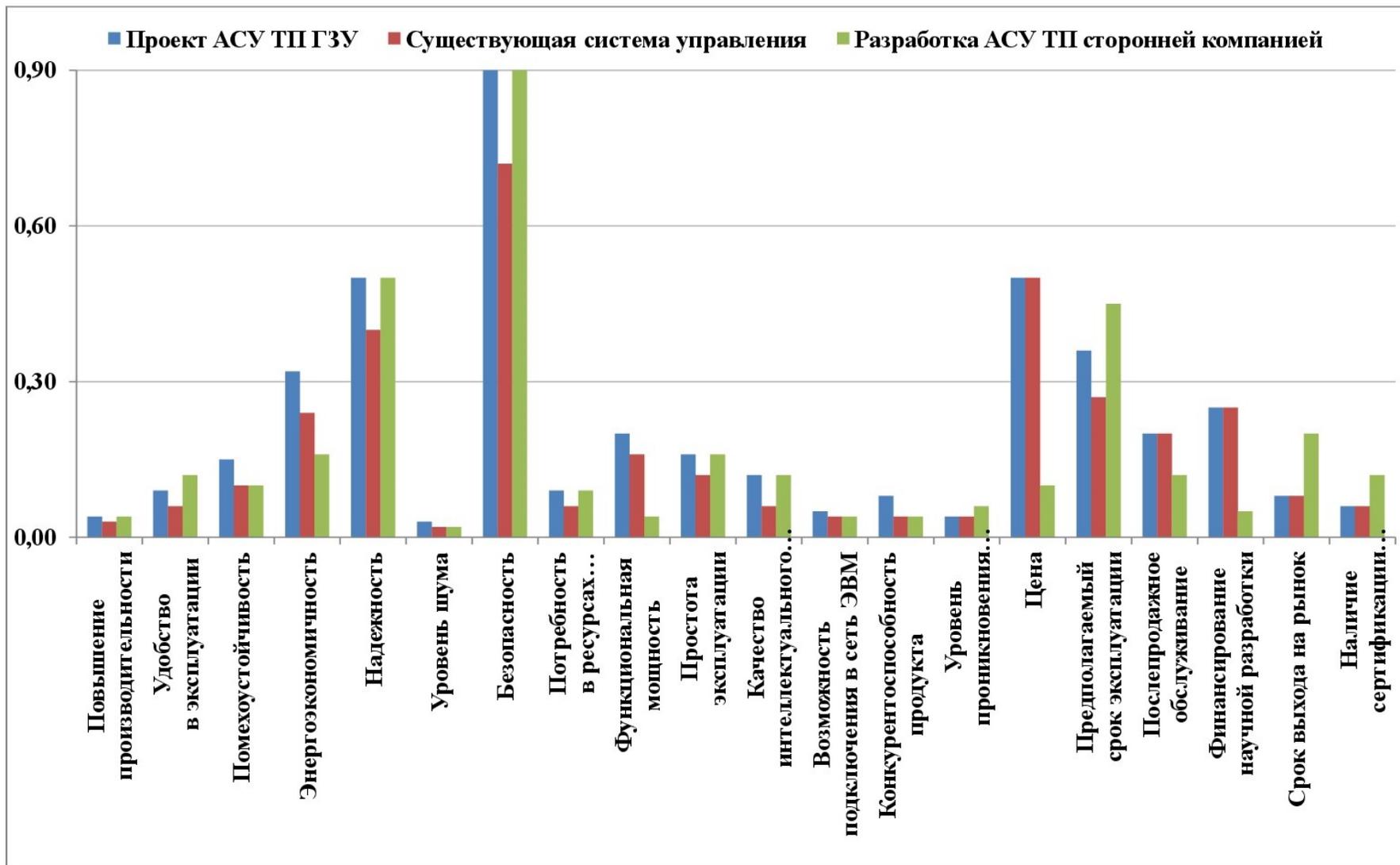


Рисунок 9 – Диаграмма оценочной карты

3.3 Планирование научно-исследовательских работ

3.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

В рамках научного исследования составим перечень этапов и работ, представленный в таблице 14.

Таблица 14 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Обследование объекта	1	Выбор темы научного исследования	Руководитель проекта
	2	Изучение объекта модернизации	Инженер
	3	Изучение технической документации объекта	Инженер
Разработка технического задания	4	Составление и утверждение технического задания	Руководитель проекта
Анализ предметной области	5	Календарное планирование работ	Руководитель, инженер
Разработка технической документации и модернизация	6	Подбор и замена датчиков, контроллерного оборудования объекта	Инженер
	7	Модернизация функциональной схемы автоматизации по ГОСТ 21.408-13 и ANSI/ISA	Инженер

Продолжение таблицы 14

Разработка технической документации и модернизация	8	Модернизация схемы информационных потоков	Инженер
	9	Модернизация перечня вход/выходных сигналов	Инженер
	10	Модернизация схемы внешних проводок	Инженер
	11	Модернизация алгоритмов сбора данных измерений	Инженер
	12	Модернизация алгоритмов автоматического регулирования	Инженер
Обобщение и оценка результатов	13	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
Социальная ответственность	14	Написание раздела «Социальной ответственности»	Инженер
Оформление отчета	15	Составление пояснительной записки	Инженер
	16	Проверка пояснительной записки	Руководитель проекта
	17	Подготовка презентации ВКР	Инженер

3.3.2 Разработка графика проведения научного исследования

Произведем построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

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

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (15)$$

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48.$$

Расчеты длительности отдельных видов работ, приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Временные показатели проведения работ

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях	Длительность работ в календарных днях
	t _{min}	t _{max}	t _{ож}			
Выбор темы научного исследования	4	8	5,6	1	5,6	8
Изучение объекта модернизации	5	8	6,2	1	6,2	9
Изучение технической документации объекта	7	8	7,4	1	7,4	11
Составление и утверждение технического задания	2	3	2,4	1	2,4	4
Календарное планирование работ	1	2	1,4	2	0,7	1
Подбор и замена датчиков, контроллерного оборудования объекта	5	6	5,4	1	5,4	8
Модернизация функциональной схемы автоматизации по ГОСТ 21.408-13 и ANSI/ISA	2	3	2,4	1	2,4	4
Модернизация схемы информационных потоков	3	4	3,4	1	3,4	5
Модернизация перечня вход/выходных сигналов	4	5	4,4	1	4,4	7

Продолжение таблицы 15

Модернизация схемы внешних проводок	3	4	3,4	1	3,4	5
Модернизация алгоритмов сбора данных измерений	1	2	1,4	1	1,4	2
Модернизация алгоритмов автоматического регулирования	2	3	2,4	1	2,4	4
Оценка эффективности полученных результатов	1	2	1,4	2	0,7	1
Написание раздела «Социальной ответственности»	2	3	2,4	1	2,4	4
Составление пояснительной записки	6	7	6,4	1	6,4	9
Проверка пояснительной записки	2	3	2,4	1	2,4	4
Подготовка презентации ВКР	1	2	1,4	1	1,4	2
Итого:	51	73	59,8		58,4	86
Руководитель:					11,8	17
Инженер:					48,00	71

На основе таблицы 15 построим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта. Работы на графике выделим различной штриховкой в зависимости от исполнителей, ответственных за ту или иную работу. В таблице 16 приведен календарный план-график с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени подготовки ВКР.

3.4 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования (далее НТИ) должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- затраты научные и производственные командировки;
- контрагентные расходы; накладные расходы.

3.4.1 Расчет материальных затрат НТИ

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта. В таблице 17 приведены материальные затраты. В расчете материальных затрат учитывается транспортные расходы и расходы на установку оборудования в пределах 15-25% от стоимости материалов.

Таблица 17 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Кол-во	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, руб.
Промышленный контроллер ОВЕН ПЛК160	шт	1	29854,00	37317,50
Операторная панель ОВЕН СП307-Б	шт	1	17700,00	22125,00
Датчик давления Метран 150-TG3	шт	1	21098,00	26372,50
Газосигнализатор Сигнал-03	компл.	1	34900,00	43625,00
Датчик уровня Rosemount 3300	шт	1	105000,00	131250,00
Итого:				260690,00

3.4.2 Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме и рассчитывается по формуле:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (16)$$

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_{м} * М}{F_{д}}, \quad (17)$$

где $З_{м}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

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

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

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

$F_{д}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн., который рассчитан в таблице 18.

Таблица 18 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	118	118
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	48	24
Действительный годовой фонд рабочего времени	199	223

Месячный должностной оклад работника рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{М}} = З_{\text{ТС}} \cdot (1 + k_{\text{ПР}} + k_{\text{Д}}) * k_{\text{Р}}, \quad (18)$$

где $З_{\text{ТС}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{ПР}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $З_{\text{ТС}}$);

$k_{\text{Д}}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20% от $З_{\text{ТС}}$);

$k_{\text{Р}}$ – районный коэффициент, равный 1,5 (для Тюменской области).

Оклады исполнителей выбраны на основании положения об оплате труда в ООО «РН-Уватнефтегаз».

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	Зтс, руб.	кр	Зм, руб.	Здн, руб.	Тр,раб. дн.	Зосн,руб.
Руководитель	37400,00	1,5	100980,00	5277,35	11,8	62272,69
Инженер	22500,00	1,5	60750,00	3132,85	48,0	150376,68
Итого:						212649,37

3.4.3 Дополнительная заработная плата

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и

общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующим формулам:

$$З_{\text{допР}} = k_{\text{доп}} * З_{\text{осн}}, \quad (19)$$

$$З_{\text{допИ}} = k_{\text{доп}} * З_{\text{осн}}, \quad (20)$$

$$З_{\text{допР}} = 0,5 * 62272,69 = 31136,35 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{допИ}} = 0,5 * 150376,68 = 75188,34 \text{ руб.}$$

3.4.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 20:

Таблица 20 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	62272,69	31136,35
Инженер	150376,68	75188,34
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30%	
Итого:		
Руководитель	28022,71	
Инженер	67669,51	

3.4.5 Накладные расходы

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

$$Z_{\text{НАКЛ}} = (Z_{\text{МАТ}} + Z_{\text{ОСН}} + Z_{\text{ДОПР}} + Z_{\text{ДОПИ}}) * k_{\text{НР}}, \quad (21)$$

где $Z_{\text{МАТ}}$ – материальные затраты (итого), руб.;

$Z_{\text{ОСН}}$ – затраты основной заработной платы (итого), руб.;

$Z_{\text{ДОПР}}$ – затраты дополнительной заработной платы руководителя, руб.;

$Z_{\text{ДОПИ}}$ – затраты дополнительной заработной платы инженера, руб.;

$k_{\text{НР}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы (16%).

$$\begin{aligned} Z_{\text{НАКЛ}} &= (260690,00 + 212649,37 + 31136,35 + 75188,34) * 0,16 = \\ &= 92746,25 \text{ руб.} \end{aligned}$$

3.4.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) 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 приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты	260690,00
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	212649,37
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	106324,69
4. Отчисления во внебюджетные фонды	95692,22
5. Накладные расходы	92746,25
6. Бюджет затрат НТИ	768102,53

3.5 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 нескольких вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный показатель финансовой эффективности существующей системы управления определяется по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (21)$$

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

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

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

Рассчитаем по формуле 21, интегральный показатель финансовой эффективности для трех вариантов исполнения.

1-й вариант – Проект АСУ ТП ГЗУ:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{768102,53}{985000} = 0,78,$$

2-й вариант – Существующая система управления:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{590800,53}{985000} = 0,6,$$

3-й вариант – Разработка АСУ ТП сторонней компанией:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{985000}{985000} = 1.$$

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности проведем в форме таблицы 22.

Таблица 22 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Проект АСУ ТП УКПН	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией
Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	1	1
Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,1	3	4	5

Продолжение таблицы 22

Помехоустойчивость	0,1	3	4	5
Энергосбережение	0,2	2	3	5
Надежность	0,3	3	2	5
Материалоемкость	0,2	5	2	2
Итого:	1	21	16	23
Интегральный показатель I_p		3,4	2,5	4

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

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

1-й вариант – Проект АСУ ТП ГЗУ:

$$I_{\text{исп.}i} = \frac{3,4}{0,78} = 4,36$$

2-й вариант – Существующая система управления:

$$I_{\text{исп.}i} = \frac{2,5}{0,6} = 4,17$$

3-й вариант – Разработка АСУ ТП сторонней компанией:

$$I_{\text{исп.}i} = \frac{4}{1} = 4$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта, представленная в таблице 23 и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта определяется по формуле:

$$\varepsilon_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп.}i \text{ 1-го вар.}}}{I_{\text{исп.}i \text{ 2-го вар.}}}, \quad (23)$$

Таблица 23 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Проект АСУ ТП УКПН	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией
Интегральный финансовый показатель разработки	0,78	0,6	1
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,4	2,5	4
Интегральный показатель эффективности	4,36	4,17	4
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	-	1,05	1,09

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет понять и выбрать более эффективный вариант решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности. Как видно из сравнительной эффективности разработанный проект модернизации более выгодный в финансовом плане, чем подобная разработка сторонней организации.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т31	Плотникову Дмитрию Игоревичу

Инженерная школа	ИШИТР	Отделение	Автоматизации и робототехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Автоматизация технологических процессов и производств

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>1. Состав и взрывобезопасность модернизированного оборудования автоматизированной системы управления</i>	<i>Описание и назначение оборудования. Вид и маркировка взрывозащиты оборудования: – уровень взрывозащиты; – соответствие стандартам; – тип взрывозащиты; – категория взрывоопасной смеси; – температуры самовоспламенения взрывоопасных газов и смесей.</i>
<i>2. Защита и контроль информации</i>	<i>Описание функции защиты и проверки информации автоматизированной системы управления. Уровень защиты программного обеспечения.</i>
<i>3. Реализация интерфейса оператора</i>	<i>Описание и функции интерфейса оператора автоматизированной системы управления</i>

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
3-8Т31	Плотников Дмитрий Игоревич		

4 Социальная ответственность

Введение

В данной выпускной квалификационной работе предусматривается модернизация автоматизированной системы управления групповой измерительной установки на Усть-Тегусском месторождении нефти.

Основными целями модернизации АСУ ТП являются:

- создание автоматизированной системы контроля, регулирования, противоаварийной защиты, сбора, передачи и обработки информации, построенной по многоуровневому распределительному принципу с использованием программируемых контроллеров, персональных компьютеров, средств связи и передачи информации;
- повышение надежности и безопасности (в том числе экологической) работы всех технологических комплексов, прогнозирование и предотвращение аварийных ситуаций.

Комплекс технических средств АСУ ТП состоит из:

- комплекса датчиков, преобразователей, исполнительных механизмов;
- управляющего вычислительного комплекса.

4.1 Состав и взрывобезопасность модернизированного оборудования автоматизированной системы управления

4.1.1 Взрывобезопасность датчика давления Метран 150-TG3

Датчики предназначены для работы во взрывобезопасных и взрывоопасных условиях. Взрывозащищенные датчики с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» имеют обозначение Метран-150-Вн, взрывозащищенные с видом взрывозащиты "искробезопасная электрическая цепь " имеют обозначение Метран-150-Ех.

Датчики Метран-150-Вн имеют вид взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» и «специальный» с уровнем взрывозащиты «взрывобезопасный» с маркировкой по взрывозащите «1ExdIICT6», соответствуют требованиям ГОСТ Р 51330.0-99 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования», ГОСТ Р 51330.1-99 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида "взрывонепроницаемая оболочка"», ГОСТ 22782.3-77 «Электрооборудование взрывозащищенное со специальным видом взрывозащиты» и предназначены для применения во взрывоопасных зонах всех классов, в которых могут образовываться взрывоопасные смеси газов и паров с воздухом категории ПА, ПВ групп Т1, Т2, Т3, Т4 и категории ПС группы Т1 по ГОСТ Р 51330.0-99.

Расшифровка маркировки взрывозащиты:

<u>1</u>	<u>Ex</u>	<u>dI</u>	<u>IIС</u>	<u>T6</u>
1	2	3	4	5

1 – Уровень взрывозащищенности оборудования:

- 2 - электрооборудование повышенной надежности против взрыва: она обеспечивает взрывозащиту только при нормальном режиме работы;

- 1 - взрывозащищенное оборудование: взрывозащищенность обеспечивается как при нормальных условиях эксплуатации, так и в случае возможных повреждений в зависимости от условий эксплуатации, за исключением повреждений средств, обеспечивающих взрывозащищенность;

- РВ - рудничное взрывозащищенное электрооборудование, предназначенное для подземных выработок шахт и рудников.

2 – Ex - знак, указывающий на соответствие электрооборудования стандартам на взрывозащищенность;

3 – Тип взрывозащиты:

- d - огнестойкий корпус;
- e - повышенная безопасность;
- p - заполнение или продувка;
- i - искробезопасная электрическая цепь;
- o - заполнение корпуса маслом;
- q - кварцевое заполнение корпуса;
- m - герметизация компаундом;
- n – отсутствие искры;
- s - особая защита;
- h - герметичная изоляция.

4 – Категория взрывоопасной смеси представлена в таблице 24.

Таблица 24 – Категория взрывоопасной смеси

Категория взрывоопасной смеси	Типичный представитель горючего вещества	Применение электрооборудования	Допускается применение
I	Метан	Угольные шахты	Только угольные шахты
IIA	Пропан	Наземные промышленные предприятия	IIA
IIБ	Этилен		IIA, IIБ
IIС	Водород, сероуглерод		IIA, IIБ, IIС

5 – Температуры самовоспламенения взрывоопасных газов и смесей представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Температуры самовоспламенения взрывоопасных газов и смесей

Температурный класс	Температура воспламенения газа	Допускается применение
T1	более 450°С	T1
T2	от 300 до 450°С	T1, T2
T3	от 200 до 300°С	T1 - T3
T4	от 135 до 200°С	T1 - T4
T5	от 100 до 135°С	T1 - T5
T6	от 85 до 100°С	T1 - T6

4.1.2 Взрывобезопасность газосигнализатора Сигнал-03

Индикатор представляет собой многоблочное стационарное устройство непрерывного действия с конвективной подачей контролируемой среды на сенсорные блоки.

Блок информации предназначен для обеспечения искробезопасного питания датчиков, измерения унифицированного токового сигнала датчиков, преобразования измеренного значения токового сигнала в измеряемый параметр, вывода результатов измерения параметров на Линейный светодиодный индикатор, выдачи световой и звуковой сигнализации при превышении пороговых значений измеряемых параметров, управления внешними устройствами посредством управления контактами силовых реле, цифрового обмена и передачи измерительной информации по интерфейсу RS-485 верхнего уровня, компьютер и другие устройства.

Датчики Сигнал-03 имеют взрывозащиту вида "взрывонепроницаемая оболочка" по ГОСТ Р 51330.1-99 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть1. Взрывозащита вида "взрывонепроницаемая оболочка"», и имеют маркировку «1ExibdIIIBT4».

Информационный блок имеет маркировку «[Exib]IB» и должен применяться вне взрывоопасных зон помещений и наружных установок согласно гл. 7.3 ПУЭ и другим нормативным документам, регламентирующим применение электрооборудования во взрывоопасных зонах.

4.1.3 Взрывобезопасность датчика уровня Rosemount 3300

Датчики уровня Rosemount 3300 имеют вид взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» и «специальный» с уровнем взрывозащиты «взрывобезопасный» с маркировкой по взрывозащите «1ExdiaIICT6», соответствуют требованиям ГОСТ Р 51330.0-99 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования», ГОСТ Р 51330.1-99 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида "взрывонепроницаемая оболочка"».

4.2 Защита и контроль информации

Хэш сумма в АСУ ТП является функцией защиты и проверки целостности информации, в момент передачи команд управления. Когда происходит передача данных по сети, происходит расчет хэша пакета, и этот результат также передается вместе с файлом. При приеме снова вычисляется хэш-код и сравнивается с полученным по сети значением. Если код не совпадает, то это говорит об ошибках, и испорченный пакет снова будет передан.

С математической точки зрения, контрольная сумма является результатом хеш-функции, используемой для вычисления контрольного кода – небольшого количества бит внутри большого блока данных, например, сетевого пакета или блока компьютерного файла, используемый для обнаружения ошибок при передаче или хранении информации. Значение контрольной суммы добавляется в конец блока данных непосредственно перед передачей или записью данных на любой носитель. Затем проверяется целостность данных.

Уровень защиты программного обеспечения системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Цифровой идентификатор программного обеспечения контроллера ОВЕН ПЛК160 (хэш сумма исполняемого кода) имеет служебный идентификатор из четырех шестнадцатеричных цифр.

4.3 Реализация интерфейса оператора

Основным средством отображения информации о технологическом процессе оператору, является интерфейс и представляет цветной графический дисплей с упрощенной схемой технологической схемой, которая представлен на рисунке 10.

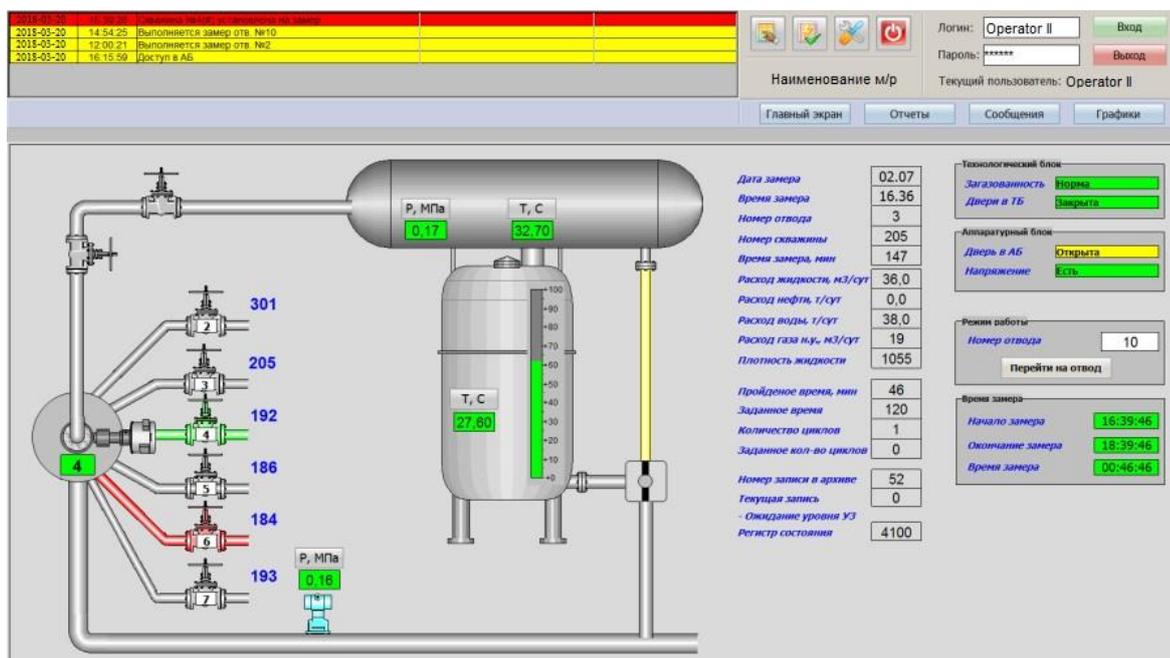


Рисунок 10 – Интерфейс оператора

Технологические сообщения оператору предоставляются на русском языке, системные сообщения могут быть на английском и русском языках. Информация на экран дисплея выводится в виде мнемосхем, таблиц, текстовых

сообщений, графиков. Для операторского интерфейса предусмотрена система защиты от несанкционированного доступа к изменяемым параметрам системы, путем создания учетной записи с соответствующей функциональной ролью.

В рабочем пространстве интерфейса, оператор осуществляет:

- программное или по команде диспетчера промысла измерение дебита нефти, воды, газа, содержания воды в нефти (определяются через алгоритм расчета, выполняемым контроллером);
- управление переключателем скважин (ПСМ) на замер;
- контроль температуры, давления, перепада давления в измерительной емкости;
- контроль уровня в измерительной емкости;
- контроль температуры в сепарационной емкости;
- сигнализация высокого давления в коллекторе;
- автоматическое управление («налив – слив») трехходовым краном в измерительной емкости;
- управление трехходовым краном на байпасе установки;
- автоматическое управление отоплением;
- сигнализация низкой температуры, «пожар», несанкционированного входа в технологическом и аппаратурном блоках;
- автоматическое включение аварийной вентиляции при достижении загазованности 20% НКПРП (НПВ) в технологическом блоке;
- аварийная световая и звуковая сигнализация загазованности у входа в технологический блок;
- автоматическое отключение технологического оборудования при достижении загазованности 50% НКПРП (НПВ) в технологическом блоке;
- автоматическое отключение токоприемников при пожаре;
- формирование и передачу информации на уровень ЦДНГ.

Заключение

В результате выполненной работы была модернизирована система автоматизированного управления групповой измерительной установки на Усть-Тегусском месторождении нефти. В ходе выпускной квалификационной работы был исследован технологический процесс измерения скважинной продукции. Была модернизирована структурная схема автоматизации измерительной установки, позволяющая определить состав необходимого оборудования и количество каналов передачи данных. Система автоматизации измерительной установки, диспетчерского контроля и управления модернизированы на базе полевых устройств фирмы Rosemount и Метран, промышленного контроллера ОВЕН ПЛК160 и программного обеспечения CoDeSys. Была модернизирована схема внешних проводок, позволяющая понять систему передачи сигналов от полевых устройств на щит КИПиА и АРМ оператора. Для управления технологическим оборудованием и сбором данных был модернизирован алгоритм управления.

Комплексный подбор оборудования позволил реализовать актуальные цели модернизации в отношении повышения надежности и безопасности системы управления.

Список используемых источников

1. Приложение к свидетельству RU.C.29.006.A №46257 об утверждении типа средств измерений Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР» – Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» – Казань 2012 г. – 8 с.;
2. Паспорт УМЕ66.00.00.000 ПС Установка измерительная «ОЗНА-МАССОМЕР» - ЗАО «ОЗНА-Измерительные системы» – Республика Башкортостан – 2013 г. – 24 с.;
3. Руководство по эксплуатации ЕС32.00.00.000 РЭ Емкость сепарационная – ЗАО «ОЗНА-Измерительные системы» – Республика Башкортостан – 2013 г. – 21 с.;
4. Руководство по эксплуатации Запорно-регулирующие, регулирующие и запорные клапаны – ЗАО «РУСТ-95» – Республика Башкортостан – 2013 г. – 30 с.;
5. Паспорт SAEx 07.2 Многооборотные приводы AUMA – AUMA Riester GmbH & Co. KG – Европа – 2013 г. – 87 с.;
6. Паспорт Ха 2.833.034 ПС Счетчик жидкостный турбинный TOP 1-50 – ОАО «АК ОЗНА» – Республика Башкортостан – 2015 г. – 25 с.;
7. Руководство Micro Motion Сенсор серии F – Emerson Process Management – Москва – 2003 г. – 38 с.;
8. Руководство по эксплуатации 271.01.00.000 РЭ Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270, Метран-270-Ex Версия 1.1 – Промышленная группа «Метран» – Челябинск – 2012 г. – 63 с.;
9. Руководство по монтажу, наладке, эксплуатации и техническому обслуживанию КПП 50-16 РЭ Клапаны предохранительные DN 25÷200 PN 1,6÷16,0 МПа (16÷160 кгс/см²) – ООО «Арматурный завод» – Уфа – 2012 г. – 31 с.;

10. Паспорт ЖСКФ.413311.002-2 ПС Газоанализатор СГОЭС-2 - АО «Электростандарт-прибор» – Гатчина – 2015 г. – 4 с.;
11. Паспорт ПМ 044-521.000.024.000.00-2 ПС Плоский индукционный низкочастотный электронагреватель ПИЭН-1,6/380/50Гц-Т6-4 - АО «НПФ «Нафта» – Пермь – 2015 г. – 6 с.;
12. Руководство по эксплуатации ВСН-2.01.00.000 РЭ Влагомер сырой нефти ВСН-2 – ЗАО Научно-производственное предприятие «Нефтесервисприбор» – Саратов – 2012 г. – 12 с.;
13. Руководство по эксплуатации СПГК.5175.000.00 РЭ Датчик давления Мертан-55 – Промышленная группа «Метран» – Челябинск – 2015 г. – 58 с.;
14. Руководство по эксплуатации ИПП 01.00.000 РЭ Индикатор положения поплавка - ЗАО «ОЗНА-Измерительные системы» – Республика Башкортостан – 2013 г. – 18 с.;
15. Руководство по эксплуатации 311.00.00.000-01 РЭ Счетчик газа вихревой СВГ.М-160/80 – ОАО Инженерно-производственная фирма «Сибнефтеавтоматика» – Тюмень – 2013 г. – 16 с.;
16. Паспорт НПМ6.461.017 ПС Кран шаровой проходной – ОАО «АК ОЗНА» – Республика Башкортостан – 2015 г. – 12 с.;
17. Руководство по эксплуатации ПДРК.494454.001 РЭ Клапан обратный поворотный - ЗАО «ОЗНА-Измерительные системы» – Республика Башкортостан – 2015 г. – 12 с.;
18. Паспорт РР02.00.000-01 ПС Регулятор расхода – ЗАО «ОЗНА-Измерительные системы» – Республика Башкортостан – 2015 г. – 7 с.;
19. Сайт АК «ОЗНА» Каталоги и презентации – Режим доступа: <http://ozna.ru/catalog/broshures.php>, свободный;
20. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет — Томск, 2009;

21. Комиссарчик В.Ф. Автоматическое регулирование технологических процессов: учебное пособие. Тверь 2001. – 247 с.;
22. Попович Н. Г., Ковальчук А. В., Красовский Е. П., Автоматизация производственных процессов и установок. – К.: Вища шк. Головное изд-во, 1986. – 311с.;
23. ГОСТ 30319.1-2015 «Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения». – М.: Издательство стандартов, 2015;
24. ГОСТ 14921-78 «Газы углеводородные сжиженные. Методы отбора проб» . – М.: Издательство стандартов, 2015;
25. ГОСТ 2939-63 «Газы. Условия для определения объема» . – М.: Издательство стандартов, 2015;
26. ГОСТ 30319.2-2015 «Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода» . – М.: Издательство стандартов, 2015;
27. ГОСТ Р МЭК 611313-2016 «Контроллеры программируемые. Часть 1. Общая информация» . – М.: Издательство стандартов, 2015;
28. ГОСТ 21.408-2013 «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов» . – М.: Издательство стандартов, 2015;
29. ГОСТ Р 51330.0-99 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования» . – М.: Издательство стандартов, 2015;
30. ГОСТ Р 51330.1-99 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть1. Взрывозащита вида "взрывонепроницаемая оболочка"». – М.: Издательство стандартов, 2015;
31. ГОСТ 22782.3-77 «Электрооборудование взрывозащищенное со специальным видом взрывозащиты». – М.: Издательство стандартов, 2015.