



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

Школа Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

НОЦ И.Н. Бутакова

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
АСУ ТП контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов 681.5:665.71/.76-021.465

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ13	Глотов Максим Иванович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ИШФВП	Глушков Дмитрий Олегович	д.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ТПУ	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель профиля ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор НОЦ И.Н. Бутакова	Стрижак Павел Александрович	д.ф.-м.н., профессор		

**Планируемые результаты выпускника освоения образовательной программы
магистратуры по направлению 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»**

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен формулировать цели и задачи исследования, выявлять приоритеты решения задач, выбирать критерии оценки
ОПК(У)-2	Способен применять современные методы исследования, оценивать и представлять результаты выполненной работы
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен использовать глубокие естественнонаучные, математические и инженерные знания при предварительном анализе, проектировании, синтезе, ресурсоэффективной эксплуатации автоматизированных и автоматических систем управления теплоэнергетическими процессами, а также систем теплотехнических измерений и регистрации
ПК(У)-2	Способен разрабатывать комплекты проектной, конструкторской и эксплуатационной документации для сложных систем теплотехнических измерений и управления
ПК(У)-3	Способен интегрировать знания различных областей для разработки мероприятий по совершенствованию технологии производства, обеспечению экономичности, надежности и безопасности эксплуатации, ремонта и модернизации энергетического, теплотехнического и теплотехнологического оборудования
ПК(У)-4	Способен применять и совершенствовать фундаментальные и прикладные знания по современным динамично изменяющимся теплоэнергетическим технологиям, принципам, методам и системам их управления для прорывных научно-исследовательских работ
ПК(У)-5	Способен применять знания нетехнических ограничений инженерной деятельности, разрабатывать мероприятия по безопасности жизнедеятельности персонала и населения, предотвращать экологические нарушения
ПК(У)-6	Способен проводить теоретические и экспериментальные научные исследования термодинамических и физико-химических процессов в теплоэнергетике, а также систем их контроля и управления, интерпретировать, давать практические рекомендации по внедрению результатов исследований в производство, критически их интерпретировать, публично представлять и

	обсуждать результаты научных исследований
ПК(У)-7	Способен руководить коллективом специалистов различных направлений и квалификаций, действовать в нестандартных ситуациях, принимать организационно-управленческие решения и нести за них ответственность при организации работ, разрабатывать мероприятия по предотвращению экологических нарушений
ПК(У)-8	Способен проектировать и организовывать учебный процесс по образовательным программам с использованием современных образовательных технологий



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

Школа Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

НОЦ И.Н. Бутакова

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ П.А. Стрижак

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской работы

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ13	Глову Максиму Ивановичу

Тема работы:

АСУ ТП контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 41-33/с от 10.02.2023 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2023 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Требования к системе управления: – трехуровневая система; – на основе микропроцессорной техники; – использование беспроводных технологий.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Обзор достижений последних лет в области АСУ ТП контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов. 2. Проектирование АСУ ТП контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов. 3. Разработка конструкторской и схемотехнической документации. 4. Разработка мнемосхемы АСУ. 5. Разработка приложения для оператора. 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 7. Социальная ответственность.

Перечень графического материала	1. Схема структурная. 2. Схема функциональная. 3. Схема электрическая соединений. 4. Сборочный чертеж шкафа автоматизации.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Сечин Андрей Александрович
Иностранный язык	Гончарова Любовь Анатольевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Обзор достижений последних лет в области АСУ ТП контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2023 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ИШФВП	Глушков Дмитрий Олегович	д.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ13	Глотов Максим Иванович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 115 с., 22 рисунка, 33 таблицы, 29 источников, 38 листов графического материала и 1 приложение.

Ключевые слова: автоматизированная система, коммерческий учет нефти, показатели качества нефти, программируемый логический контроллер, мнемосхема.

Цель работы – разработка автоматизированной системы управления технологическим процессом контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов.

В процессе выполнения работы был проведен Обзор достижений последних лет в области АСУ ТП контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов. Разработаны структурная и функциональная схемы, схема электрическая соединений и сборочный чертеж шкафа автоматизации. Осуществлен выбор технических средств автоматизации и составлена заказная спецификация. Разработан программно-технический комплекс на основании SCADA-системы. Также разработано приложение для персонала АСУ ТП по выдаче задания на работы в программной среде Android Studio на языке программирования Kotlin.

В результате выполнения магистерской диссертации разработана автоматизированная система управления технологическим процессом контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов на основе современных микропроцессорных средств автоматизации. Автоматизированная система управления разработана с учетом технических требований и нормативных документов.

Обозначения и сокращения

АРМ – автоматизированное рабочее место;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

БИК – блок измерения качества;

БИЛ – блок измерительных линий;

ИЛ – измерительная линия;

ИП – измерительный преобразователь;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;

КлЭ – клапан электрифицированный;

КМХ – контроль метрологических характеристик;

КТС – комплекс технических средств;

ПДП – предел допускаемой погрешности;

ПЗУ – пробозаборное устройство;

ПК – персональный компьютер;

ПЛК – программируемый логический контроллер;

ПР – преобразователь расхода;

ПСП – приемо-сдаточный пункт;

РО – регулирующий орган;

РСУ – распределенная система управления;

СИ – средство измерения;

СИКН – система измерения количества и контроля качества нефти;

СОИ – система сбора и обработки информации;

ТСА – технические средства автоматизации;

УГО – условное графическое обозначение;

УСО – устройство связи с объектом;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

SCADA (supervisory control and data acquisition) – комплекс программ, необходимый для разработки и обеспечения работы системы сбора, обработки, архивирования информации в реальном времени.

Содержание

Введение.....	11
1 Обзор достижений последних лет в области АСУ ТП контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов	12
1.1 Повышение метрологических характеристик систем коммерческого учета.....	12
1.2 Применение перспективных беспроводных каналов передачи информации с датчиков на контроллер	14
1.3 Развитие программной части вычислительных устройств автоматизации.....	18
2 Проектирование АСУ ТП контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов	19
2.1 Системный анализ объекта автоматизации	19
2.2 Перечень функций, реализуемых АСУ	25
2.3 Разработка структурной схемы АСУ ТП контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов	26
2.4 Разработка функциональной схемы системы управления.....	28
2.6 Выбор технических средств системы управления, составление спецификации	33
2.7 Составление заказной спецификации	37
2.8 Составление перечня входных и выходных сигналов	37
2.9 Разработка электрической схемы соединений шкафа автоматизации	41
2.10 Составление перечня элементов шкафа автоматизации	44
2.11 Разработка сборочного чертежа шкафа автоматизации.....	44
2.12 Составление спецификации шкафа автоматизации	46
2.13 Разработка экранных форм мнемосхем SCADA-системы.....	47
2.13.1 Введение.....	47
2.13.2 Разработка и описание основного экрана SCADA-системы	48
2.13.3 Разработка и описание экранов управления исполнительными механизмами SCADA-системы.....	54
2.13.4 Разработка и описание экранов с архивацией данных SCADA-системы.....	60

2.13.5 Заключение	62
2.14 Разработка пользовательского приложения	63
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	67
3.1 Потенциальные потребители результатов исследования	67
3.2 Анализ конкурентных технических решений	68
3.3 FAST - анализ	70
3.3.1 Выбор объекта FAST – анализа	70
3.3.2 Описание функций объекта.....	70
3.3.3 Определение значимости выполняемых функций объектом	71
3.3.4 Анализ стоимости функций, выполняемых объектом исследования.....	72
3.3.5 Построение функционально-стоимостной диаграммы объекта и её анализ.....	72
3.3.7 Построение функционально-стоимостной диаграммы объекта и её анализ.....	73
3.4 Планирование научно-исследовательской работы	74
3.5 Бюджет научного исследования	76
3.5.1 Стоимость материальных затрат научно-технического исследования ..	76
3.5.2 Зарботная плата исполнителей	77
3.5.3 Отчисления во внебюджетные фонды	79
3.5.4 Накладные расходы.....	79
3.5.5 Затраты на оборудование	80
3.5.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта ...	81
3.7 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	82
3.7 Вывод по разделу Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	84
4 Социальная ответственность.....	88
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	88
4.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	89
4.1.2 Организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны.....	89
4.2 Производственная безопасность.....	90
4.2.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов.....	91

4.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата	91
4.2.1.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны	92
4.2.1.3 Расчет искусственного освещения	92
4.2.1.4 Превышение уровня шума	95
4.2.1.5 Повышенное воздействие электромагнитного излучения и электрического тока	96
4.2.1.7 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя	97
4.3 Экологическая безопасность.....	98
4.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду	98
4.3.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	98
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	99
4.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований	99
4.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС	100
4.5 Вывод по разделу Социальная ответственность.....	101
Заключение	102
Список публикаций студента.....	103
Список использованных источников	104
Приложение А	107
Графические материалы..... на отдельных листах	
ФЮРА.421000.002 С1 Схема структурная АСУ ТП	
ФЮРА.421000.002 С2 Схема функциональная АСУ ТП	
ФЮРА.421000.002 ЗС Спецификация приборов и средств автоматизации	
ФЮРА.421000.002 Э4 Схема электрическая соединений шкафа автоматизации	
ФЮРА.421000.002 ПЭ4 Перечень элементов шкафа автоматизации	
ФЮРА.421000.002 СБ Сборочный чертеж шкафа автоматизации	
ФЮРА.421000.002 СП Спецификация оборудования, изделий и материалов шкафа автоматизации	

Введение

В настоящее время, традиционные ископаемые углеводородные ресурсы остаются основным источником энергии [1], что при росте мировой экономики ведет за собой увеличение объемов добычи природного газа, угля и нефти. Рост потребления углеводородных топлив с одновременным повышением цен на энергоносители сказался на загруженности транспортных систем таких как нефтепроводы, что привело к острой необходимости наличия современных автоматизированных систем учета и контроля качества нефти [2].

Российская Федерация является одним из крупнейших поставщиком нефти в мире, одновременно с этим, источники нефти расположены на сравнительно большом расстоянии друг от друга, поэтому в нашей стране есть большая и разветвленная система нефтепроводов. Россия поставляет нефтепродукты крупнейшим предприятиям СНГ, Европы и Китая.

Важной составляющей инфраструктуры добычи нефти является учет количества и измерение качества нефтепродуктов. Данная функция осуществляется при помощи систем измерения и контроля качества нефти. Данная система является обязательной и действует в интересах как добывающих компаний, так и покупателей. Правильность работы данной системы существенно влияет на доходы нефтедобывающих компаний. Например, при цене нефти 78 долларов за баррель и прокачке 300 миллионов тонн нефти в год экономический эффект от снижения погрешности измерения массы на 0,1% составит 141,3 млн долларов в год [5]. Именно поэтому разработка и усовершенствование таких систем является одним из приоритетных направлений в нефтедобыче.

Целью работы является разработка автоматизированной системы управления пункта отпуска жидких нефтепродуктов.

Основными задачами выпускной квалификационной работы являются:

1. Обзор литературных источников.
2. Проведение системного анализа объекта автоматизации.

3. Выбор структуры автоматизированной системы управления.
4. Разработка проектной документации:
 - схема структурная;
 - схема функциональная;
 - заказная спецификация;
 - схема монтажная внешних проводок;
 - схема принципиальная электрическая шкафа автоматизации;
 - перечень элементов схемы принципиальной электрической;
 - сборочный чертеж шкафа автоматизации.

Практическая значимость работы

Разработанная СИКН, благодаря своей высокой точности, позволяет получить значительный экономический эффект. Разработанная система измерения и контроля качества нефти найдет широкое применение при проектировании и эксплуатации нефтяных месторождений.

1 Обзор достижений последних лет в области АСУ ТП контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов

1.1 Повышение метрологических характеристик систем коммерческого учета

Сырая нефть, состоит в основном из углеводородов, представляет собой смесь различных органических компонентов, содержащих также металлы, серу, азот и кислород [3]. В нефти присутствуют такие неорганические соединения как кислород, азот, сера и тяжелые металлы. Несмотря на их небольшое процентное содержание, они сильно влияют на метрологические характеристики приборов. Это играет важную роль в измерении количества и показателей качества нефти, а также на процесс дальнейшей переработки нефтепродуктов [4].

Современные системы учета и контроля качества нефти развиваются в направлении применения машинного обучения [6] и разработки статистических математических моделей [5] для наиболее точного и оперативного определения показателей качества сырой нефти.

Точность КИПиА в составе СИКН определяется многими факторами, основными из которых являются - влияние температуры окружающей среды, изменение параметров нефти, таких как наличие газов, воды, механических примесей, растворенных парафинов, серы, вязкости и т.д., изменение параметров нефтепровода.

Вышеуказанные факторы связаны с тем, что учету подлежат различные партии нефти. Эти партии нефти могут быть из разных скважин, состав нефти в одной скважине также меняется по мере ее разработки. Кроме того, на условия проведения измерений массы нефти оказывает влияние температурная зависимость свойств нефти, возникающая при климатических воздействиях окружающей среды на нефтепровод, а также состояние нефтепровода, по которому эта нефть транспортируется [3].

Содержание золы в сырой нефти показывает количество неорганических негорючих материалов и загрязняющих веществ, присутствующих в образцах. Эта информация важна, поскольку металлические элементы в сырой нефти способствуют выбросам в окружающую среду, [7] замедляют процессы переработки, такие как каталитический крекинг и реформинг, и нарушают структурную целостность оборудования [8]. Микроэлементы, такие как Ni, V, Na и Fe, когда они присутствуют в сырой нефти, служат катализаторами и могут значительно увеличить эксплуатационные расходы на процессы переработки / установки. [9]. Кроме того, отравление катализатора напрямую влияет на качество получаемых продуктов, поскольку процессы ароматизации и изомеризации затруднены, что приводит к получению топлива с низким октановым числом [10]. В то время как процессы сухого озоления дают представление об общем неорганическом компоненте образца сырой нефти, идентификация

конкретных металлов и их концентрация определяют профиль отравления конкретной сырой нефти и, следовательно, предоставляют информацию, необходимую для ее обработки.

Помимо контроля качества СИКН осуществляет коммерческий учет отпускаемой нефти, при осуществлении которого критически важна достоверность определения объема сырой нефти. В коммерческом учете требования к используемым методам измерений, средствам измерений, точности измерений и организации учета определяются стандартами, например, МИ 2693-2001, ГОСТ Р 8.595-2004 [11, 12].

Исходя из исследований [13] расходомеры Кориолиса являются наиболее подходящими приборами для коммерческого учета сырой нефти. Когда массомеры используются для коммерческого учета сырой нефти, парафины могут осаждаться на внутренней поверхности расходомерной трубки, вызывая увеличение ее массы и, как следствие, уменьшение резонансной частоты колебаний при постоянной плотности измеряемого потока. Однако в этом случае изменяется не только масса трубки - осаждение парафина уменьшит ее проходную площадь, что приведет к увеличению скорости потока, пропорциональному изменению фазового сдвига и искажению результата измерения. Поэтому рекомендуется сокращать межповерочный интервал данных измерительных приборов

Еще одним критически важным измеряемым параметром системы учета и контроля качества нефти является обводненность [13]. Операции на зрелых месторождениях, на которые приходится почти 70% сегодняшней добычи, характеризуются высоким уровнем обводненности. На каждый добытый баррель нефти может приходиться 3 или более баррелей воды [14].

1.2 Применение перспективных беспроводных каналов передачи информации с датчиков на контроллер

Беспроводные технологии сегодня предоставляют собой новые инструменты, для быстрого и эффективного решения проблем, которые в

проводном мире невозможно было бы решить без значительных финансовых затрат.

Основные преимущества беспроводных систем:

- специалисты могут получать доступ к компьютерным программам и выполнять задачи, вне зависимости от того, где они находятся, включая просмотр и реагирование на предупредительные сигналы от полевых приборов;
- местоположение персонала и физических активов предприятия постоянно отслеживается;
- система безопасности обеспечивает предоставление доступа на предприятие только уполномоченным лицам;
- управление активами предприятия осуществляется благодаря функциям диагностики HART устройств, включая те, доступ к которым ранее был невозможен.

Решение многих из этих задач возможны сегодня без беспроводных технологий, однако затраты на прокладку проводов и технические ограничения делают их не практичными. Экономичность и простота интеграции беспроводных технологий позволяет справиться с этими препятствиями, предоставляя вам более полную информацию о вашем предприятии и, в конечном счете, делает работу персонала более продуктивной.

При разработке проекта по автоматизации большую часть времени у проектировщика занимает не техническая часть проекта, которая включает в себя разработку концепции систем автоматизации, составление общей электрической схемы, расстановку оборудования на планах объекта, а рутинные операции по оформлению проектной документации. На самом деле, можно значительно снизить трудоемкость выполнения ряда документов, таких как:

- схемы соединений и подключений внешних проводов;
- планы расположения оборудования и проводки;

- принципиальные электрические схемы подключения к контроллеру и питания;

- структурные схемы систем управления;

- кабельные журналы.

Работа с чертежами – очень трудоемкий процесс, который требует очистки от наложения линий и лишних слоев, обводки каждого объекта, нумерации деталей, прокладки трасс, составления кабельного журнала и т.д. Также к этому можно добавить выработку решений, обследование объекта и согласование, таким образом, часто на создание проекта порой уходят месяцы. Из-за наличия человеческого фактора очень высок риск ошибок в самых разных операциях – от наложения линий до нумерации. В результате приходится все переделывать. Практически все проблемы традиционного проектирования совпадают с теми трудностями, которые вынужден преодолевать заказчик в случае полного отсутствия проекта. Это ошибки в выборе оптимального технического решения, устранение погрешностей и покупка дополнительного оборудования, что неизбежно ведет к переносу сроков сдачи системы в эксплуатацию.

Использование беспроводных каналов передачи информации во многом решает вышеперечисленные проблемы. Беспроводные технологии сокращают материальные и временные затраты, а также уменьшают сложность исполнения проекта. Также, беспроводные системы легче расширяются из-за отсутствия необходимости прокладки кабеля.

Требования к беспроводным сетям:

- безопасная передача данных;

- надежное беспроводное оборудование;

- защита оборудования от радиопомех;

- меры для защиты данных.

К основным мерам защиты данных относятся:

1. Идентификация контрольно-измерительного прибора, которая обеспечивает следующее:

1) использование ключа соединения шифрования 128-бит для шифрования отправляемых и получаемых данных;

2) предоставленный ключ также предназначен для того, чтобы пользователь смог определить, что устройство принадлежит сети;

3) ключ соединения вводится отдельно от других ключей, что обеспечивает более высокий уровень защиты;

4) ключи соединения могут быть уникальными для каждого устройства или одинаковыми для определенной сети.

2. Шифрование сообщений, обеспечивающее сквозную передачу зашифрованных данных AES-128 бит от источника к потребителю при помощи использования ключей сеанса.

3. Проверка целостности сообщения, обеспечивающая проверку целостности сообщений. Проверка того, что переданные данные по беспроводной сети не были изменены. К каждому пакету данных добавляется код проверки целостности сообщения (MIC). Получающее устройство проверяет MIC для подтверждения того, что содержание пакета не было изменено.

Также преимуществом беспроводных систем является возможность организации ячеистой сети (рисунок 1). Ячеистая сеть обеспечивает наиболее надежную топологию для беспроводной сети, поскольку она содержит большое количество резервных маршрутов, предназначенных для передачи данных от источника к месту назначения – обеспечение надежности является одной из важнейших задач для перерабатывающей промышленности [15].



Рисунок 1 – Ячеистая сеть

1.3 Развитие программной части вычислительных устройств автоматизации

Основной задачей интеллектуальной сети нефтяного месторождения является сбор и передача огромных объемов данных от десятков тысяч устройств, поэтому очень важно обеспечить надежную беспроводную связь, сохранить целостность информации и безопасность передачи. Решить подобную проблему удалось благодаря недавним достижениям в широко распределенной, высокопроизводительной, резервированной системе сбора данных и управления процессами. Распределение вычислительной мощности по всей сети позволяет передавать сведения гораздо быстрее, безопасно их сопоставлять и обрабатывать, территория сбора данных стала более обширной, чем это допустимо в централизованной архитектуре сети. Распределение упрощает коммуникации, повышает скорость, чувствительность сети и надежность за счет резервирования в случае аварии на каждой станции. Увеличиваются масштабы применения и мобильность. С распространением высокоскоростных Ethernet-сетей (HSE) в системах

нефтяных месторождений типичные для нефтегазовой отрасли РСУ стали еще более автоматизированными и интеллектуальными [16].

Программная часть вычислительных устройств автоматизации развивается в сторону применения искусственного интеллекта для эффективной диагностики основных узлов системы и предотвращения аварийных ситуаций. Благодаря информации с датчиков, которая автоматически обрабатывается непосредственно на месте, можно получить наиболее точные данные о запасах нефти, требованиях к производительности и ресурсах оборудования. Следовательно, возможность установить неисправность в процессе работы устройств значительно возрастает, управление и использование основных средств увеличены до максимума, благодаря чему реализована совместимость РСУ, к которой так долго стремились нефтегазовые компании. Все это позволяет избежать критических отказов системы [17].

Разрабатываются интеллектуальные информационные системы управления режимами работы оборудования группы объектов автоматизации на основе алгоритма координированного управления с использованием иерархической системы динамических моделей, включающая подсистему принятия решения о выборе алгоритма управления группой объектов для перераспределения текущей нагрузки с учетом заданных параметров [16].

2 Проектирование АСУ ТП контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов

2.1 Системный анализ объекта автоматизации

Объектом автоматизации является система измерений количества и показателей качества нефти.

Система измерений количества и показателей качества нефти – совокупность функционально объединенных измерительных преобразователей, измерительных показывающих приборов, системы

обработки информации, технологического оборудования, предназначенная для:

- измерения массы брутто нефти методом прямых или косвенных динамических измерений;
- измерения технологических и качественных параметров нефти;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

СИКН предназначена для автоматизированных измерений массы брутто и вычислений массы нетто нефти, измерений показателей качества нефти в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия», отображения и регистрации результатов измерений в соответствии с действующими нормативными документами при проведении приемо-сдаточных операций, на основе прямого метода динамических измерений массы брутто с погрешностью не более $\pm 0,25$ % и массы нетто нефти не более $\pm 0,35$ %, согласно ГОСТ Р 8.595 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

СИКН осуществляет коммерческий учет нефти Юрубчено-Тохомского месторождения, поступающей от установок подготовки нефти (УПН, УПН-2) АО «Востсибнефтегаз» и подлежащей сдаче на НПС-2 в магистральный нефтепровод «Куюмба-Тайшет» ООО «Транснефть-Восток» ПАО «Транснефть».

СИКН выполняет следующие задачи:

- автоматическое измерение технологических параметров (температуры и давления);
- автоматическое измерение показателей качества нефти;
- отображение (индикация), регистрация и архивирование результатов измерений;
- поверка СИ на месте эксплуатации без прекращения учетных операций;
- КМХ СИ (влагомера, вискозиметра и др.) на месте эксплуатации без прекращения учетных операций;

- отбор объединенной пробы нефти по ГОСТ 2517;
- получение 2-х часовых, посменных, суточных и месячных отчетов, актов приема-сдачи нефти и журналов регистрации показаний средств измерений с выводом данных на дисплей и на печатающее устройство.

Рабочая среда – товарная нефть, соответствующая требованиям ГОСТ Р 51858 (класс 1, тип 1, группа 1, вид 1) и имеющая физико-химические показатели, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Физико-химические показатели нефти

Наименование показателя	Значение показателя
Вязкость кинематическая, сСт	от 2 до 10
Плотность, кг/м ³ : при минимальной в течение года температуре нефти при максимальной в течение года температуре нефти	от 791,73 до 850,90 от 760,23 до 821,65
Плотность нефти, приведенная к стандартным условиям (температура плюс 20°C, избыточное давление 0,101325 МПа), кг/м ³	от 730 до 1040 кг/м ³
Рабочий диапазон температуры нефти через СИКН, °C	от плюс от 785 до 0 до плюс 45*
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Плотность пластовой воды, кг/м ³	от 1100 до 1300
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	6
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ , не более	20
Массовая доля серы, %, не более	0,6
Массовая доля метил и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ , не более	40
Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей при температуре 204°C, млн ⁻¹ , не более	10
Содержание свободного газа	Не допускается
* - Фактические физико-химические показатели нефти в точке подключения не должны превышать предельных значений, установленных в ТУ ПАО «Транснефть».	

Рабочие параметры СИКН, указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Рабочие параметры СИКН

Наименование характеристики	Значение характеристики
Расход нефти через СИКН, т/ч	от 74,4 до 585,7
Давление нефти, МПа: - рабочее - минимальное допустимое - максимальное допустимое	от 1,5 до 3,1 1,0 3,6

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Суммарные потери давления на СИКН при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа: в рабочем режиме, не более - в режиме поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ), не более	0,2 0,4
Категория взрывоопасной смеси по ГОСТ 30852.11-2002	IIА
Группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 30852.5-2002	T3
Режим работы СИКН	непрерывный, автоматизированный
Режим управления запорной арматурой	автоматизированный и ручной
Режим работы ТПУ	периодический, автоматизированный и ручной
Способ поверки преобразователей расхода в блоке измерительных линий: рабочих контрольно-резервной	по стационарной / передвижной ТПУ 1-го разряда
Способ КМХ рабочих ПР в БИЛ*	по стационарной / передвижной ТПУ 1-го разряда
Способ поверки стационарной трубопоршневой поверочной установки (ТПУ) 1-го разряда	с помощью эталонной поверочной установки (ЭПУ) на базе мерника (метод № 2 по МИ 3593- 2017)
Электроснабжение	трехфазное 380 В, 50 Гц 220 В, 50 Гц
* На период неработоспособности стационарной и (или) отсутствия передвижной ТПУ 1-го разряда допускается проводить КМХ рабочих ПР по ПР контрольно-резервной ИЛ	

Пределы допускаемых относительных погрешностей во всем диапазоне измерений параметров рабочей среды и заданных условиях эксплуатации СИКН не превышают следующих значений:

- $\pm 0,25$ % при измерении массы брутто нефти рабочими ПР;
- $\pm 0,20$ % при измерении массы брутто нефти контрольно-резервным ПР;
- $\pm 0,35$ % при вычислении массы нетто нефти.

Пределы относительной погрешности измерений массы товарной нефти указаны в документе «Инструкция. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с помощью СИКН ПСП «Юрубчен» АО «Востсибнефтегаз» ФР.1.29.2016.24750.

Состав СИКН

Комплекс технологический, включает в себя элементы, приведённые ниже. Технологическая схема СИКН представлена на рисунке 2.

1. Блок фильтров.
2. Блок измерительных линий, состоящий из двух рабочих измерительных линий и одной контрольно-резервной.
3. Блок измерений показателей качества БИК.
4. Блок поверочной установки.
5. Эталонная поверочная установка.
6. Система промывки ТПУ.
7. Дренажные емкости.
8. Блок-бокс СИКН, включающий в себя системы:
 - воздушного отопления;
 - естественной и принудительной вентиляции;
 - естественного, рабочего, аварийно-эвакуационного и наружного освещения;
 - контроля и сигнализации загазованности;
 - контроля и сигнализации пожара;
 - внутреннего противопожарного трубопровода;
 - производственного водоснабжения и канализации;
 - контроля доступа в блок бокс;
 - заземления.
9. Помещение вентиляционной камеры, включающая в себя системы:
 - воздушного отопления;
 - естественной и принудительной вентиляции;
 - естественного, рабочего, аварийно-эвакуационного и наружного освещения;
 - контроля и сигнализации пожара;
 - контроля доступа в помещение;
 - заземления.

10. Системы сбора и обработки информации, включающей в себя:

- шкаф обработки информации;
- шкаф сбора информации;
- шкаф вторичной аппаратуры;
- шкаф аварийной защиты и сигнализации;

Автоматизированное рабочее место оператора.

11. Системы распределения электроэнергии, включающей в себя:

- Шкаф управления приточно-вытяжной вентиляцией и теплорегулирования;
- низковольтное комплектное устройство;
- щит освещения;
- щит аварийного освещения;
- шкаф пожарной сигнализации;
- панель пожарных устройств;
- шкаф охранной сигнализации.

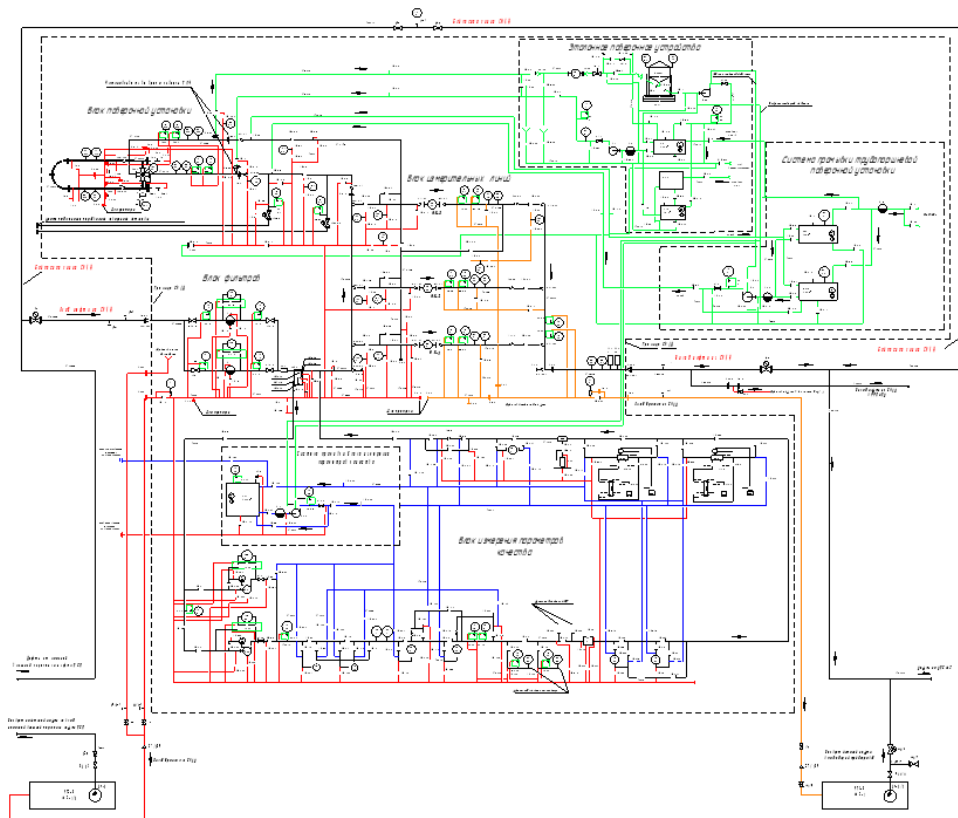


Рисунок 2 – Схема технологическая принципиальная

2.2 Перечень функций, реализуемых АСУ

Разрабатываемая система необходима для контроля и управления процессом контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов.

Основными функциями разрабатываемой системы являются:

- сбор информации с первичных датчиков и преобразователей;
- непрерывный контроль технологическими параметрами и показателями качества нефти;
- оповещение персонала о возникновении чрезвычайных ситуаций, связанных с неисправностью технологического оборудования;
- обработка полученной информации, расчет количества отпускаемой нефти, формирование команд управления, включение звуковых и световых средств оповещения;
- отображение получаемой информации в виде мнемосхемы;
- регистрация событий в режиме реального времени.

Для эффективной работы системы рекомендуется использовать трехуровневую структуру, которая базируется на микропроцессорной технике. На верхнем уровне располагается автоматизированное рабочее место оператора, состоящее из программно-технических средств, предназначенных для сбора, хранения, обработки и отображения информации, а также приёмом команд управления объектом. Средний уровень функционирует в виде программируемого логического контроллера и обеспечивает сбор и обработку информации с нижнего уровня, передачу информации о состоянии системных параметров на АРМ оператора и генерацию управляющих сигналов для запуска и управления системой. Нижний уровень представляет измерительные устройства, а также заслонки и задвижки.

На верхнем уровне находится АРМ оператора АСУ ТП и программное обеспечение, которое обеспечивает:

- прием информации о состоянии технологического оборудования;
- построение графиков измеряемых технологических параметров (температуры, расходов топлива и воздуха, плотности топлива и т.д.);
- архивирование данных, составление журнала событий технологического процесса;
- управление параметрами и защитной арматурой системы в случае аварийной ситуации.

Технологическая схема системы должна отображаться на мнемосхеме АРМ оператора.

2.3 Разработка структурной схемы АСУ ТП контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов

Исходя из требований к разрабатываемой автоматизированной системе, она должна иметь трехуровневую структуру. На нижнем уровне располагаются датчики, которые устанавливаются непосредственно на объекте автоматизации, а также исполнительные механизмы, воздействующие на технологический процесс. На среднем уровне находятся программируемые контроллеры, которые осуществляют сбор информации с датчиков нижнего уровня, обрабатывают ее и на основании этих данных вырабатывают управляющее воздействие. Также контроллеры среднего уровня передают данные на верхний уровень, где находится АРМ оператора.

Структурная схема АСУ ТП контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов представлена на листе с шифром ФЮРА.421000.002 С1.

В данной схеме нижний уровень состоит из 45 датчиков, а именно:

- 6 датчиков температуры;
- 21 датчик давления;
- 4 датчика разности давлений;
- 5 датчиков расхода;
- 3 датчика уровня;

- 2 датчика вязкости;
- 2 датчика влагосодержания;
- 2 датчика плотности.

Также на нижнем уровне расположены 27 исполнительных механизмов. Исполнительными механизмами в разрабатываемой системе являются насосы и приводы электрифицированных задвижек, клапанов, шаровых кранов.

Средний уровень автоматизации состоит из двух программируемых контроллеров. ПЛК ЭЛСИ-ТМК служит для сбора информации с датчиков нижнего уровня и выработки управляющих воздействий на исполнительные механизмы. Данный контроллер является устройством связи с объектом и отвечает за корректное и безаварийное функционирование всей системы. ПЛК FloBoss S600+ нужен для коммерческого учета нефти, так как он имеет повышенные вычислительные характеристики, а также специализированное программное обеспечение для учета нефти. Данный контроллер выполняет расчет количественных и качественных параметров перекачиваемой нефти и передачу данных для представления на экране дисплея АРМ-оператора требуемых технологических показателей. Информация на этот контроллер приходит с УСО, ПЛК ЭЛСИ-ТМК, через протокол Profibus.

Передача данных между средним и верхним уровнями осуществляется посредством коммутаторов. Верхний уровень состоит из нескольких автоматизированных рабочих мест операторов:

- АРМ основной;
- АРМ резервный;
- АРМ принимающей стороны;
- АРМ инженерной станции.

Также на верхнем уровне располагается сервер, в котором хранятся архивные данные, и принтер, посредством которого распечатываются отчеты о работе технологического оборудования.

К автоматизированной системе регулирования предъявляются следующие технические требования:

- система должна осуществлять сбор данных о текущем состоянии работы системы, об отклонении регулируемого параметра от необходимых значений;
- система должна базироваться на современных технических средствах автоматизации;
- технические средства, применяемые в системе, должны выполнять все необходимые функции, при этом должна учитываться экономичность создания системы;
- обеспечение максимальных надежности и безопасности системы.

2.4 Разработка функциональной схемы системы управления

Основной технический документ системы автоматизации технологических процессов - функциональная схема. Она определяет структуру, характер систем, а также используемые приборы и средства автоматизации. Объект управления включает в себя как основное, так и вспомогательное оборудование.

Задачи, которые должны быть решены при разработке функциональных схем автоматизации технологических процессов:

- получение первичной информации о состоянии технологического процесса и оборудования;
- составление перечня контролируемых параметров технологического процесса;
- определение местоположения точек отбора измерительной информации;
- определение предельных рабочих значений контролируемых параметров.

Функциональная схема дает четкое представление о принципе ее работы и взаимодействии со средствами автоматизации. Технологическое

оборудование и коммуникации изображаются упрощенно. Техническим средствам автоматизации присваиваются позиционные обозначения, содержащие цифру и строчную букву.

На технологических трубопроводах показывают регулирующую и запорную арматуру, непосредственно участвующую в работе системы автоматизации или необходимую для определения относительного расположения отборных устройств и первичных измерительных преобразователей.

На листе с шифром ФЮРА.421000.002 С2 представлена функциональная схема АСУ ТП контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов.

Согласно функциональной схеме нефть от насосной внешней перекачки нефти ПСП через электрифицированный шаровой кран КШЭЗэ поступает на блок фильтров. Далее, пройдя фильтры Ф, нефть поступает во входной коллектор блока измерительных линий. В каждой линии данного блока осуществляется измерение температуры, давления и расхода перекачиваемой среды, при этом датчики на ИЛ-1 беспроводные.

Измерение качества нефти, а именно ее плотность, вязкость и влагосодержание производится в блоке измерения качества. В БИК нефть поступает через ПЗУ щелевого типа, расположенного после блока фильтров. Регулирование расхода в БИК осуществляется либо насосами Н 5.1 или Н 5.2, либо электрифицированной задвижкой КШЭ 5.2. Сигнал задания по расходу нефти в БИК вырабатывается из соблюдения изокинетичности между БИК и БИЛ, так как только в этом случае можно считать измеренные показатели качества достоверными для всей перекачиваемой нефти.

Представленная на схеме система имеет много дренажных трубопроводов. Как учтенная, так и неучтенная нефть попадает через дренажную систему в советующий резервуар. Для подвода неучтенной нефти из дренажа обратно в систему предусмотрено дискретное регулирование уровня в емкости РГС-8 № Е-1/1. При уровне 3,5 м включается насос Нп-1 и

откачивает нефть, пока уровень не будет равен 1,5 м.

Подробное назначение каждого ТСА, изображенного на функциональной схеме приведено в таблице 3.

Таблица 3 – Назначение ТСА

Поз.	Назначение
1а	Первичный преобразователь температуры для измерения температуры в ИЛ-1
1б	Нормирующий преобразователь температуры в ИЛ-1
2а	Первичный преобразователь температуры для измерения температуры в ИЛ-2
2б	Нормирующий преобразователь температуры в ИЛ-2
3а	Первичный преобразователь температуры для измерения температуры в ИЛ-3
3б	Нормирующий преобразователь температуры в ИЛ-3
4а	Первичный преобразователь температуры для измерения температуры в ИЛ-4
4б	Нормирующий преобразователь температуры в ИЛ-4
5а	Первичный преобразователь температуры для измерения температуры на выходе из БИЛ
5б	Нормирующий преобразователь температуры на выходе из БИЛ
6а	Первичный преобразователь температуры для измерения температуры в БИК
6б	Нормирующий преобразователь температуры в БИК
7а	Показывающий термометр для сверки температуры с 1а, измеряет температуру в ИЛ-1
8а	Показывающий термометр для сверки температуры с 2а, измеряет температуру в ИЛ-2
9а	Показывающий термометр для сверки температуры с 3а, измеряет температуру в ИЛ-3
10а	Показывающий термометр для сверки температуры с 4а, измеряет температуру в ИЛ-4
11а	Показывающий термометр для сверки температуры с 5а, измеряет температуру на выходе из БИЛ
12а	Показывающий термометр для сверки температуры с 6а, измеряет температуру в БИК
13а	Показывающий термометр для измерения температуры в месте подключения пикнометра
14а	Показывающий термометр для измерения температуры в резервном месте подключения пикнометра
15а	Манометр, измеряющий давление в ИЛ-1
16а	Манометр, измеряющий давление в ИЛ-2
17а	Манометр, измеряющий давление в ИЛ-3
18а	Манометр, измеряющий давление в ИЛ-4
19а	Манометр, измеряющий давление в выходном коллекторе БИЛ
20а	Манометр, измеряющий давление в БИК
21а	Показывающий гидравлический манометр, измеряющий давление на входе в фильтр Ф 1.2
22а	Показывающий гидравлический манометр, измеряющий давление на выходе из фильтра Ф 1.2
23а	Показывающий гидравлический манометр, измеряющий давление на входе в фильтр Ф 1.1
24а	Показывающий гидравлический манометр, измеряющий давление на выходе из фильтра Ф 1.1
25а	Показывающий гидравлический манометр, измеряющий давление в ИЛ-1. Служит для сверки показаний давления с манометром 15а
26а	Показывающий гидравлический манометр, измеряющий давление в ИЛ-2. Служит для сверки показаний давления с манометром 16а
27а	Показывающий гидравлический манометр, измеряющий давление в ИЛ-3. Служит для сверки показаний давления с манометром 17а
28а	Показывающий гидравлический манометр, измеряющий давление в ИЛ-4. Служит для сверки показаний давления с манометром 18а
29а	Показывающий гидравлический манометр, измеряющий давление в выходном коллекторе БИЛ. Служит для сверки показаний давления с манометром 19а

Продолжение таблицы 3

Поз.	Назначение
30а	Показывающий гидравлический манометр, измеряющий давление на входе в БИК
31а	Показывающий гидравлический манометр, измеряющий давление в БИК после насосов Н 5.1 и Н 5.2
32а	Показывающий гидравлический манометр, измеряющий давление в БИК. Служит для сверки показаний давления с манометром 20а
33а	Показывающий гидравлический манометр, измеряющий давление в месте подключения пикнометра
34а	Показывающий гидравлический манометр, измеряющий давление в резервном месте подключения пикнометра
35а	Показывающий гидравлический манометр, измеряющий давление в байпасе СИКН
36а	Датчик перепада давления, измеряющий перепад давления на фильтре Ф 1.2, служит для контроля загрязненности на фильтре
37а	Датчик перепада давления, измеряющий перепад давления на фильтре Ф 1.1, служит для контроля загрязненности на фильтре
38а	Датчик перепада давления, измеряющий перепад давления на насосе Н 5.1
39а	Датчик перепада давления, измеряющий перепад давления на насосе Н 5.2
40а	Кариолисовый массовый расходомер, измеряющий массовый расход нефти через ИЛ-1
41а	Кариолисовый массовый расходомер, измеряющий массовый расход нефти через ИЛ-2
42а	Кариолисовый массовый расходомер, измеряющий массовый расход нефти через ИЛ-3
43а	Кариолисовый массовый расходомер, измеряющий массовый расход нефти через ИЛ-4
44а	Ультразвуковой первичный преобразователь расхода нефти через БИК
44б	Нормирующий преобразователь для 44а
45а	Первичный преобразователь уровня в емкости неучтенной нефти РГС-8 № Е-1/1
45б	Нормирующий преобразователь уровня в емкости неучтенной нефти РГС-8 № Е-1/1
46а	Сигнализатор уровня для контроля протечек дренажа неучтенной нефти
47а	Сигнализатор уровня для контроля протечек дренажа учтенной нефти
48а	Первичный преобразователь плотности нефти в БИК
48б	Нормирующий преобразователь плотности нефти в БИК
49а	Резервный первичный преобразователь плотности нефти в БИК
49б	Резервный нормирующий преобразователь плотности нефти в БИК
50а	Первичный преобразователь вязкости нефти в БИК
50б	Нормирующий преобразователь вязкости нефти в БИК
51а	Резервный первичный преобразователь вязкости нефти в БИК
51б	Резервный нормирующий преобразователь вязкости нефти в БИК
52а	Первичный преобразователь влагосодержания нефти в БИК
52б	Нормирующий преобразователь влагосодержания нефти в БИК
53а	Резервный первичный преобразователь влагосодержания нефти в БИК
53б	Резервный нормирующий преобразователь влагосодержания нефти в БИК
54а	Частотный преобразователь для управления насосом Н5.1, который регулирует расход через БИК
55а	Частотный преобразователь для управления насосом Н5.2 который регулирует расход через БИК
56а	Пускатель для включения и отключения насоса, откачивающего нефть из емкости неучтенной нефти обратно в СИКН
57а	Блок управления исполнительным механизмом 57б
57б	ИМ, воздействующий на РО КШЭ 3э, который служит для изменения расхода нефти в СИКН
59а	Блок управления исполнительным механизмом 59б
59б	ИМ, воздействующий на РО КШЭ 1.1, который служит для изменения расхода нефти в трубопроводе для проведения КМХ

Продолжение таблицы 3

Поз.	Назначение
61a	Блок управления исполнительным механизмом 61б
61б	ИМ, воздействующий на РО КШЭ 1.2, который служит для изменения расхода нефти в трубопроводе для проведения КМХ
63a	Блок управления исполнительным механизмом 63б
63б	ИМ, воздействующий на РО КлЭ 1, который служит для изменения расхода через ИЛ-1
65a	Блок управления исполнительным механизмом 65б
65б	ИМ, воздействующий на РО КШЭ 1.3, который служит для изменения расхода нефти в трубопроводе для проведения КМХ
67a	Блок управления исполнительным механизмом 67б
67б	ИМ, воздействующий на РО КШЭ 1.4, который служит для изменения расхода нефти в трубопроводе для проведения КМХ
69a	Блок управления исполнительным механизмом 69б
69б	ИМ, воздействующий на РО КШЭ 1.5, который служит для изменения расхода нефти в трубопроводе для проведения КМХ
71a	Блок управления исполнительным механизмом 71б
71б	ИМ, воздействующий на РО КШЭ 2.1, который служит для изменения расхода нефти в трубопроводе для проведения КМХ
73a	Блок управления исполнительным механизмом 73б
73б	ИМ, воздействующий на РО КШЭ 2.2, который служит для изменения расхода нефти в трубопроводе для проведения КМХ
75a	Блок управления исполнительным механизмом 75б
75б	ИМ, воздействующий на РО КлЭ 2, который служит для изменения расхода через ИЛ-2
77a	Блок управления исполнительным механизмом 77б
77б	ИМ, воздействующий на РО КШЭ 2.3, который служит для изменения расхода нефти в трубопроводе для проведения КМХ
79a	Блок управления исполнительным механизмом 79б
79б	ИМ, воздействующий на РО КШЭ 3.1, который служит для изменения расхода нефти в трубопроводе для проведения КМХ
81a	Блок управления исполнительным механизмом 81б
81б	ИМ, воздействующий на РО КШЭ 3.2, который служит для изменения расхода нефти в трубопроводе для проведения КМХ
83a	Блок управления исполнительным механизмом 83б
83б	ИМ, воздействующий на РО КлЭ 3, который служит для изменения расхода через ИЛ-3
85a	Блок управления исполнительным механизмом 85б
85б	ИМ, воздействующий на РО КШЭ 3.3, который служит для изменения расхода нефти в трубопроводе для проведения КМХ
87a	Блок управления исполнительным механизмом 87б
87б	ИМ, воздействующий на РО КШЭ 4.1, который служит для изменения расхода нефти в трубопроводе для проведения КМХ
89a	Блок управления исполнительным механизмом 89б
89б	ИМ, воздействующий на РО КШЭ 4.2, который служит для изменения расхода нефти в трубопроводе для проведения КМХ
91a	Блок управления исполнительным механизмом 91б
91б	ИМ, воздействующий на РО КлЭ 4, который служит для изменения расхода через ИЛ-3
93a	Блок управления исполнительным механизмом 93б
93б	ИМ, воздействующий на РО КШЭ 4.3, который служит для изменения расхода нефти в трубопроводе для проведения КМХ
95a	Блок управления исполнительным механизмом 95б
95б	ИМ, воздействующий на РО КШЭ 4э, который служит для изменения расхода нефти на выходе из СИКН
97a	Блок управления исполнительным механизмом 97б

Продолжение таблицы 3

Поз.	Назначение
97б	ИМ, воздействующий на РО КШЭ 5.1, который служит для изменения расхода нефти на входе в БИК
99а	Блок управления исполнительным механизмом 99б
99б	ИМ, воздействующий на РО КШЭ 5.2, который служит для изменения расхода нефти на выходе из БИК
101а	Блок управления исполнительным механизмом 101б
101б	ИМ, воздействующий на РО КлЭ 5, который служит для регулирования расхода нефти через БИК
103а	Блок управления исполнительным механизмом 103б
103б	ИМ, воздействующий на РО КШЭ 1.9, который служит для изменения расхода нефти в трубопроводе слива учтённой нефти в ёмкость

2.6 Выбор технических средств системы управления, составление спецификации

При разработке АСУ ТП контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов преимущественно выбирались оборудование и средства автоматизации отечественного производства, что упрощает процесс закупки и обеспечивает полную поддержку от производителя. Кроме того, были выбраны унифицированные технические средства для обеспечения взаимозаменяемости, упрощения подключения и формирования комплекта запасных частей.

Также учитывались требования к ТСА входящие в СИКН, которые описаны в МИ 3532-2015 «ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти» [18]. Данным стандартом определены пределы допускаемой погрешности СИ и другие требования, применяемых в системе (таблица 4).

Таблица 4 – Пределы допускаемой погрешности СИ

Средство измерения	Требования к СИ
Термопреобразователь сопротивления	ПДП: $\pm 0,2$ °C
Термометр показывающий	ПДП: $\pm 0,2$ °C Цена деления 0,1 °C
Преобразователь давления	ПДП: $\pm 0,5$ %
Показывающий манометр	ПДП: $\pm 0,6$ %

Продолжение таблицы 4

Средство измерения	Требования к СИ
Преобразователь разности давления	ПДП: $\pm 2,5 \%$
Преобразователь массового расхода (МПР)	ПДП для рабочего МПР: $\pm 0,25 \%$ ПДП для рабочего МПР: $\pm 0,20 \%$
Преобразователь расхода	ПДП: $\pm 5,0 \%$
Преобразователь уровня	–
Сигнализатор уровня	–
Преобразователь плотности	ПДП: $\pm 0,30 \text{ кг/м}^3$
Преобразователь вязкости	–
Преобразователь влагосодержания	ПДП: $\pm 0,1 \%$

Основываясь на таблице 4, были выбраны датчики, характеристики которых представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Выбранные средства измерения

Средство измерения	Наименование оборудования	Технические характеристики
Термопреобразователь сопротивления	Термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR (ТС) в комплекте с измерительной вставкой – преобразователем измерительным серии iTEMP TMT (ИП) TR62-FEEB3XL70, «Endress+Hauser Sicestherm S.r.L.»	от 0 до плюс 60°C, ПГ для ТС и ИП: $\pm 0,19^\circ\text{C}$ при максимальной температуре рабочей среды плюс 45°C
Термометр показывающий	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 ТЛ-4 №2, ОАО «Термоприбор»	от 0 до плюс 55°C; ПГ: $\pm 0,2^\circ\text{C}$
Преобразователь давления	Преобразователь давления измерительный Cerebar М модели PMP51, «Endress+Hauser GmbH + Co. KG»	от минус 0,1 до 4 МПа, ПГ: $\pm 0,15 \%$
Показывающий манометр	Манометр показывающий для точных измерений МПТИ, ОАО «Манотомь»	от 0 до 6 МПа ПГ: $\pm 0,6 \%$;
Преобразователь разности давления	Датчик давления Метран-150 Метран-150CD 2 (0...63 кПа), ЗАО «ПГ «Метран»	от 0 до 63 кПа, ПГ: $\pm 0,075 \%$
Преобразователь массового расхода	Расходомер массовый Promass, «Endress+Hauser Flowtec, AG»	от 0 до 800 т/ч, ПГ: $\pm 0,1 \%$
Преобразователь расхода	Расходомер ультразвуковой UFM 3030K1Ex DN 25 PN 40 в составе: 1) трехлучевой первичный преобразователь UFS 3000; 2) сигнальный конвертер UFC 030, «Krohne»	от 0,9 до 35,3 м ³ /ч; ПГ: $\pm 0,5 \%$

Продолжение таблицы 5

Средство измерения	Наименование оборудования	Технические характеристики
Преобразователь уровня	Уровнемер Метран-5408, антенна CAD, ЗАО «ПГ «Метран»	От 0 до 5 м; ПГ: ± 2 мм
Сигнализатор уровня	Сигнализатор уровня Вибротач L54NAC, ГК «Теплоприбор»	Номинальное давление 6,3 МПа
Преобразователь плотности	Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835, «Mobrey Ltd»	от 300 до 1100 кг/м ³ ; ПГ: $\pm 0,15$ кг/м ³
Преобразователь вязкости	Преобразователь плотности и вязкости модели FVM, «EMERSON-Process Managment»	$\pm 0,5$ %; ПГ в поддиапазоне от 0,5 до 10 мПа·с: $\pm 0,20$ мПа·с; ПГ в поддиапазоне от 10 до 100 мПа·с: $\pm 1,0$ % от верхнего предела поддиапазона измерений
Преобразователь влагосодержания	Влагомер нефти поточный УДВН-1пм, ООО «НТП «Годсэнд-Сервис»	от 0,01 до 2,00 %; ПГ: $\pm 0,05$ %

Все выбранные датчики имеют унифицированный выходной сигнал 4...20 мА и поддерживают протокол HART.

Для обеспечения беспроводной связи датчиков с контроллера был выбран преобразователь из HART-протокола в беспроводной сигнал WirelessHART 775, имеющий следующие характеристики: входной сигнал HART 5.0, выходной сигнал по беспроводному протоколу WirelessHART (ЗАО «ПГ «Метран»). Преимущества выбранного преобразователя в том, что он поставляется отечественным производителем и работает по имеющемуся у датчиков протоколу HART, что обеспечивает его совместимость со всеми датчиками. Также преобразователь поддерживает технологию самоорганизующейся беспроводной цепи, что повышает надежность системы.

Блоками управления исполнительными механизмами были выбраны интеллектуальные блоки КИМ 2, технические характеристики которых представлены в таблице 6. Стоит отметить, что данный интеллектуальный блок имеет встроенный пускатель.

Таблица 6 – Технические характеристики интеллектуального блока КИМ2

Характеристика	Значение
Номинальное напряжение, В	220; 380; 440
Частота тока, Гц	50; 60
Допустимая частота включений, вкл/ч	10000

Исполнительным механизмом для привода шарового крана был выбран МЭО-630/10-0,25-99, технические характеристики которого представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Технические характеристики МЭО-630/10-0,25-99

Характеристика	Значение
Крутящий момент, Н·м	630
КПД, %	88
Номинальная значение полного хода, об.	0,25
Номинальное значение времени полного хода, с	10

Исполнительным механизмом для привода электрифицированного клапана был выбран МЭО-630/63-0,25-99, технические характеристики которого представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики МЭО-630/63-0,25-99

Характеристика	Значение
Крутящий момент, Н·м	630
КПД, %	88
Номинальная значение полного хода, об.	0,25
Номинальное значение времени полного хода, с	63

Исполнительные механизмы шаровых кранов и клапанов отличаются значением времени полного хода. Так как клапаны предназначены для регулирования, то значение времени полного хода у них больше, что обеспечивает плавное и точное задание положения РО. Шаровые краны в основном предназначены для технологических переключений (КМХ и др.), поэтому чаще всего они находятся только в крайних положениях «Открыто», «Закрыто», в связи с чем много времени полного хода им не требуется.

2.7 Составление заказной спецификации

Спецификация представляет собой техническую документацию, в которой отображены все необходимые сведения о контрольно-измерительных приборах и технических средствах автоматизации для реализации системы контроля и управления.

Спецификация предназначена для: составления сводных заказных ведомостей, чтения проектной документации, подготовки и организации монтажных работ и т.д. По ней производится закупка приборов и средств автоматизации, необходимых для реализации решений, принятых при разработке технического проекта.

Заказная спецификация на оборудование АСУ ТП подачи композиционного топлива в камеру сгорания представлена на листах с шифром ФЮРА.421000.002 ЗС.

2.8 Составление перечня входных и выходных сигналов

Перечень входных и выходных сигналов представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Перечень входных и выходных сигналов

№	Наименование параметра (единица измерения)	Поз.	Тип датчика, прибора	AI	AO	DI	DO
1	Температура нефти в ИЛ-1	1	TR (TC) TMT162	+			
2	Температура нефти в ИЛ-2	2	TR (TC) TMT162	+			
3	Температура нефти в ИЛ-3	3	TR (TC) TMT162	+			
4	Температура нефти в ИЛ-4	4	TR (TC) TMT162	+			
5	Температура нефти на выходе из БИЛ	5	TR (TC) TMT162	+			
6	Температура нефти в БИК	6	TR (TC) TMT162	+			
7	Давление нефти в ИЛ-1	15	Cerebar M PMP51	+			
8	Давление нефти в ИЛ-2	16	Cerebar M PMP51	+			
9	Давление нефти в ИЛ-3	17	Cerebar M PMP51	+			
10	Давление нефти в ИЛ-4	18	Cerebar M PMP51	+			
11	Давление нефти в выходном коллекторе БИЛ	19	Cerebar M PMP51	+			
12	Давление нефти в БИК	20	Cerebar M PMP51	+			
13	Перепад давления на фильтре Ф 1.2	36	Метран-150CD 2	+			
14	Перепад давления на фильтре Ф 1.1	37	Метран-150CD 2	+			

Продолжение таблицы 9

№	Наименование параметра (единица измерения)	Поз.	Тип датчика, прибора	AI	AO	DI	DO
15	Перепад давления на насосе Н 5.1	38	Метран-150CD 4	+			
16	Перепад давления на насосе Н 5.2	39	Метран-150CD 4	+			
17	Расход нефти в ИЛ-1	40	Promass 83F1F-AD6S	+			
18	Расход нефти в ИЛ-2	41	Promass 83F1F-AD6S	+			
19	Расход нефти в ИЛ-3	42	Promass 83F1F-AD6S	+			
20	Расход нефти в ИЛ-4	43	Promass 83F1F-AD6S	+			
21	Расход нефти в БИК	44	UFS 3000	+			
22	Уровень нефти в емкости неучтенной нефти	45	Метран-5408	+			
23	Превышение уровня в дренаже неучтенной нефти	46	Вибротач L54NAC			+	
24	Превышение уровня в дренаже учтенной нефти	47	Вибротач L54NAC			+	
25	Плотность нефти в БИК	48	FVM11C72	+			
26	Плотность нефти в БИК (резерв)	49	FVM11C72	+			
27	Вязкость нефти в БИК	50	FVM11C72	+			
28	Вязкость нефти в БИК (резерв)	51	FVM11C72	+			
29	Влагосодержание нефти в БИК	52	УДВН-1пм	+			
30	Влагосодержание нефти в БИК (резерв)	53	УДВН-1пм	+			
31	Частота работы насоса Н 5.1	54	ОВЕН ПЧВ2	+			
32	Задание частоты работы насоса Н 5.1	54	ОВЕН ПЧВ2		+		
33	Включить насос Н 5.1	54	ОВЕН ПЧВ2				+
34	Выключить насос Н 5.1	54	ОВЕН ПЧВ2				+
35	Частота работы насоса Н 5.2	55	ОВЕН ПЧВ2	+			
36	Задание частоты работы насоса Н 5.2	55	ОВЕН ПЧВ2		+		
37	Включить насос Н 5.2	55	ОВЕН ПЧВ2				+
38	Выключить насос Н 5.2	55	ОВЕН ПЧВ2				+
39	Включить насос Нп-1	56	ОВЕН ПЧВ2				+
40	Выключить насос Нп-1	56	ОВЕН ПЧВ2				+
41	Положение КШЭ 3э	57	КИМ-2	+			
42	Задание положения КШЭ 3э	57	КИМ-2		+		
43	Открыть КШЭ 3э	57	КИМ-2				+
44	Закрыть КШЭ 3э	57	КИМ-2				+
45	КШЭ 3э открыт	57	КИМ-2			+	
46	КШЭ 3э закрыт	57	КИМ-2			+	
47	Положение КШЭ 1.1	59	КИМ-2	+			
48	Задание положения КШЭ 1.1	59	КИМ-2		+		
49	Открыть КШЭ 1.1	59	КИМ-2				+
50	Закрыть КШЭ 1.1	59	КИМ-2				+
51	КШЭ 1.1 открыт	59	КИМ-2			+	
52	КШЭ 1.1 закрыт	59	КИМ-2			+	
53	Положение КШЭ 1.2	61	КИМ-2	+			
54	Задание положения КШЭ 1.2	61	КИМ-2		+		
55	Открыть КШЭ 1.2	61	КИМ-2				+

Продолжение таблицы 9

№	Наименование параметра (единица измерения)	Поз.	Тип датчика, прибора	AI	AO	DI	DO
56	Заккрыть КШЭ 1.2	61	КИМ-2				+
57	КШЭ 1.2 открыт	61	КИМ-2			+	
58	КШЭ 1.2 закрыт	61	КИМ-2			+	
59	Положение КлЭ 1	63	КИМ-2	+			
60	Задание положения КлЭ 1	63	КИМ-2		+		
61	Открыть КлЭ 1	63	КИМ-2				+
62	Заккрыть КлЭ 1	63	КИМ-2				+
63	КлЭ 1 открыт	63	КИМ-2			+	
64	КлЭ 1 закрыт	63	КИМ-2			+	
65	Положение КШЭ 1.3	65	КИМ-2	+			
66	Задание положения КШЭ 1.3	65	КИМ-2		+		
67	Открыть КШЭ 1.3	65	КИМ-2				+
68	Заккрыть КШЭ 1.3	65	КИМ-2				+
69	КШЭ 1.3 открыт	65	КИМ-2			+	
70	КШЭ 1.3 закрыт	65	КИМ-2			+	
71	Положение КШЭ 1.4	67	КИМ-2	+			
72	Задание положения КШЭ 1.4	67	КИМ-2		+		
73	Открыть КШЭ 1.4	67	КИМ-2				+
74	Заккрыть КШЭ 1.4	67	КИМ-2				+
75	КШЭ 1.4 открыт	67	КИМ-2			+	
76	КШЭ 1.4 закрыт	67	КИМ-2			+	
77	Положение КШЭ 1.5	69	КИМ-2	+			
78	Задание положения КШЭ 1.5	69	КИМ-2		+		
79	Открыть КШЭ 1.5	69	КИМ-2				+
80	Заккрыть КШЭ 1.5	69	КИМ-2				+
81	КШЭ 1.5 открыт	69	КИМ-2			+	
82	КШЭ 1.5 закрыт	69	КИМ-2			+	
83	Положение КШЭ 2.1	71	КИМ-2	+			
84	Задание положения КШЭ 2.1	71	КИМ-2		+		
85	Открыть КШЭ 2.1	71	КИМ-2				+
86	Заккрыть КШЭ 2.1	71	КИМ-2				+
87	КШЭ 2.1 открыт	71	КИМ-2			+	
88	КШЭ 2.1 закрыт	71	КИМ-2			+	
89	Положение КШЭ 2.2	73	КИМ-2	+			
90	Задание положения КШЭ 2.2	73	КИМ-2		+		
91	Открыть КШЭ 2.2	73	КИМ-2				+
92	Заккрыть КШЭ 2.2	73	КИМ-2				+
93	КШЭ 2.2 открыт	73	КИМ-2			+	
94	КШЭ 2.2 закрыт	73	КИМ-2			+	
95	Положение КлЭ 2	75	КИМ-2	+			
96	Задание положения КлЭ 2	75	КИМ-2		+		
97	Открыть КлЭ 2	75	КИМ-2				+
98	Заккрыть КлЭ 2	75	КИМ-2				+
99	КлЭ 2 открыт	75	КИМ-2			+	
100	КлЭ 2 закрыт	75	КИМ-2			+	
101	Положение КШЭ 2.3	77	КИМ-2	+			
102	Задание положения КШЭ 2.3	79	КИМ-2		+		
103	Открыть КШЭ 2.3	79	КИМ-2				+
104	Заккрыть КШЭ 2.3	79	КИМ-2				+
105	КШЭ 2.3 открыт	79	КИМ-2			+	

Продолжение таблицы 9

№	Наименование параметра (единица измерения)	Поз.	Тип датчика, прибора	AI	AO	DI	DO
106	КШЭ 2.3 закрыт	79	КИМ-2			+	
107	Положение КШЭ 3.1	79	КИМ-2	+			
108	Задание положения КШЭ 3.1	79	КИМ-2		+		
109	Открыть КШЭ 3.1	79	КИМ-2				+
110	Заккрыть КШЭ 3.1	79	КИМ-2				+
111	КШЭ 3.1 открыт	79	КИМ-2			+	
112	КШЭ 3.1 закрыт	79	КИМ-2			+	
113	Положение КШЭ 3.2	81	КИМ-2	+			
114	Задание положения КШЭ 3.2	81	КИМ-2		+		
115	Открыть КШЭ 3.2	81	КИМ-2				+
116	Заккрыть КШЭ 3.2	81	КИМ-2				+
117	КШЭ 3.2 открыт	81	КИМ-2			+	
118	КШЭ 3.2 закрыт	81	КИМ-2			+	
119	Положение КлЭ 3	83	КИМ-2	+			
120	Задание положения КлЭ 3	83	КИМ-2		+		
121	Открыть КлЭ 3	83	КИМ-2				+
122	Заккрыть КлЭ 3	83	КИМ-2				+
123	КлЭ 3 открыт	83	КИМ-2			+	
124	КлЭ 3 закрыт	83	КИМ-2			+	
125	Положение КШЭ 3.3	85	КИМ-2	+			
126	Задание положения КШЭ 3.3	85	КИМ-2		+		
127	Открыть КШЭ 3.3	85	КИМ-2				+
128	Заккрыть КШЭ 3.3	85	КИМ-2				+
129	КШЭ 3.3 открыт	85	КИМ-2			+	
130	КШЭ 3.3 закрыт	85	КИМ-2			+	
131	Положение КШЭ 4.1	87	КИМ-2	+			
132	Задание положения КШЭ 4.1	87	КИМ-2		+		
133	Открыть КШЭ 4.1	87	КИМ-2				+
134	Заккрыть КШЭ 4.1	87	КИМ-2				+
135	КШЭ 4.1 открыт	87	КИМ-2			+	
136	КШЭ 4.1 закрыт	87	КИМ-2			+	
137	Положение КШЭ 4.2	89	КИМ-2	+			
138	Задание положения КШЭ 4.2	89	КИМ-2		+		
139	Открыть КШЭ 4.2	89	КИМ-2				+
140	Заккрыть КШЭ 4.2	89	КИМ-2				+
141	КШЭ 4.2 открыт	89	КИМ-2			+	
142	КШЭ 4.2 закрыт	89	КИМ-2			+	
143	Положение КлЭ 4	91	КИМ-2	+			
144	Задание положения КлЭ 4	91	КИМ-2		+		
145	Открыть КлЭ 4	91	КИМ-2				+
146	Заккрыть КлЭ 4	91	КИМ-2				+
147	КлЭ 4 открыт	91	КИМ-2			+	
148	КлЭ 4 закрыт	91	КИМ-2			+	
149	Положение КШЭ 4.3	93	КИМ-2	+			
150	Задание положения КШЭ 4.3	93	КИМ-2		+		
151	Открыть КШЭ 4.3	93	КИМ-2				+
152	Заккрыть КШЭ 4.3	93	КИМ-2				+
153	КШЭ 4.3 открыт	93	КИМ-2			+	
154	КШЭ 4.3 закрыт	93	КИМ-2			+	
155	Положение КШЭ 4э	95	КИМ-2	+			

Продолжение таблицы 9

№	Наименование параметра (единица измерения)	Поз.	Тип датчика, прибора	AI	AO	DI	DO
156	Задание положения КШЭ 4э	95	КИМ-2		+		
157	Открыть КШЭ 4э	95	КИМ-2				+
158	Заккрыть КШЭ 4э	95	КИМ-2				+
159	КШЭ 4э открыт	95	КИМ-2			+	
160	КШЭ 4э закрыт	95	КИМ-2			+	
161	Положение КШЭ 5.1	97	КИМ-2	+			
162	Задание положения КШЭ 5.1	97	КИМ-2		+		
163	Открыть КШЭ 5.1	97	КИМ-2				+
164	Заккрыть КШЭ 5.1	97	КИМ-2				+
165	КШЭ 5.1 открыт	97	КИМ-2			+	
166	КШЭ 5.1 закрыт	97	КИМ-2			+	
167	Положение КШЭ 5.2	99	КИМ-2	+			
168	Задание положения КШЭ 5.2	99	КИМ-2		+		
169	Открыть КШЭ 5.2	99	КИМ-2				+
170	Заккрыть КШЭ 5.2	99	КИМ-2				+
171	КШЭ 5.2 открыт	99	КИМ-2			+	
172	КШЭ 5.2 закрыт	99	КИМ-2			+	
173	Положение КлЭ 5	101	КИМ-2	+			
174	Задание положения КлЭ 5	101	КИМ-2		+		
175	Открыть КлЭ 5	101	КИМ-2				+
176	Заккрыть КлЭ 5	101	КИМ-2				+
177	КлЭ 5 открыт	101	КИМ-2			+	
178	КлЭ 5 закрыт	101	КИМ-2			+	
179	Положение КШЭ 1.9	103	КИМ-2	+			
180	Задание положения КШЭ 1.9	103	КИМ-2		+		
181	Открыть КШЭ 1.9	103	КИМ-2				+
182	Заккрыть КШЭ 1.9	103	КИМ-2				+
183	КШЭ 1.9 открыт	103	КИМ-2			+	
184	КШЭ 1.9 закрыт	103	КИМ-2			+	

2.9 Разработка электрической схемы соединений шкафа автоматизации

Полный состав приборов и средств автоматизации, используемых для реализации АСУ ТП контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов, а также и связей между ними отражает принципиальная электрическая схема. В данной работе необходимо обеспечить электрическое взаимодействие программируемого логического контроллера ЭЛСИ-ТМК (производства АО «ЭлеСи», Российская Федерация) с внешними элементами.

На первом листе изображена схема обеспечения питанием всех элементов, размещенных в шкафу. Шкаф автоматизации питается от двухфазной цепи переменного тока с напряжением 220 В. Для обеспечения

безопасной работы оборудования в шкаф устанавливаются автоматические выключатели QF1...QF3 и штекерный модуль для защиты от перенапряжений Z1. Блок бесперебойного питания G1 выполняет функции трансформации переменного тока сети с напряжением 220 В в постоянный с напряжением 24 В. Для предотвращения повреждения технических устройств в случае аварийного отключения электроснабжения в шкафу установлен аккумуляторный модуль GB1, который автоматически вводится в работу и позволяет оборудованию автономно функционировать определенный промежуток времени для корректного завершения работы и сохранения данных. Контроллер AC1 и вторичные измерительные разделительные преобразователи UY1...UY40, расположенные в шкафу, питаются через блоки бесперебойного питания 24 В. В шкафу установлена розетка XS1 на ~220 В для удобства обслуживания оборудования. Также в шкафу установлена компактная лампа дневного света EL1, которая автоматически загорается при открывании двери шкафа в результате срабатывания концевого выключателя SQ1. Для поддержания температуры эксплуатации оборудования в шкафу и исключения перегрева оборудования установлен вентилятор M1, приводимый в действие термореле KK1.

На листах со 2 по 8 изображен ввод на модули программируемого логического контроллера полевых измерительных сигналов – унифицированных аналоговых сигналов. Для обеспечения гальванического разделения непрерывных сигналов предполагается применение преобразователей измерительных разделительных – ET 422 (производства АО «ЭлеСи», Российская Федерация). Каждый унифицированный сигнал 4...20 мА заведем на отдельный токовый ввод преобразователя измерительного разделительного (по два сигнала на одно устройство, т.к. ET 422 – двухканальный). От выходов измерительных преобразователей сигнал направляется на модули аналогового ввода и аналогового ввода/вывода контроллера (A3, A4, A5), которые подключены к общей шине (S1) вместе с другими модулями. Также для этого типа сигналов

предусмотрены резервные входы для аналоговых сигналов, расположенные на листах 7 и 8.

На листах 9...11 показана часть разработанной принципиальной электрической, которая обеспечивает задание положения всех КШЭ и КлЭ, а также мощности работы насосов Н 5.1, Н 5.2. Разработанная система обеспечивает вывод аналоговых сигналов задания на модули аналогового вывода и аналогового ввода/вывода (А5, А6, А7) контроллера. Для обеспечения безопасности контроллера была произведена гальваническая развязка выходных аналоговых сигналов с помощью реверсивного подключения измерительного разделительного преобразователей UY29...UY40.

На листах 12...19 представлена часть электрической принципиальной схемы с вводом и выводом дискретных сигналов блоков управления исполнительными механизмами. Основными коммутационными элементами здесь являются реле К1...К62. Гальваническая развязка между модулями контроллера и «полевыми» устройствами обеспечивается за счет использования схемы подключения «сухой контакт». Сигналы «Открыто» и «Закрыто» являются дискретными входами. Для передачи этих сигналов контроллеру блок управления ИМ подает сигнал 0 В на катушку соответствующего реле в шкафе автоматизации, при этом нормально разомкнутые контакты реле замыкаются, за счет чего на соответствующий вход модуля дискретного ввода подается сигнал +24 В.

Вывод дискретных сигналов реализован наоборот: с модуля вывода подается сигнал 0 В на катушку реле, благодаря чему замыкается соответственная цепь управления блока управления ИМ. Также на листе 19 предусмотрена шина заземления ХТ01.

На листе 20 изображена схема подключения беспроводного шлюза к модулю контроллера через интерфейс Ethernet HART IP. По данному интерфейсу передаются аналоговые/дискретные входные и выходные сигналы с контроллера на блок управления и назад. Также по данному

интерфейсу может передаваться информация о самодиагностике приборов нижнего уровня, что безусловно выделяет его на фоне других интерфейсов.

Схема электрическая соединений представлена на листе ФЮРА.421000.002 Э4.

2.10 Составление перечня элементов шкафа автоматизации

Перечень элементов существенно отличается от спецификации – в нем указываются только применяемые электронные компоненты. Перечень элементов выполняют на отдельных листах форматом А4 в виде таблицы. При выпуске перечня элементов его код должен состоять из буквы «П» и кода схемы, к которой он выпущен. При этом в основной надписи указывают наименование изделия, а также наименование документа «Перечень элементов». Перечень заполняют сверху вниз. Элементы записывают согласно ГОСТ 2.701-2008 в алфавитном порядке буквенных позиционных обозначений. Перечень элементов должен строго соответствовать электрической принципиальной схеме.

Перечень элементов электрической схемы шкафа автоматизации представлен на листах с шифром ФЮРА.421000.002 ПЭ4.

2.11 Разработка сборочного чертежа шкафа автоматизации

Сборочный чертёж представляет собой один из элементов конструкторской документации, который содержит графическую и текстовую информацию обо всех деталях, входящих в состав какого-либо изделия. Является одним из основополагающих документов в процессе создания АСУ ТП, поскольку на основании него собирается шкаф автоматизации.

Сборочный чертеж в автоматизации создает полное представление о том, какой состав имеет сборочная единица, а также каково ее функциональное назначение. Кроме того, сборочные чертежи содержат

информацию о геометрическом расположении объемных элементов внутри шкафа, что позволяет выявить конфликты при взаимном расположении оборудования

Шкаф автоматизации АСУ ТП контроля количества и показателей качества предназначен для оперативного управления объектом автоматизации и контроля его параметров. В шкафу размещают технические средства контроля и управления технологическим процессом, контрольно-измерительные приборы, элементы сигнализации, блокировки, защиты и другие элементов, которые предоставляют необходимую информацию на верхний уровень АСУ. Все приборы, расположенные в шкафу управления, имеют наклейки с обозначениями, соответствующими перечню элементов электрической схемы соединений шкафа управления.

Конструкция шкафа должна обеспечивать комфортные условия эксплуатации, ремонта с минимально возможными затратами времени и безопасное обслуживание приборов. Также должны быть предусмотрены замки для устранения несанкционированного доступа и шина заземления.

На виде спереди шкафа показывают приборы, технические средства автоматизации, отображают габаритные размеры шкафа, размеры, которые координируют установку приборов и всех средств автоматизации.

На виде на внутренние плоскости боковые стенки, крышки, поворотные конструкции, размещенные в разных плоскостях, изображают условно развернутыми в плоскости чертежа.

На внутренней плоскости шкафа представлены:

- установленные приборы и электроаппаратура;
- изделия для монтажа электропроводок (блоки зажимов, колодки маркировочные, упоры и др.).

В нижней части шкафа для подключения проводов установлены клеммные сборки. Также в нижней части расположены элементы цоколя. Цоколь имеет центральное отверстие, обеспечивающее циркуляцию воздуха и подвод силовых, коммуникационных кабелей снизу из пространства под

фальшполом.

При разработке шкафа автоматизации были выбраны габаритные размеры: высота – 1800 мм, ширина – 800 мм, глубина – 450 мм. Конструктивно шкаф имеет закрытое исполнение и одностороннее обслуживание. В данной работе был выбран шкаф ВРУ-1 18.80.45-2Д IP31 IEK.

Сборочный чертеж шкафа представлен на листах с шифром ФЮРА.421000.002 СБ.

2.12 Составление спецификации шкафа автоматизации

Составление спецификации шкафа автоматизации является важным моментом при проектировании автоматизированной системы. Единичные щиты, имеющие чертежи общих видов, включают в раздел «Сборочные единицы». Вспомогательные элементы, не имеющие чертежа общего вида, включают в раздел «Стандартные изделия». Спецификация единичного щита, как правило, состоит из разделов: документация; детали; стандартные изделия; прочие изделия; материалы.

В раздел «Документация» включают таблицы соединений и подключения.

В раздел «Детали» включают нетиповые детали для установки приборов и аппаратуры внутри щитов (угольники, рейки), элементы (символы оборудования и коммуникаций) мнемосхем.

В раздел «Стандартные изделия» включают: щитовые конструкции; другие стандартные изделия.

В раздел «Прочие изделия» включают все приборы и аппаратуру, монтажные изделия по группам в следующей последовательности: приборы; электроаппараты; трубопроводная арматура; изделия для электромонтажа; изделия для монтажа трубных проводок; изделия для нанесения надписей. В раздел «Материалы» включают электрические провода, указанные в таблице соединений, и трубы.

Спецификация шкафа автоматизации представлена на листах с шифром ФЮРА.421000.002 СП.

2.13 Разработка экранных форм мнемосхем SCADA-системы

2.13.1 Введение

В настоящее время автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) широко применяются в различных отраслях промышленности и играют важную роль в обеспечении производительности и безопасности производства. SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) системы имеют важную роль в АСУ ТП. Они позволяют централизованно контролировать и управлять процессами, а также получать и анализировать данные о работе оборудования и процессов. С помощью SCADA систем можно:

- осуществлять мониторинг и управлять работой оборудования и процессов, что повышает эффективность и производительность производственной линии;
- собирать и анализировать данные о работе оборудования и процессов, что позволяет оптимизировать и улучшать производственные процессы;
- обнаруживать и устранять возможные неисправности и отказы в работе оборудования и процессов, что повышает надежность и безопасность производственной линии;
- проводить диагностику и прогнозирование состояния оборудования и процессов, что позволяет планировать ремонт и замену оборудования, снижать затраты на обслуживание.

Таким образом, SCADA системы являются неотъемлемой частью АСУ ТП и играют важную роль в повышении эффективности, безопасности и надежности производственной линии.

В данном разделе представлены разработанные мнемосхемы SCADA системы для АСУ ТП контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов. В ходе разработки использовалось программное обеспечение Simple-Scada.

Для разрабатываемой SCADA системы были определены следующие требования:

- буквенно-цифровое и графическое представление пользователям информации о значениях технологических параметров и состоянии технологического оборудования в виде различных мнемосхем;
- реализация интуитивно-понятного графического интерфейса для ввода уставок технологических параметров, возможность формирования команд управления технологическим оборудованием;
- выдача сигнализации при превышении технологическими параметрами предупредительных и предаварийных значений, отсутствии связи с технологическим оборудованием СОИ;
- архивирование событий и сигнализаций.

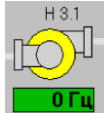
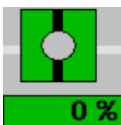
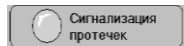
2.13.2 Разработка и описание основного экрана SCADA-системы

Стартовым окном является окно «Схема СИКН», представленное на рисунке 1. Данное окно дает оператору наглядное представление об основных контролируемых и измеряемых параметрах, о состоянии технологического оборудования, а также о технологической схеме СИКН (система измерения и контроля качества нефти) в целом, включающей в себя:

- блок фильтров;
- блок измерения параметров качества;
- блок измерительных линий;
- блок поверочной установки.

В таблице 10 представлены описания к условным графическим обозначениям и другим элементам мнемосхемы.

Продолжение таблицы 10

Условное обозначение элемента	Описание элемента
	УГО «Нефтепровод»
	УГО «Пробоотборник»
	УГО «Насос»
	УГО «Электрозадвижка»
	УГО «Регулятор расхода»
	Панель «Сигнализация протечек» предназначена для отображения индикатора состояния дискретных параметров контроля протечек и открытия окна «Сигнализация протечек» (при нажатии на панель). Возможные состояния индикатора: - серый все сигналы контроля протечек в норме (не установлены); - красный хотя бы один сигнал контроля протечки установлен.
	УГО дискретного параметра
	Кнопка открытия окна архивных трендов значения аналогового параметра

УГО «Аналоговый параметр» служит для отображения значения параметра в физических величинах, отображения свойств параметра, а также для открытия всплывающих окон «Датчик аналоговый» и «Датчик» в зависимости от аналогового параметра.

УГО «Аналоговый параметр» состоит из следующих частей:

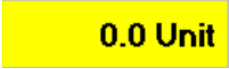
– фон УГО – индикация выхода значения аналогового параметра за предаварийные и предупредительные уставки, режим имитации (ручного

ввода параметра), состояния связи с контроллерным оборудованием и неисправностей параметра;

– текст УГО – в левой части – значение параметра в физических величинах, в правой части – единицы измерения.

Все аналоговые величины имеют фон, значение которого отражено в таблице 11.

Таблица 11 – Значение фоновой подсветки аналоговых показателей

УГО	Цвет	Описание
	Зеленый	Показание аналогового параметра в норме
	Желтый	Показание аналогового параметра вышло за нижний предупредительный или за верхний предупредительный предел
	Красный	Показание аналогового параметра вышло за нижний или верхний предаварийные пределы, а также, если установлена неисправность или ошибка датчика аналогового параметра
	Серый цвет фона, темный серый цвет текста	Отсутствует связь с контроллерным оборудованием

При нажатии на УГО любого аналогового датчика всплывает окно с подробной информацией о нем (рисунки 4...10).

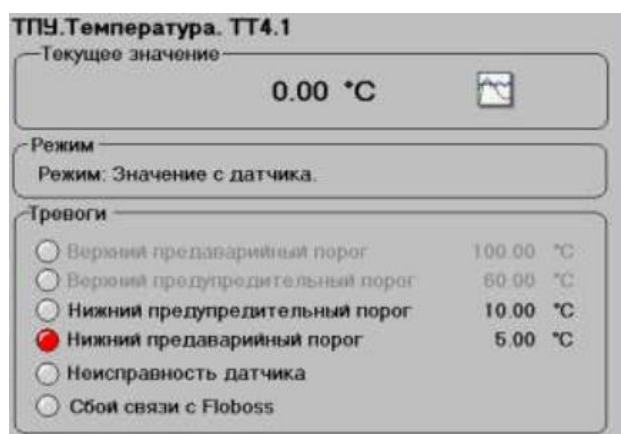


Рисунок 4 – Всплывающее окно датчика температуры

PDT11. БФ. Ф-1.1. Перепад давления

Текущее значение —

0.00 кПа 

Режим —

Значение с датчика

Сообщения и неисправности

- ☐ Фильтр включен
- ☐ Выход за пределы измерений
- ☐ Ошибка калибровки
- ☐ Неисправность датчика
- ☐ Сбой связи с ПЛК

Тревоги

- ☐ Верхний предаварийный порог 100.00 кПа
- ☐ Верхний предупредительный порог 50.00 кПа
- ☐ Нижний предупредительный порог 5.00 кПа
- ☐ Нижний предаварийный порог 0.00 кПа

Рисунок 5 – Всплывающее окно датчика перепада давления

FT 2.1. ИЛ 1. Расходомер.

Текущие значения —

Расход массовый	0.00	т/ч	
Расход объемный	0.00	м3/ч	
Плотность в р.у.	600.00	кг/м3	

Режим работы линии —

Режим: Учет

☐ Отключить линию

Тревоги

- ☐ Верхний предаварийный порог 292.00 т/ч
- ☐ Верхний предупредительный порог 288.00 т/ч
- ☐ Нижний предупредительный порог 77.00 т/ч
- ☒ Нижний предаварийный порог 75.00 т/ч
- ☐ Сбой связи с Floboss

Рисунок 6 – Всплывающее окно датчика расхода

БИК. Плотность

Текущее значение

Плотность в рабочих условиях БИК	804.5 кг/м ³	
Плотность в рабочих условиях СИКН	0.0 кг/м ³	
Плотность в С.У. при 15°C	0.0 кг/м ³	
Плотность в С.У. при 20°C	0.0 кг/м ³	

Режим работы

Режим работы: Значение плотнoмера AT 3.1.

Резервирование

AT 3.1	Резервный плотнoмер
804.5 кг/м ³	0.0 кг/м ³

Тревоги

☐ Верхний предаварийный порог	850.0 кг/м ³
☐ Верхний предупредительный порог	840.0 кг/м ³
☐ Нижний предупредительный порог	800.0 кг/м ³
☐ Нижний предаварийный порог	790.0 кг/м ³
☐ Сбой связи с Floboss	

Рисунок 7 – Всплывающее окно датчика плотности

БИК. Влагосодержание

Текущее значение

Значение объемной доли воды в работе	0.00 %	
Значение массовой доли воды в работе	0.00 %	

Режим работы

Режим: Значение влагомера AT 3.2.

Резервирование влагомеров

AT 3.2	AT 3.8
0.00 %	0.00 %

Тревоги

☐ Верхний предаварийный порог	0.50 %
☐ Верхний предупредительный порог	0.35 %
☐ Нижний предупредительный порог	0.00 %
☐ Нижний предаварийный порог	0.00 %
☐ Сбой связи с Floboss	

Рисунок 8 – Всплывающее окно датчика влагосодержания

БИК. Влагомер. AT3.2.
(Основной)

Объемная доля воды	0.00 %	
Массовая доля воды	0.00 %	

Режим

Режим: Не определено

Рисунок 9 – Всплывающее окно поточного влагомера

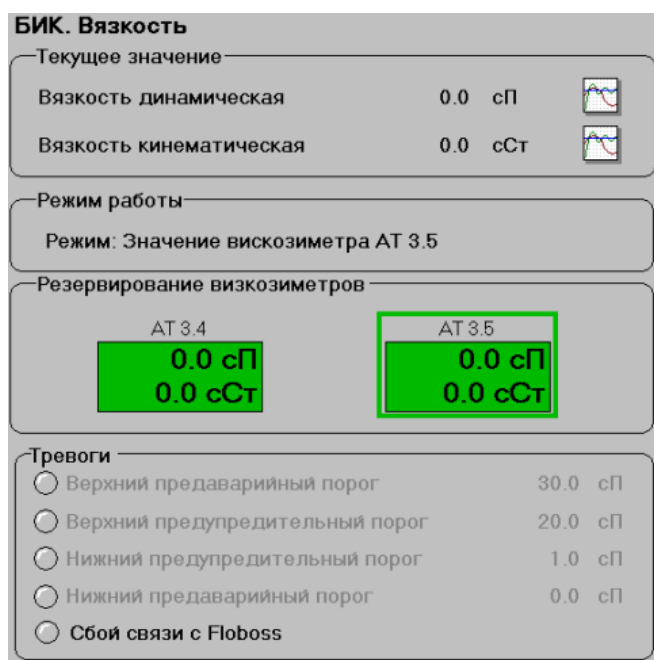


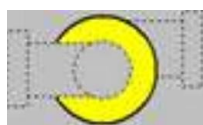
Рисунок 10 – Всплывающее окно датчика вязкости

2.13.3 Разработка и описание экранов управления исполнительными механизмами SCADA-системы

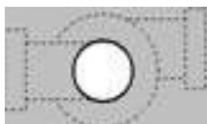
УГО «Насос в БИК»

УГО «Насос в БИК» состоит из четырех частей:

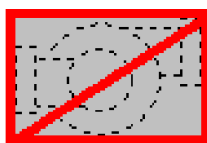
 - индикатор готовности пуска насоса (отображается только когда установлен флаг «Готовность к пуску»);



- индикатор состояния работы насоса;



- индикатор режима работы насоса;



- индикатор неисправности насоса.

В таблице 12 подробно описаны значения состояний УГО «Насос в БИК».

Таблица 12 – Описание элементов УГО «Насос в БИК»

Условное обозначение элемента	Цвет	Описание элемента
Описание индикатора состояния работы насоса		
	Желтый	Насос остановлен
	Желтый мерцающий	Насос останавливается
	Зеленый	Насос запущен
	Зеленый мерцающий	Насос запускается
Описание индикатора режима работы насоса		
	Голубой фон, «РЕЗ»	Насос в резерве
	Коричневый	Насос в ремонте
	Зеленый, «ИЗК.»	Насос в режиме поддержания изокинетичности расхода через БИК
Описание индикатора неисправности насоса		
	Темно серый	Отсутствие связи с контроллерным оборудованием
	Красная рамка с чертой	Неисправность насоса (есть активная тревожная сигнализация). Если эта тревога не квитирована на мнемосхеме «Тревоги и сообщения», то рамка мерцает

Всплывающее окно «Насос в БИК» (Рисунок 11) предназначено для просмотра состояния, режима работы, тревог и управления насосом, а также для открытия окон «Насос. Настройка» и «Настройка регулятора». Данное окно открывается при нажатии на УГО «Насос в БИК» насосов Н 3.1 и Н 3.2.



Рисунок 11 – Всплывающее окно управления насосом БИК

УГО «Электрозадвижка»

УГО «Электрозадвижка» служит для отображения состояния и режима работы задвижки, а также для открытия всплывающего окна «Задвижка» для управления и настройки электрозадвижки. Таблица 13 содержит описание элементов УГО «Электрозадвижка».

УГО «Электрозадвижка» состоит из трех частей:



- индикатор состояния работы электрозадвижки;

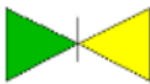
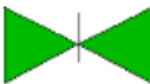
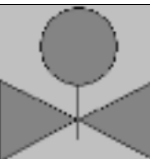


- индикатор режима работы электрозадвижки;



- индикатор неисправности электрозадвижки.

Таблица 13 – Описание элементов УГО «Электроздвижка»

Условное обозначение элемента	Цвет	Описание элемента
Описание индикатора состояния работы электроздвижки		
	Правая часть желтая, левая - зеленая	Положение в промежутке: – желтая часть мерцает – электроздвижка открывается; – зеленая часть мерцает – электроздвижка закрывается; – иначе – электроздвижка остановлена
	Желтый	Электроздвижка закрыта
	Зеленый	Электроздвижка открыта
Описание индикатора режима работы электроздвижки		
	Сиреневый, буква «Д»	Режим работы дистанционный
	Синий, буква «М»	Режим работы местный
Описание индикатора неисправности электроздвижки		
	Темно-серый	Отсутствие связи с контроллерным оборудованием
	Красная рамка с чертой	Неисправность задвижки (есть активная тревожная сигнализация).

Всплывающее окно «Задвижка» (рисунок 12) предназначено для просмотра состояния, режима работы, тревог задвижки, а также для открытия окна «Задвижка. Настройка».



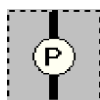
Рисунок 12 – Всплывающее окно управления электрифицированной задвижкой

УГО «Регулятор расхода»

УГО «Регулятор расхода» служит для отображения состояния и режима работы регулятора расхода, а также для открытия всплывающего окна «Регулятор расхода» (рисунок 13) для управления и настройки регулятора расхода. Таблица 14 содержит описание элементов УГО «Регулятор расхода».

УГО «Регулятор расхода» состоит из четырех частей:

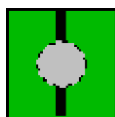
 - УГО «Аналоговый параметр» - процент закрытия регулятора расхода;



- индикатор, отображающий режимы работы регулятора расхода;



- индикатор, отображающий положение регулятора расхода;



- индикатор, отображающий неисправности регулятора расхода, состояние поддержания расхода.

Таблица 14 – Описание элементов УГО «Электроздвижка»

Условное обозначение элемента	Цвет	Описание элемента
Описание фона индикатора неисправности и состояния поддержания расхода		
	Зеленый	Поддержание расхода
	Серый	Ручное управление
	Красный	Неисправность регулятора
	Темно-серый	Отсутствие связи с контроллерным оборудованием
Описание индикатора режима работы регулятора		
	Сиреневый, буква «Д»	Режим работы дистанционный
	Синий, буква «М»	Режим работы местный
Описание индикатора положения регулятора		
		Регулятор полностью открыт
		Регулятор в промежуточном положении
		Регулятор полностью закрыт

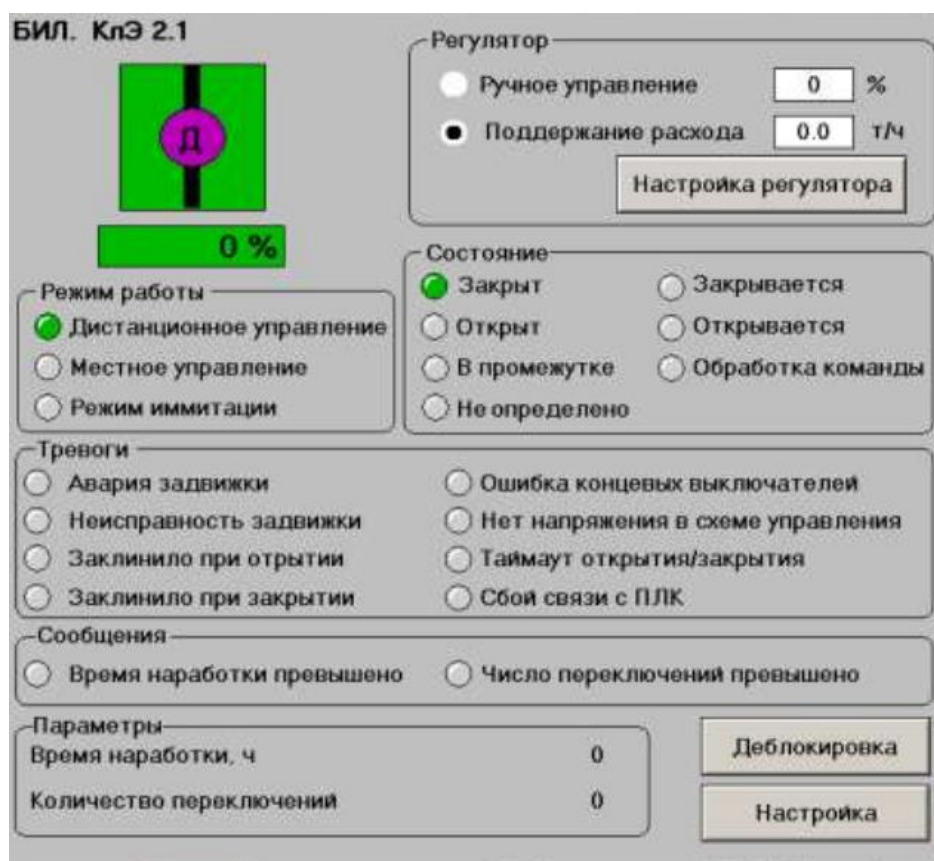


Рисунок 13 – Всплывающее окно управления электрифицированной задвижкой-регулятором расхода

2.13.4 Разработка и описание экранов с архивацией данных SCADA-системы

Всплывающее окно «Архив отчетов»

Окно «Архив отчетов» (рисунок 14) служит для выбора и загрузки форм периодических отчетов, журналов регистрации средств измерений (СИ).

Поле вывода списка дат для загрузки периодических отчетов, загрузки журнала показаний СИ. При выборе даты произойдёт автоматическая загрузка отчета или журнала за выбранную дату.

Фильтр по дате формирования отчета. В полях ввода «День», «Месяц», «Год» вводятся соответственно день, месяц, год. При изменении одного из полей происходит автоматическое обновление списка отчетов. Кнопка «Обновить» служит для обновления списка отчетов.

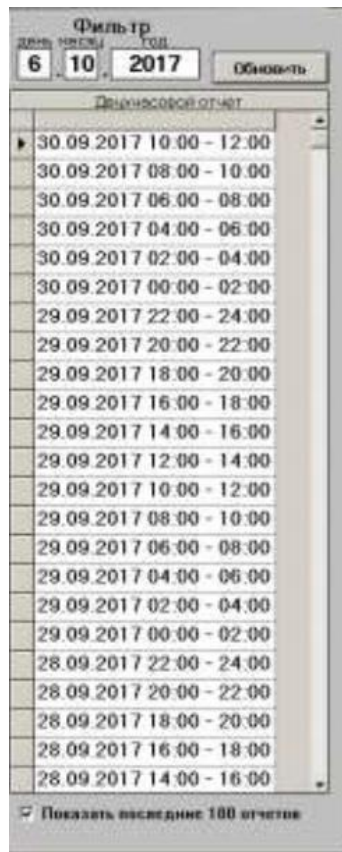


Рисунок 14 – Окно «Архив отчетов» на примере двухчасовых отчетов

Окно «Тренды»

Режим просмотра оперативных трендов (Рисунок 15) служит для просмотра общей картины состояния технологического оборудования, и все значения параметров отображаются в процентах от соответствующих диапазонов измерений.

Интервал показа оперативных трендов составляет один час. В окне «Тренды» располагаются шесть областей построения графика.

Область построения графиков оперативного тренда функционально разбита на три части:

- в левой части сама область построения данных;
- в правой части наименования и текущие значения параметров в единицах измерения, кнопки перехода в режим просмотра «Архивные тренды» для этих параметров;

– в нижней части располагаются временная ось графика тренда (абсцисс) и кнопки изменения масштаба оси ординат графика.

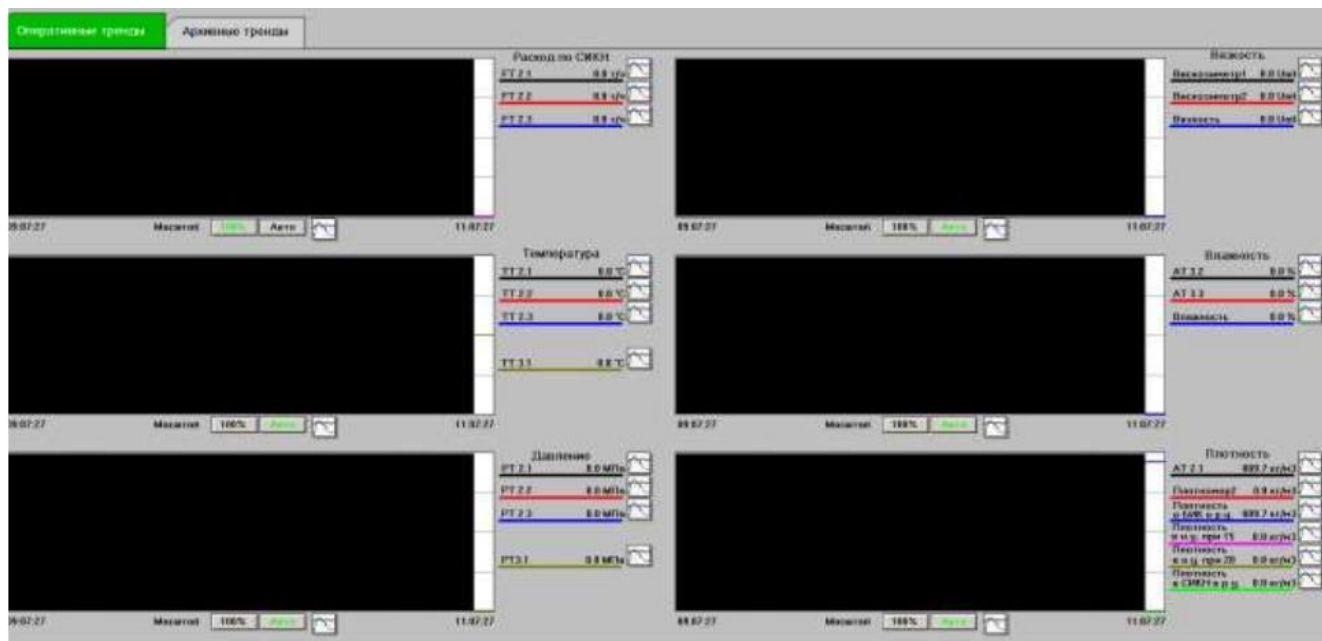


Рисунок 15 – Окно «Тренды»

2.13.5 Заключение

Разработка SCADA системы для автоматизации и контроля отпуска жидких нефтепродуктов является актуальной задачей, которая позволяет повысить эффективность и безопасность производственного процесса. В результате проделанной работы были определены требования к системе, выбраны необходимые инструменты и технологии, создана архитектура системы и реализованы ее основные компоненты.

Также, было продемонстрировано, что разработанная система успешно выполняет поставленные задачи по контролю параметров, регистрации и передаче информации об отпуске нефтепродуктов, визуализации производственного процесса и предоставлении оперативной информации операторам. Использование разработанной SCADA системы позволяет обеспечить безопасность и экономическую эффективность производства и снизить риски человеческого фактора.

Таким образом, разработка SCADA системы является важным этапом в разработке АСУ ТП контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов, что позволяет повысить эффективность и качество производственной деятельности предприятия.

2.14 Разработка пользовательского приложения

В программе Android Studio на языке программирования Kotlin было разработано приложение для операционной системы Android. Разработанное приложение предназначено для выдачи заданий мастером КИПиА для слесарей по ремонту средств автоматизации, что облегчит взаимодействие персонала АСУ ТП отпуска жидких нефтепродуктов.

Приложение состоит из трех экранов:

- экран авторизации;
- экран мастера (добавление задач);
- экран слесаря (считывание задач).

Внешний вид экрана авторизации представлен на рисунке 16. На экране расположены поля ввода логина и пароля пользователя.



Рисунок 16 – Экран авторизации

Внешний вид экрана мастера (создания задачи) представлен на рисунке 17. На данном экране расположены поля ввода информации о расположении, наименовании объекта, задаче, времени начала и окончания работ. Занесение задачи в базу данных происходит по нажатию одноименной кнопки.

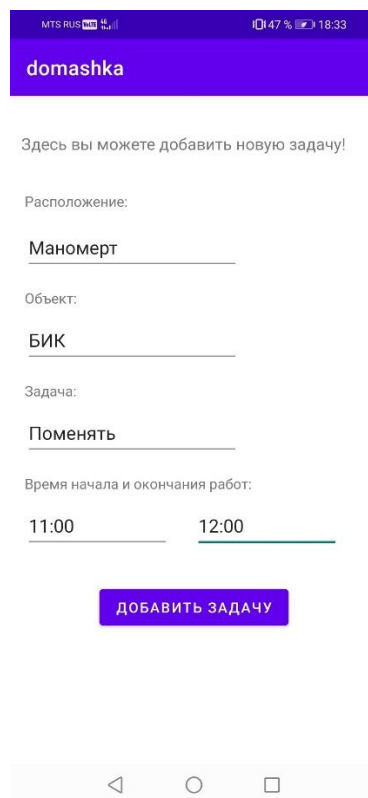


Рисунок 17 – Экран добавления задачи

Разработанное приложение использует базу данных реального времени Firebase Realtime Data Base. Данная база данных относится к типу «ключ-значение». В базах данных «ключ-значение» для хранения информации предоставляется ключ и объект данных, который нужно сохранить. Например, JSON-объект, изображение или текст. Чтобы запросить данные, отправляете ключ и получаете объект. Данные структурированы как показано на рисунке 18.

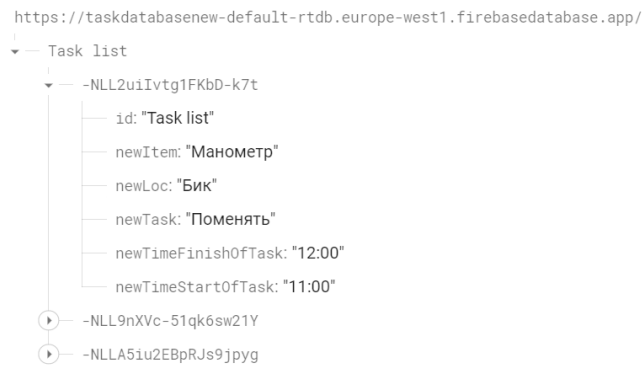


Рисунок 18 – Структура Realtime Data Base

Внешний вид экрана слесаря представлен на рисунке 19. На данном экране расположены поле вывода информации о задачах. Вывод информации осуществляется через элемент RecyclerView, что позволяет просматривать неограниченное количество задач. Также, по нажатию на любую из задач, открывается вкладка с подробной информацией.

Организовано автоматическое обновление элемента RecyclerView при изменении данных в Realtime Data Base.

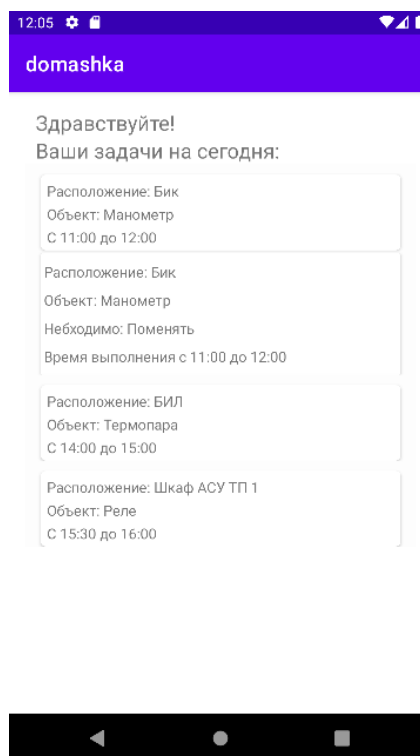


Рисунок 19 – Экран вывода задач

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ13	Готову Максиму Ивановичу

Школа	ИШЭ	Отделение школы (НОЦ)	НОЦ И. Н. Бутакова
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника» Автоматизация теплоэнергетических процессов

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами. Оклады в соответствии с окладами сотрудников НИ ТПУ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	- районный коэффициент- 1,3; - накладные расходы – 20%; - норма амортизации 15%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	- страховые взносы во внебюджетные фонды 30,2%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	1. Анализ конкурентных технических решений; 2. FAST-анализ;
2. Разработка устава научно-технического проекта	1. Планирование работ.
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	1. Смета затрат на проект; 2. Смета затрат на оборудование; 3. Расчет бюджетной стоимости НТИ.
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	1. Определение ресурсной эффективности исследования.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Анализ конкурентных технических решений
2. Диаграмма FAST
3. График проведения НТИ
4. Бюджет НТИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ13	Готов Максим Иванович		

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Цель раздела – определение перспективности и успешности развития автоматизированной системы управления технологическим процессом контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов, а также планирование финансовой и коммерческой ценностей проекта. Коммерческая привлекательность научного исследования определяется не только превышением технических параметров над предыдущими разработками, но и насколько быстро разработчик сумеет найти ответы на такие вопросы – будет ли продукт востребован рынком, какова будет его цена, чтобы удовлетворить потребителя, каков бюджет проекта.

Достижение цели обеспечивается решением следующих задач:

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

3.1 Потенциальные потребители результатов исследования

К потенциальным потребителям результатов исследования данной магистерской диссертации можно отнести компании по осуществлению горячего водоснабжения. Для анализа потребителей необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

В зависимости от категории потребителей необходимо использовать соответствующие критерии сегментирования. Для коммерческих организаций критериями сегментирования могут быть: месторасположение, отрасль, выпускаемая продукция. Карта сегментирования приведена в таблице 15.

Таблица 15 – Карта сегментирования

		Сфера использования		
		Нефтедобывающая компания	Завод по переработке нефти	Нефтегазовые лаборатории и сертифицированные органы
Размер организации	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

Таким образом, из таблицы 15 можно сделать вывод о не занятых конкурентами нишах на рынке услуг. Именно на них можно направить ресурсы и усилия при разработке автоматизированной системы.

3.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения [19].

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты. Необходимо сравнить разрабатываемую систему контроля количества и измерения показателей качества с использованием беспроводных технологий получения информации с датчиков (индекс «К_ф») и систему с традиционными проводными технологиями (индекс «К_{кл}»).

Конкурентоспособность научной разработки рассчитывается с использованием следующей формулы:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки; B_i – вес показателя измеряется в долях единицы; B_i – балл i -го показателя.

В таблице 16 представлена оценочная карта результатов анализа конкурентных технических решений.

Таблица 16 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б _ф	Б _{к1}	К _ф	К _{к1}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Актуальность проектного решения	0,1	5	2	0,5	0,2
2. Простота эксплуатации и монтажа	0,1	5	3	0,5	0,3
3. Безопасность	0,1	5	3	0,5	0,3
4. Экологичность	0,2	5	4	1	0,8
5. Надежность	0,1	5	5	0,5	0,5
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Конкурентоспособность продукта	0,1	4	4	0,4	0,4
2. Стоимость	0,12	4	5	0,48	0,7
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	4	4	0,32	0,32
4. Уровень проникновения на рынок	0,05	1	5	0,05	0,25
5. Послепродажное обслуживание	0,05	5	3	0,25	0,15
Итого	1	43	38	4,5	3,82

Оценочная карта наглядно показывает преимущества и недостатки каждого технического решения и позволяет сделать вывод о том, что разрабатываемая автоматическая система управления является конкурентоспособной. Анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование для обеспечения конкурентоспособности своего товара на рынке.

3.3 FAST - анализ

FAST - анализ – это методология, которая помогает определить ключевые параметры продукта или услуги на начальном этапе разработки. Она заключается в исследовании функциональности, применения, структуры и технологии продукта. Данный анализ включает в себя 7 этапов.

3.3.1 Выбор объекта FAST – анализа

Объектом FAST – анализа в данной работе является объект исследования – автоматическая система управления технологическим процессом контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов. Использование данной системы позволит оптимизировать процесс учета нефти: увеличить точность измерения отпускаемой нефти, ускорить производственный процесс, обеспечить экологическую безопасность, а также безопасность персонала.

3.3.2 Описание функций объекта

В рамках данной стадии FAST-анализа объект анализируется с позиции функционального устройства. Определяются функции объекта - главные, основные и вспомогательные. Главная функция объекта – внешняя функция, определяющая сущность, назначение и главную цель создания объекта. Основные и вспомогательные функции отражают внутренние функции исследуемого объекта.

В таблице 17 представлена классификация функций, выполняемых объектом исследования.

Таблица 17 – Классификация функций, выполняемых объектом исследования

Наименование	Выполняемые функции	Ранг функции		
		Главная	Основная	Вспомогательная
Автоматизированная система	Обеспечение эффективности управления объектом исследования	+		
Программные средства	Выполнение комплекса программ и отдельных задач		+	
Аппаратные средства	Обеспечение режима автоматического управления		+	
Персонал	Обеспечение режима ручного управления		+	
SCADA – система	Обеспечение визуализации технологического процесса			+

3.3.3 Определение значимости выполняемых функций объектом

Для оценки значимости функций используем метод расстановки приоритетов, предложенный Блумбергом В.А. и Глущенко В.Ф. В основу данного метода положено расчетно-экспертное определение значимости каждой функции [19].

На начальном этапе составляем матрицу сложности функций (таблица 18). Функции определены согласно таблице 3 в порядке упоминания.

Таблица 18 – Матрица смежности функций

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

Преобразуем матрицу смежности (таблица 18) в матрицу количественных соотношений функций (таблица 19).

Таблица 19 – Матрица количественных соотношений функций

	Функция 1	Функция 2	Функция 3	Функция 4	Функция 5	ИТОГО
Функция 1	1	1,5	1,5	1,5	1,5	7
Функция 2	0,5	1	1	1	1,5	5
Функция 3	0,5	1	1	1	1,5	5
Функция 4	0,5	1	1	1	1,5	5
Функция 5	0,5	0,5	0,5	0,5	1	3
						$\Sigma=25$

Далее определяем значимость функции путем деления балла, полученного по каждой из функций, на общую сумму баллов по всем функциям (таблица 20).

Таблица 20 – Относительная значимость функций

Функция	Относительная значимость
Автоматизированная система	0,28
Программные средства	0,2
Аппаратные средства	0,2
Персонал	0,2
SCADA – система	0,12

3.3.4 Анализ стоимости функций, выполняемых объектом исследования

В данном разделе определяем уровень затрат на выполнение каждой функции с использованием нормативного метода. Соответствующие расчеты функций приведены в таблице 21. Данная информация приведена с учетом средних затрат на выполнения функций.

Таблица 21 – Относительная значимость функций

Функция	Стоимость оборудования, тыс. руб.	Заработная плата, тыс. руб.	Себестоимость, тыс. руб.	Относительная себестоимость
Автоматизированная система	13 500	1 750	15 250	0,947
Программные средства	250	-	250	0,017
Аппаратные средства	300	-	300	0,019
Персонал	30	200	230	0,014
SCADA – система	50	35	85	0,005

3.3.5 Построение функционально-стоимостной диаграммы объекта и её анализ

Вся собранная в предыдущих разделах информация об объекте в данном разделе обобщается в виде функционально-стоимостной диаграммы

(рисунок 20). Построенная диаграмма позволяет выявить диспропорции между важностью функций и затратами на них.

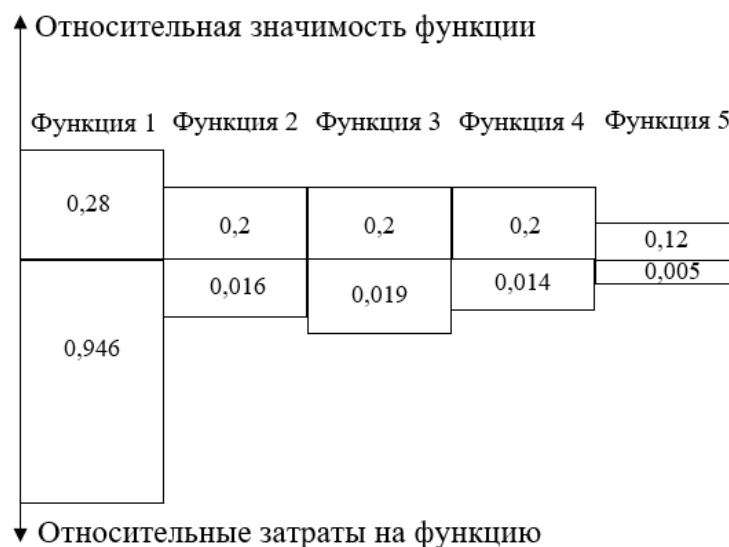


Рисунок 20 – Функционально-стоимостная диаграмма

Анализ полученной диаграммы (рисунок 16) показал, что рассогласования между затратами и значимостью каждой функции не обнаружено, следовательно, проведение работ по ликвидации диспропорций не требуется.

3.3.7 Построение функционально-стоимостной диаграммы объекта и её анализ

В качестве действий по оптимизации функций, выполняемых объектом, предложено следующее:

- оптимизация параметров надежности и безопасности;
- использование наиболее высокотехнологичного оборудования в автоматизированной системе для улучшения ее показателей;
- минимизация ошибок персонала путем использования микропроцессорных устройств во всем технологическом процессе.

3.4 Планирование научно-исследовательской работы

В рамках данного раздела необходимо выполнить следующие этапы:

- определить порядок работ в рамках исследования;
- определить исполнителей каждой работы;
- установить продолжительность всех работ;
- построить календарный план-график проведения НТИ.

Для выполнения работы формируется рабочая группа, в состав которой входит научный руководитель проекта (НР) и инженер (И). Составим таблицу, содержащую перечень работ, основных исполнителей, продолжительность выполнения работ (таблица 22).

Таблица 22 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Содержание работ	№ раб	Исполнители	Продолжительность работ в днях
Составление технического задания	1	НР, И	3
Календарное планирование работ	2	НР, И	2
Обзор научно-технической литературы	3	И	7
Анализ аналогичных систем	4	И	5
Анализ объекта автоматизации	5	И	5
Проектирование АСУ ТП	7	И	20
Разработка схем	7	И	40
Написание дополнительных разделов ВКР	8	И	15
Оформление итоговых материалов ВКР	9	И	5
Подготовка презентации	10	И	4
Согласование результатов	11	НР, И	4
Итого:		НР	9
		И	109

По данным таблицы 22 построен календарный план-график проведения НТИ в виде диаграммы Ганта (таблица 23). На основании полученной диаграммы видно, что работы начинаются с 2 декады февраля и заканчиваются в последней декаде мая.

Таблица 23 – Календарный план-график проведения НТИ

№	Вид работ	Т _к , кал. дн.	Февраль		Март			Апрель			Май		
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Составление технического задания	3	■										
2	Календарное планирование работ	2	■										
3	Обзор научно-технической литературы	7		■									
4	Анализ аналогичных систем	5		■									
5	Анализ объекта автоматизации	5			■								
7	Проектирование АСУ ТП	20			■	■	■						
7	Разработка схем	40					■	■	■	■			
8	Написание дополнительных разделов ВКР	15									■	■	
9	Оформление итоговых материалов ВКР	5										■	
10	Подготовка презентации	4											■
11	Согласование результатов	4											■

НР – ■; И – ■.

3.5 Бюджет научного исследования

При планировании бюджета 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;
- основная и дополнительная заработные платы участников исследования;
- отчисления во внебюджетные фонды;
- затраты на оборудование.

3.5.1 Стоимость материальных затрат научно-технического исследования

К материальным затратам научно-технического исследования относятся: канцелярские принадлежности, покупные материалы и т.п. (таблица 24).

Таблица 24 – Материальные затраты

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы (З _м), руб.
Бумага для принтера, формат А4	пачка	1	330	330
Картридж для принтера	шт	1	800	800
Ручка	шт	2	30	70
Карандаш	шт	2	15	30
Итого:				1 220

Итоговые затраты согласно таблице 24 составили 1220 рублей. Цены на все товары взяты средние по г. Томск.

3.5.2 Заработная плата исполнителей

Под заработной платой понимается оплата труда всех участников исследования: инженера и научного руководителя). Расчет основной заработной платы осуществляется на основе трудоемкости выполнения каждого этапа и величины месячного оклада исполнителя.

Затраты на ЗП рассчитываются по формуле:

$$З_{ЗП} = З_{осн} + З_{доп},$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата, руб.; $З_{доп}$ – дополнительная заработная плата, руб.

Основная заработная плата определяется по формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_{раб},$$

где $З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.; $T_{раб}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

Среднедневная заработная плата определяется по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_{м} \cdot M}{F_{д}},$$

где $З_{м}$ – месячный должностной оклад работника, руб.; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 рабочих дня $M = 11,2$ месяца, 5- дневная рабочая неделя и при отпуске в 48 рабочих дней $M = 10,4$ месяца, 7- дневная рабочая неделя; $F_{д}$ – действительный годовой фонд рабочего времени технического персонала, раб. дн.

В таблице 25 представлен баланс рабочего времени для шестидневной рабочей недели.

Таблица 25 – Баланс рабочего времени для шестидневной рабочей недели

Показатели рабочего времени	Дни
Календарные дни	375
Количество нерабочих дней (выходные и праздничные дни)	119
Потери рабочего времени (отпуск, невыходы по болезни)	14
Действительный годовой фонд рабочего времени	232

Месячный должностной оклад работника рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{б}} \cdot k_{\text{р}},$$

где $З_{\text{б}}$ – базовый оклад, руб.; $k_{\text{р}}$ – районный коэффициент (равен 1,3 для г. Томска).

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы работников:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}},$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы.

Приведем расчет заработной платы для научного руководителя:

$$З_{\text{м}} = 39300 \cdot 1,3 = 51090 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{дн}} = \frac{51090 \cdot 10,4}{232} = 2290 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{осн}} = 2290 \cdot 9 = 20710 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{доп}} = 0,14 \cdot 20710 = 2885 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{зп}} = 20710 + 2885 = 23495 \text{ руб.}$$

Приведем расчет заработной платы для инженера:

$$З_{\text{м}} = 17300 \cdot 1,3 = 21190 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{дн}} = \frac{21190 \cdot 10,4}{232} = 950 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{осн}} = 950 \cdot 109 = 103550 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{доп}} = 0,14 \cdot 103550 = 14497 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{зп}} = 103550 + 14497 = 118047 \text{ руб.}$$

Расчет заработной платы приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Расчет заработной платы

Исполнители	З _б , руб.	k _р	З _м , руб.	М	F _д	З _{дн} , руб.	T _р	З _{осн} , руб.	k _{доп}	З _{доп} , руб.	З _{зп} , руб.
НР	39 300	1,3	51 090	10,4	232	2 290	9	20 710	0,14	2 885	23 495
И	17 300	1,3	21 190	10,4	232	950	109	103 550	0,14	14 497	118 047
Итого:											141 542

Таким образом, суммарная заработная плата научного руководителя и инженера составляет 141 542 рублей.

3.5.3 Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды определяем исходя из следующей формулы:

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

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

Результаты расчетов отчислений во внебюджетные фонды внесем в таблицу 27.

Таблица 27 – Отчисления в внебюджетные фонды

Исполнитель	З _{внеб} , руб.
Научный руководитель	7 095
Инженер	35 750
Итого:	42 745

Сумма отчислений во внебюджетные фонды составляет 42 745 рублей.

3.5.4 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают дополнительные затраты организации, которые не попали в предыдущие статьи расходов, например, печать и

ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, копирование материалов и т.д.

Накладные расходы составляют 20-25% от суммы основной и дополнительной заработной платы работников, непосредственно участвующих в выполнение темы.

Расчет накладных расходов ведется по следующей формуле:

$$C_{\text{накл}} = k_{\text{накл}} \cdot (C_{\text{ЗП}}^{\text{НР}} + C_{\text{ЗП}}^{\text{И}}),$$

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

Произведем расчет накладных расходов:

$$C_{\text{накл}} = 20\% \cdot (23495 + 118047) = 28308 \text{ руб.}$$

Накладные расходы составляют 28 308 рублей.

3.5.5 Затраты на оборудование

Смета составляется как на приобретение технологического оборудования, так и на строительно-монтажные работы. В таблице 28 представлена смета затрат на оборудование.

Таблица 28 – Затраты на оборудование

Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR (TC), TR72FEEB3XL70	7	4 100	24 700
Преобразователь измерительный серии iTEMP TMT, TMT172	7	51 200	307 200
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4, ТЛ-4 №2	8	8 700	79 700
Преобразователь давления измерительный Cerebar M модели RMP51, RMP51BC21JB1SGCG1JA1+AI21	7	117 500	799 000
Манометр показывающий для точных измерений МПТИ, МПТИ-700кПа -к.т.0,7-М20х1,5-ЦСМ	15	7 500	97 500
Датчик давления Метран-150CD 2, 150CD 2 2 2 1 1 L3 A M5 EM S5	4	70 700	242 800
Расходомер массовый Promass, 83F1F-AD7SAACAFAA+Z1	4	1 077 500	4 277 000

Продолжение таблицы 28

Ультразвуковой трехлучевой первичный преобразователь расхода UFS 3000, UFM Ex DN 25 PN 40	1	252 000	252 000
Уровнемер Метран-5408, 5408 А 1 SH S 2 EM CAD	1	72 800	72 800
Сигнализатор уровня Вибротач, L54NAC AAB E 0000 0	2	30 000	70 000
Преобразователь плотности и вязкости модели FVM, FVM11C72 9EAC3FHB RZZZ	4	487 200	1 948 800
Влагомер нефти поточный, УДВН-1пм	2	250 000	500 000
ПЛК Siemens S7-300 с модулями аналогового и дискретного ввода/вывода	1	900 000	900 000
ПЛК Siemens S7-400	1	317 000	317 000
Контроллер измерительный FloBoss S700+	1	1 725 000	1 725 000
Итого:			11 481 300

Стоимость оборудования составила $Z_{об} = 11\,481\,300$ рублей.

Необходимо учесть затраты по доставке и монтажу приобретенного оборудования в размере 15% от его цены:

$$Z_{монт} = Z_{об} \cdot 15\% = 11\,481\,300 \cdot 15\% = 1\,722\,195 \text{ руб.}$$

Затраты на покупку оборудования, доставку и монтаж составят:

$$Z_{об.м.} = Z_{об} + Z_{монт} = 11\,481\,300 + 1\,722\,195 = 13\,203\,495 \text{ руб.}$$

Таким образом, суммарные затраты на покупку, доставку и монтаж оборудования составляют 13 203 495 рублей.

3.5.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции. В таблице 29 сведены данные бюджета затрат.

Таблица 29– Бюджет затрат

Наименование статьи	Сумма, руб.
Материальные затраты	1 220
Заработная плата	141 542
Отчисления во внебюджетные фонды	42 745
Накладные расходы	28 308
Затраты на оборудование	13 203 495
Итого:	13 417 310

Таким образом, проведено планирование бюджета научного исследования, рассчитаны материальные затраты, основная заработная плата руководителя и инженера, отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) и затраты на оборудование. Бюджет затрат составил 13 417 310 рублей.

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

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального финансового показателя эффективности научного исследования, который рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}},$$

где Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения; Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

Интегральный показатель ресурсоэффективности аналога и разработки соответственно:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^a, \quad I_m^b = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^b.$$

где a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки; b_i – базисная оценка i -го варианта исполнения работы.

Текущий проект – автоматизированная система управления технологическим процессом контроля количества и показателей качества

жидких нефтепродуктов. Беспроводные технологии передачи данных от датчика к контроллеру имеют преимущества перед проводными – аналога. Система с использованием беспроводных технологий имеет хороший потенциал, она конкурентоспособна, перспективна, а главное полезна окружающей среде, так как снижает затраты ресурсов, расходуемых на производство кабеля.

В таблице 30 приведен расчет показателя ресурсоэффективности.

Таблица 30 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии \ ПО	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,2	5	3
2. Удобство в эксплуатации	0,2	5	4
3. Помехоустойчивость	0,1	3	5
4. Энергосбережение	0,2	5	3
5. Надежность	0,3	4	5
Итого:	1	22	20

$$I_m^p = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,1 \cdot 3 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 4 = 4,5;$$

$$I_m^a = 0,2 \cdot 3 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 + 0,2 \cdot 3 + 0,3 \cdot 5 = 4.$$

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{финр}^p$) и аналога ($I_{финр}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_{\phi}^p}, \quad I_{финр}^a = \frac{I_m^a}{I_{\phi}^a}.$$

Сравнительная эффективность проекта рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^a}.$$

В таблице 31 представлена сравнительная эффективность разработки.

Таблица 31 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Разработка	Аналог
1	Интегральный финансовый показатель	0,97	1,00
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности	4,50	4,00
3	Интегральный показатель эффективности	4,79	4
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,17	

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет понять и выбрать более эффективный вариант решения поставленной в магистерской диссертации технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что разрабатываемый проект является более эффективным вариантом решения поставленной задачи по сравнению с уже существующими аналогами по сжиганию традиционных топлив

3.7 Вывод по разделу Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В рамках раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были решены следующие задачи:

- определены потенциальные потребители результатов исследования;
- произведен анализ конкурентных технических решений;
- выполнен FAST-анализ;
- составлен перечень работ и произведена оценка времени их выполнения;
- составлена сметы затрат на НТИ, затрат на оборудование, а также на монтажные работы;
- определена ресурсоэффективность проекта.

Анализ затрат позволяет сделать вывод, что основными расходами в научно-исследовательской работе являются затраты на оборудование – 13 203 495 рублей. Меньше всего средств уходит на материальные затраты НТИ – 1 220 рублей. Общий бюджет разработки составил 13 417 310 рублей, при этом, продолжительность работы составляет 109 дней.

Интегральный критерий ресурсоэффективности имеет высокий показатель (4,5 из 5), что свидетельствует об эффективности проекта.

Внедрение автоматической системы управления технологическим процессом контроль количества и показателей качества жидких нефтепродуктов позволит увеличить срок службы системы, повысить ее безопасность, надежность. Также за счет оптимизации процесса учета нефти понизятся производственные издержки.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
5БМ13		Готову Максиму Ивановичу	
Школа	ИШЭ	Отделение (НОЦ)	НОЦ И. Н. Бутакова
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника» Автоматизация теплоэнергетических процессов

Тема ВКР:

АСУ ТП контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации	<u>Объект исследования:</u> автоматическая система управления технологическим процессом контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов. <u>Область применения:</u> нефтедобывающая отрасль. <u>Рабочая зона:</u> производственное помещение. Количество и наименование оборудования рабочей зоны: система измерения и контроля качества нефти (СИКН), шкаф автоматизации. <u>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</u> ручное управление технологическим процессом посредством шкафа автоматизации, контроль исправности оборудования во время плановых обходов и дистанционно с рабочего места оператора.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования; – ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ Средства защиты работающих; – ГОСТ 12.0.004-2015 Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения; – ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ.
2. Производственная безопасность при эксплуатации: – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора	<u>Вредные факторы:</u> отклонение параметров микроклимата; превышение уровня шума; повышенный уровень электромагнитного излучения, недостаточная освещенность рабочей зоны. <u>Опасные факторы:</u> поражение электрическим током. <u>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты:</u> противошумные каски, шумоизоляция, перчатки из негорючего материала, приточно-вытяжная вентиляция, заземление оборудования.

	<u>По какому фактору произведен расчет:</u> недостаточная освещенность рабочей зоны.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	<u>Воздействие на литосферу:</u> отравление почвы нефтью при её утечке. <u>Воздействие на гидросферу:</u> загрязнение грунтовых вод нефтепродуктами. <u>Воздействие на атмосферу:</u> загрязнение парами нефти.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	<u>Возможные ЧС:</u> прорыв нефтяной магистрали, возгорание нефти, возникновение пожара. <u>Наиболее типичная ЧС:</u> возникновение пожара.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ13	Готов Максим Иванович		

4 Социальная ответственность

В выпускной квалификационной работе была разработана и спроектирована автоматизированная система управления технологическим процессом контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов.

Социальная ответственность становится все более актуальной темой в корпоративном мире и приобретает все большее значение в различных отраслях промышленности. В нефтегазовой отрасли, как одной из наиболее рискованных и экологически важных, социальная ответственность является одним из основных факторов успешного развития компаний.

Развитие автоматизированных систем управления технологическим процессом контроля качества и показателей нефти позволяет не только повысить эффективность добычи, но и сократить негативное воздействие нефтедобывающей промышленности на окружающую среду и общественное здоровье.

Большая часть работы оператора АСУ производится с использованием компьютера в закрытом помещении, поэтому важными факторами при работе оператора являются микроклимат помещения, освещение, шум, электромагнитное излучение, рабочая поза. Также необходимо рассмотреть факторы, влияющие на электробезопасность и пожарную безопасность, и рассмотреть вопросы ее организации на производстве энергии.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Вопросы по организации и охране труда в отношении работника регламентируются согласно Трудового кодекса РФ [20-22], ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ [23].

Конституция регламентирует вопросы, возникающие при нарушении прав и свобод работника. Согласно трудовому кодексу, регламентируются вопросы касаются режима рабочего времени, нормирование и оплата труда.

Согласно Конституции РФ, нормами в области охраны труда являются:

- главный приоритет - сохранность жизни и здоровья работников;
- единство норм и правил;
- гарантия защиты интересов работника при получении травм на производстве.

4.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Раз в три месяца оператор АСУ должен проходить инструктаж по технике безопасности, а также соблюдать правила пожарной безопасности. Оператор не должен оставлять АСУ без присмотра и надзора. Предприятие должно обеспечить оператора индивидуальными средствами защиты, такие как спецодежда, спецобувь и так далее. Остановка работы системы производится в случаях аварии или после получения распоряжения от администрации предприятия. В конце рабочего дня оператор обязан сдать дежурство, сделав отметку в журнале.

4.1.2 Организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны

Основным объектом в производственных условиях является рабочее место, представляющее собой в общем случае пространство, в котором может находиться человек при выполнении производственного процесса.

Выполняя планировку рабочего места, необходимо учитывать следующее:

- проход вокруг рабочего стола должен составлять не менее 500 мм;
- расположение экрана монитора должно быть от глаз пользователя на расстоянии примерно равным от 700 до 700 мм, но не ближе, чем 500 мм;

- окраска корпуса ПК должна быть выполнена в спокойных нейтральных тонах;
- корпус ПК, клавиатура и другие блоки ПК должны обладать матовой поверхностью и не иметь блестящих деталей, которые могут создавать блики и мешать работе персонала;
- конструкция рабочего стола должна обладать удобной рабочей поверхностью и необходимым количеством места для монтажа оборудования;
- все электрооборудование необходимо размещать на оптимальном расстоянии от мест, в которых возможен прямой контакт оборудования с водой (раковины, открытые ёмкости с водой).

4.2 Производственная безопасность

При выборе факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 [24]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлен в таблице 32.

Таблица 32 – Опасные и вредные факторы при работе оператора автоматизированной системы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548–97. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [26].
2. Превышение уровня шума		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности [26].
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	+	СП 52.13330.2017 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [27].

Продолжение таблицы 32

4. Электрический ток и электромагнитное воздействие		+	+	ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [28]. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов [29].
---	--	---	---	---

4.2.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов

4.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата

Микроклимат помещения - состояние внутренней среды помещения, оказывающее воздействие на человека, характеризуемое показателями температуры воздуха и ограждающих конструкций, влажностью и подвижностью воздуха.

Работа на ПК в офисном помещении относится к классу легких работ. Для данного типа работ допустимые величины микроклиматы должны обеспечиваться при следующих условиях:

- перепад температуры воздуха должен быть не более 3,5 °С;
- перепад температуры воздуха по горизонтали, а также ее изменения в течение смены не должны превышать 4 °С.

Согласно СанПиН 2.2.4.548-97 [27] оптимальные параметры микроклимата приведены в таблице 33. Для поддержания соответствующих микроклиматических параметров на рабочем месте используются системы вентиляции и отопления.

Таблица 33 – Оптимальные параметры микроклимата на рабочем месте

Период года	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	21-23	70-40	<0,1
Теплый	22-24	70-40	<0,1

4.2.1.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Одним из важнейших элементов благоприятных условий труда является рациональное освещение помещений и рабочих пространств. На объектах нефтедобычи применяется естественное и искусственное освещение. Недостаточная или неправильная освещённость территории, установок, подходов к аппаратам и лестничных пролётов может привести к утомлению и несчастным случаям. Естественное освещение создается в производственных помещениях через оконные и другие остеклённые проёмы. Искусственное освещение создается светильниками и может быть: общее, предназначенное для освещения всего рабочего помещения, либо местное, которое освещает только рабочее место.

Нормирование естественного освещения промышленных зданий сводится к нормированию коэффициента естественного освещения. По СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [21].

Для работ, выполняемых в лабораториях и относящимся к точным работам, при боковом освещении коэффициент естественной освещенности должен быть не менее 1,5 %.

Искусственное освещение нормируется в единицах освещенности – люксах (Лк).

Выбор освещенности производится в соответствии с СанПиНом 2.2.1/2.1.1.1278-03.

4.2.1.3 Расчет искусственного освещения

В качестве исходных данных будет использовано помещение операторной (рисунок 21), имеющее следующие размеры: длина 8 м (А), ширина 7 м (В), высота 3 м (Н). Высота рабочей поверхности $h_{rp} = 0,7$ м. Согласно СНиП 23-05-95* [27], требуется создать освещенность $E_n = 300$ Лк

для системы общего освещения. Коэффициент отражения свежепобеленных стен $R_c = 70\%$, потолка $R_{\Pi} = 50\%$.

Произведем расчет системы общего люминесцентного освещения.

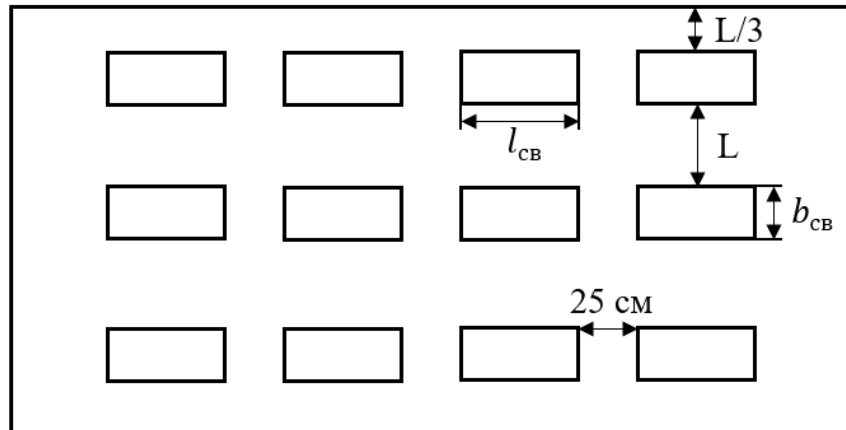


Рисунок 21 – Схема размещения светильников в помещении для люминесцентных ламп

Выбираем светильник типа ОД-2-40, имеющий 2 лампы, мощность 40 Вт, $\lambda = 1,4$, длину $l_{св} = 1230$ мм и ширину $b_{св} = 277$ мм.

На рисунке 22 показано размещение светильников в помещении.

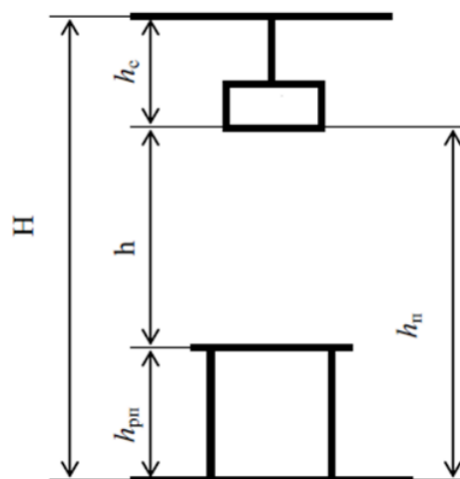


Рисунок 22 – Условное изображение допустимых расстояний между оборудованием

Высота подвеса светильника определяется по формуле:

$$h_{\text{п}} = H - h_c,$$

где h_c – расстояние светильников от перекрытия (свес), м.

Примем $h_c = 0,5$ м:

$$h_{\text{п}} = 3 - 0,5 = 2,5 \text{ м.}$$

Полученное значение высоты подвеса является допустимым для принятого типа светильника.

Высота светильника над рабочей поверхностью находится по формуле:

$$h = h_{\text{п}} - h_{\text{рп}} = 2,5 - 0,7 = 1,8 \text{ м.}$$

Расстояние между светильниками:

$$L = \lambda \cdot h = 1,4 \cdot 1,8 = 2,52 \text{ м.}$$

Расстояние от крайнего ряда светильников до стены:

$$l = \frac{L}{3} = \frac{2,52}{3} = 0,84 \text{ м.}$$

Количество рядов светильников с люминесцентными лампами определяется по формуле:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{B - \frac{2}{3} \cdot L}{L} + 1 = \frac{7 - \frac{2}{3} \cdot 2,52}{2,52} + 1 \approx 3.$$

Количество светильников в ряду определяется по формуле:

$$n_{\text{св}} = \frac{A - \frac{2}{3} \cdot L}{l_{\text{св}} + 0,5} = \frac{8 - \frac{2}{3} \cdot 2,52}{1,23 + 0,5} \approx 4.$$

Размещаем светильники в три ряда, в каждом ряду 4 светильника. Учитывая, что в светильнике установлено 2 лампы, общее количество ламп составляет:

$$N_{\text{л}} = n_{\text{ряд}} \cdot n_{\text{св}} \cdot 2 = 3 \cdot 4 \cdot 2 = 24.$$

Индекс помещения находится по формуле:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{8 \cdot 7}{1,8 \cdot (8 + 7)} = 1,9 \approx 2.$$

Тогда коэффициент использования светового потока составляет:

$$\eta = 70\%.$$

Световой поток лампы определяется по формуле:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot A \cdot B \cdot K_3 \cdot Z}{N_{\text{л}} \cdot \eta},$$

где K_3 – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника, равный 1,5; Z – коэффициент неравномерности освещения (для люминесцентных ламп принимается равным 1,1).

Тогда световой поток лампы составляет:

$$\Phi = \frac{300 \cdot 8 \cdot 7 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{24 \cdot 70\%} = 1750 \text{ Лм.}$$

Выбираем ближайшую стандартную лампу, соответствующую значению светового потока – лампа ЛД мощностью $P_{\text{л}} = 30$ Вт и с потоком 1750 Лм.

Проверяем выполнение условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} \cdot 100\% \leq +20\%;$$

$$-10\% \leq \frac{1750 - 1750}{1750} \cdot 100\% \leq +20\%;$$

$$-10\% \leq 0\% \leq +20\% - \text{входит в диапазон.}$$

Определим электрическую мощность всей осветительной системы:

$$P = P_{\text{л}} \cdot N_{\text{л}} = 30 \cdot 24 = 720 \text{ Вт.}$$

4.2.1.4 Превышение уровня шума

Шум создают насосы, система вентиляции и другое технологическое оборудование. Шум не только ухудшает самочувствие человека и снижает производительность труда в среднем на 10 – 15 %, но и очень часто приводит к профессиональным заболеваниям. Последствия могут проявляться в форме нарушения слуха и других симптомах.

Нормирование допустимых уровней звукового давления производится в соответствии с [26]. По данному документу уровень звука в производственных помещениях не должен превышать 85 дБ.

В качестве СИЗ от шума могут использоваться специальные наушники, беруши, противοшумные каски, защитное действие которых основано на изоляции и поглощения шума.

4.2.1.5 Повышенное воздействие электромагнитного излучения и электрического тока

Источниками электромагнитного излучения на производстве могут являться персональный компьютер, монитор, щит автоматизации, силовой щит и множество других сложных технологических устройств.

Во избежание негативного воздействия от электромагнитного излучения нужно следовать основным нормам, представленным в СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [28].

В операторской комнате находится шкаф щита управления, который представляет собой шкаф с приборами, проводами и кабелями повышенной напряженности электрического поля. Требования электробезопасности объекта автоматизации направлены на создание условий эксплуатации оборудования, при которых исключаются образование электрической цепи через тело человека.

Основной фактор безопасности – это заземление оборудования с помощью присоединения его к контуру заземления. Устройство заземления представляет собой один из средств защиты персонала в помещении от возникновения искры, от напряжения, возникающего на металлических частях оборудования, не находящихся под напряжением, но могущих оказаться под ним в результате повреждения изоляции.

Сооружения установок заземляются от прямых ударов, вторичных проявлений молнии и статического электричества с помощью заземляющих

устройств. Все части электроустановки, подлежащие заземлению, присоединяются к сети заземления при помощи отдельного ответвления. Последовательное включение в заземляющий проводник заземляющих частей и электроустановок [29].

4.2.1.7 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя

Для предотвращения возможности поражения электрическим током соблюдаются требования:

- при производстве монтажных работ используются только исправные инструменты, аттестованные службой КИПиА;
- с целью защиты от поражения электрическим током, возникающим между корпусом приборов и инструментом при пробое сетевого напряжения на корпус, корпуса приборов и инструментов были заземлены;
- при включенном сетевом напряжении работы на задней панели запрещены;
- все работы по устранению неисправностей производятся квалифицированным персоналом;
- постоянное наблюдение за исправностью электропроводки.

Влияние шума можно уменьшить путем гашения в источнике, проведения акустической обработки, шумоизоляции, использования средств индивидуальной защиты (наушники, противошумные каски).

Для уменьшения влажности в помещении устанавливается вытяжная система. Помещение оборудовано приточно-вытяжной вентиляцией с нижним и верхним отсосом, обеспечивающей равномерный приток свежего воздуха и удаление загрязненного. Приточно-вытяжная вентиляция во всех помещениях работает постоянно.

4.3 Экологическая безопасность

Загрязнение (окружающей среды, природной среды, биосферы) – это привнесение в окружающую среду или возникновение в ней новых, обычно не характерных, физических, химических или биологических агентов (загрязнителей), или превышение их естественного среднесноголетнего уровня в различных средах, приводящее к негативным воздействиям

4.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Нефтедобывающий сектор является одним из основных источников загрязнения окружающей среды. Основным источником загрязнения окружающей среды объектом исследования является утечка нефти, которая может привести:

- к выбросу продуктов испарения нефти в атмосферу, что может привести к падению качества воздуха, а в некоторых случаях стать причиной вспышек респираторных заболеваний;
- к гибели рыбы, растений и животных, а также к повышению уровня загрязнения воды для питья и хозяйственных нужд (при попадании нефти в реки и озера).

4.3.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Для предотвращения утечки нефти необходимо принимать следующие меры:

- регулярная проверка оборудования на предмет отказов и потенциальных проблем;
- строгое соблюдение правил и государственных нормативов по гидравлическим испытаниям и конструкции скважин, трубопроводов и другого оборудования;

- построение защитных барьеров, таких как бетонные барьеры вокруг скважин, или вооружение оборудования системами безопасности;
- предварительный мониторинг места будущей бурения и инженерные исследования действующих скважин;
- регулярные тренировки персонала с использованием симуляторов аварийной ситуации;
- соблюдение экологических правил при транспортировке, хранении и переработке нефтепродуктов;
- наложение строгих штрафов и ответственности за нарушения экологических норм при эксплуатации и транспортировке нефти;
- привлечение специалистов по контролю защиты окружающей среды для проведения инспекций, проверки соответствия станции международным стандартам и рекомендациям по его улучшению;
- регулярная очистка отработанных нефтепродуктов из оборудования и трубопроводов для снижения риска коррозии и повреждения инженерных систем.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

4.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

Наибольшую опасность, которую представляет разрабатываемая АСУ, является возникновение очагов возгорания.

При эксплуатации необходимо контролировать состояние трубопроводов с нефтью путем внешнего осмотра и контроля рабочих параметров в системе.

Распространённая причина возникновения пожара в объектах нефтедобывающей промышленности — это нарушение противопожарных правил, поэтому обслуживающий персонал должен их знать и выполнять.

Необходимо периодически проводить мероприятия по технике безопасности. Также, причиной возникновения чрезвычайных ситуаций, связанных с возгоранием помещения, может послужить короткое замыкание в проводке. Поэтому, для предотвращения возгорания помещение должно быть оборудовано средствами пожаротушения (огнетушителями, ящиком с песком, стендом с противопожарным инвентарем), средствами связи.

4.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

К возникновению пожара приводят неисправная электропроводка на объекте нефтедобычи, перегрев рабочего оборудования, а также неисправность оборудования, протечки, скопление газов.

Во избежание вышеперечисленных ситуаций необходимо:

- осуществлять качественный монтаж технических средств автоматизации;
- проводить заземление оборудования;
- производить своевременную замену электрических элементов системы при их износе;
- содержать в чистоте нагретые поверхности;
- контролировать рабочую температуру оборудования;
- поддерживать работоспособное состояние всех автоматических и автоматизированных устройств оповещения о ЧС.

В случае возникновения ЧС и невозможности самостоятельного устранения очага возгорания необходимо покинуть помещение, используя лестницу. Также необходимо оповестить чрезвычайные службы по номеру 112. Кроме того, если не сработала система автоматического оповещения, необходимо активировать ее вручную при помощи соответствующих устройств.

4.5 Вывод по разделу Социальная ответственность

Социальная ответственность предприятий важна не только в контексте экономики, но и для общества в целом. Использование автоматизированной системы управления технологическим процессом контроля качества и показателей нефти, в свою очередь, снижает риски для окружающей среды и уменьшает потенциальный вред для здоровья людей. Это позволяет не только сократить затраты на контроль качества нефти, но и создать благоприятные условия для социально-экономического развития региона, что является особенно актуальным для нефтедобывающих регионов. Следовательно, внедрение автоматизированной системы управления технологическим процессом контроля качества и показателей нефти - это не только эффективное решение, но и социально ответственный шаг.

Стоит отметить, что социальная ответственность не ограничивается только выполнением стандартов и требований нормативных актов, но имеет более широкий характер – уважение прав и интересов сотрудников, защита окружающей среды и вклад в развитие общества в целом.

Заключение

В рамках магистерской диссертации разработана автоматизированная система управления технологическим процессом контроля количества и показателей качества жидких нефтепродуктов. В работе были рассмотрены достижения последних лет в области АСУ ТП по материалам статей в журналах по автоматизации в области учета нефти и определения ее характеристик, а также проанализированы существующие системы управления технологическим процессом и методы автоматизации процессов контроля.

Одним из преимуществ разработанной системы является её гибкость и масштабируемость. Благодаря использованию современных технологий, система может быстро адаптироваться к изменениям в производственном процессе и расширяться при необходимости. Также в процессе проектирования были применены перспективные технологии беспроводной передачи данных с датчиков на контроллер. Для удобства пользования данной системой, оператором были разработаны мнемосхема данной АСУ ТП.

Результатом работы является набор проектной документации, включающий в себя структурную и функциональную схемы разрабатываемой системы, схему электрическую соединений и сборочный чертеж шкафа автоматизации. Был произведен выбор оборудования и составлена заказная спецификация на средства автоматизации. Также было разработано пользовательское приложение для упрощения выдачи задач персоналу АСУ ТП.

Список публикаций студента

1. Glotov, M., Paushkina, K. Numerical simulation of fire hazardous interaction of hot particle with coal dust layer // Procedia Environmental Science, Engineering and Management. - 2019. - №6. - P. 291–300.

Список использованных источников

1. Jingjing Li, Zhiqi Zhang, Guangfu Qin, Xiaodong Tang Fe/HZSM-5 catalytic pyrolysis cellulose as hydrogen donor for the upgrading of heavy crude oil by one-pot process // Fuel. - 2021. - №298. - P. 6.
2. A. Sancho, Jorge Ribeiro, M.S. Reis, F.G. Martins Cluster Analysis of Crude Oils with k-means based on their Physicochemical Properties // Computers & Chemical Engineering. - 2021. - №2. - P. 157.
3. Sandra L Silva 1, Artur M S Silva, Jorge C Ribeiro, Fernando G Martins, Francisco A Da Silva, Carlos M Silva Cluster Analysis of Crude Oils with k-means based on their Physicochemical Properties // Analytica Chimica Acta. - 2021. - №707, Issues 1–2. - P. 18-37.
4. Метрологический контроль качества нефти и нефтепродуктов: учеб. пособие / Г. В. Шувалов, И. В. Минин, О. В. Минин. – Новосибирск : СГУГиТ, 2015. – 170 с.
5. Fupei Li, Feng Qian, Wenli Du, Minglei Yang, Cluster Analysis of Crude Oils with k-means based on their Physicochemical Properties // Computers & Chemical Engineering . - 2021. - №151. - P. 36-58.
6. G.-G. Ma, G.-G. Ma, H.-X. Guo, L.-R. Yao Parameters simulation and analysis of cold oil absorption process for high nitrogen-containing natural gas // Xiandai Huagong/Modern Chemical Industry. - 2018. - №38(7). - P. 227-231.
7. Salvatore J. Rand Significance of tests for petroleum products // Computers & Chemical Engineering. - 2019. - №9. - P. 135 - 152.
8. Tan, P. Q., Wang, D. Y. Effects of Sulfur Content and Ash Content in Lubricating Oil on the Aggregate Morphology and Nanostructure of Diesel Particulate Matter // Energy & Fuels. - 2020. - №32. - P. 713 - 724.
9. Sarkar, D. K. Fuels and Combustion In Thermal Power Plant; Elsevier, 2015; pp 91– 137.
10. Matar Sami, Hatch Lewis F. Chemistry of petrochemical processes // Gulf Publishing. – 2000. - № 2. – P. 392.

11. МИ «Порядок проведения коммерческого учета сырой нефти на нефтедобывающих предприятиях. Основные положения» от 09.11.2001 № 2693 // ГНМЦ ВНИИР. - 04.12.2001.

12. ГОСТ Р «Масса нефти и нефтепродуктов» от 07.12.2004 № 8.595—2004 // Стандартиформ. - 2006 г. - № 99

13. ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ // ООО НПП «ТЭК»
URL: <https://npptec.ru/#rec357541679> (дата обращения: 07.06.2023).

14. Laakkonen, Pasi , Nissinen, Antti , Lehtikangas, Ossi , Hartikainen, Jouni , Kaunisto, Pekka Tienhaara, Mika Tienhaara Reliable Detection of Water Cut in Inlet Piping Under Stratified Flow Conditions for Mature Fields and WIO and OIW Emulsion Layers in Crude Oil Settling Tanks with Novel Sensor Technology // Oil & Gas. – 2021

15. Опыт применения беспроводных технологий в промышленности / И.Р. Щербина, П.М. Силин – Москва: СГУ, 2021. – 163 с.

16. Лопухов И.М. Интеллектуальные системы на нефтяных месторождениях: примеры // Control Engineering Россия. - 2017. - №68. - С. 74 - 78.

17. А. В. Шевелева, В. С. Шевелев Практика применения искусственного интеллекта в сфере управления персоналом нефтегазовых компаний // Вестник КемГУ. - 2019. - №4. - С. 354 - 360.

18. МИ «ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти» от 10.06.2010 №3532-2015 // ФГУП «ВНИИР» - 01.01.2012.

19. Гаврикова Н.А., Тухватулина Л.Р., Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Шаповалова Н.В. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 73 с.

20. ТК РФ Статья 135. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).

21. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (р. от 29.12.2020). – М.; Москва, Кремль: Изд. Российская газета, 2018. – 215 с.

22. ТК РФ Статья 160. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).

23. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. – М.; Москва: Изд. Издательство стандартов, 2001. – 15 с.

24. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200136071>. – Загл. с экрана.

25. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.; Информационно-издательский центр Минздрава России, 2001. – 20 с.

26. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – М.; Москва: Изд. Издательство стандартов, 2014. – 15 с.

27. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. – М.; Информационноиздательский центр Минздрава России, 2016. – 74 с.

28. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы. – М.: Деан, 2003. – 56 с.

29. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – М.: Стандартиформ, 2018. – 12 с.

Приложение А

Automated process control system to control the quantity and quality indicators of liquid petroleum products

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ13	Готов Максим Иванович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ИШФВП	Глушков Дмитрий Олегович	д.т.н., доцент		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Гончарова Любовь Анатольевна	к.п.н.		

Introduction

Currently, traditional fossil hydrocarbon resources remain the key source of energy [1]. With the growth of the global economy, this leads to an increase in the production of natural gas, coal and oil. The increase in the consumption of hydrocarbon fuels and the increase in energy prices affected the congestion of transport systems. In this regard, the congestion of oil pipelines leads to an urgent need for modern automated systems for accounting the quality control of oil [2].

The Russian Federation is one of the largest oil suppliers in the world, at the same time; oil sources are located at a relatively large distance from each other, so our country has a large and extensive system of oil pipelines. Russia supplies petroleum products to the largest enterprises of the CIS, Europe and China.

An important component of the oil production infrastructure is the accounting of the quantity and measurement of the quality of petroleum products. This function is carried out with the help of oil quality measurement and control systems. This system is mandatory and acts in the interests of both mining companies and consumers. The correctness of the operation of this system significantly affects the income of oil companies. For example, with an oil price of \$78 per barrel and pumping 300 million tons of oil per year, the economic effect of reducing the mass measurement error by 0.1% will be \$141.3 million per year. That is why the development and improvement of such systems is one of the priorities in oil production.

The main objectives of the final qualification work are:

- review of literary sources;
- system analysis of the automation object;
- selection of the automated control system's structure;
- development of the project documentation necessary for the design of the system:
- structural scheme;
- functional scheme;

- custom specification;
- scheme of external wiring;
- scheme of the electrical automation cabinet;
- list of scheme elements for the electrical automation cabinet;
- assembly drawing of the automation cabinet.

Practical significance of the work.

The high accuracy of the developed SMCQ will allow obtaining a significant economic effect. The developed oil quality measurement and control system will find wide application in the design and operation of oil fields.

Improving the metrological characteristics of commercial accounting systems

Crude oil consists mainly of hydrocarbons and is a mixture of various organic components that also contain metals, sulfur, nitrogen and oxygen. Inorganic components such as sulfur, nitrogen, oxygen and heavy metals are present in small quantities, but they play an important role in the quality of crude oil, significantly affecting the refining process.

Modern oil quality accounting and control systems are developing in the direction of applying machine learning and developing statistical mathematical models for the most accurate and prompt determination of crude oil quality indicators.

The accuracy of measuring the quantity and quality of oil is determined by various factors, including the influence on the accuracy of measurements of ambient temperature, changes in oil parameters, such as the content of gases, water, mechanical impurities, dissolved paraffin's sulfur and viscosity, as well as changes in the parameters of the pipeline itself.

The above factors are related to the fact that different batches of oil are the subject to account. These batches of oil can be from different wells, the composition of oil in one well also changes as it is developed.

In addition, the conditions for measuring the mass of oil are influenced by the temperature dependence of the properties of oil that occurs during climatic environmental influences on the pipeline. Also, the condition of the oil pipeline through which this oil is transported affects the conditions for measuring the mass of oil.

The ash content in crude oil indicates the amount of inorganic non-combustible materials and pollutants present in the samples. This information is important because metal elements in crude oil contribute to environmental emissions, slow down processing processes such as catalytic cracking and reforming, and violate the structural integrity of equipment [3]. If trace elements such as Ni, V, Na and Fe are presented in crude oil, then they serve as catalysts and can significantly increase the operating costs of refining processes/installations. [9]. In addition, poisoning of the catalyst directly affects the quality of the products obtained, since the processes of aromatization and isomerization are difficult, which leads to the production of fuel with a low octane number. While dry salting processes give an idea of the general inorganic component of a crude oil sample, the identification of specific metals and their concentration determine the poisoning profile of a particular crude oil and, therefore, provide the information necessary for its processing.

In addition to quality control, the SMCQ performs commercial accounting the oil release, the reliability of determining the volume of crude oil is critically important for it. In commercial accounting the requirements for the used measurement methods, measuring instruments, measurement accuracy and accounting organization are determine by standards, for example, GOST R 8.595-2004 [5].

Based on research, Coriolis flowmeters are the most suitable devices for commercial accounting of crude oil. When mass meters are used for crude oil commercial accounting, paraffins can be deposited on the inner surface of the flow meter tube, causing an increase in its mass and, as a consequence, a decrease in the resonant frequency of vibrations at a constant density of the measured flow. However, in this case, not only the mass of the tube changes - the deposition of paraffin will reduce its flow area, which will lead to an increase in the flow rate, proportional to the change in phase shift and the measurement result are distortion. Therefore, it is recommended to shorten the calibration interval of these measuring instruments.

Another critically important measurable parameter of the oil quality accounting and control system is waterlogging. Operations in mature fields (this is almost 70% of today's production) are characterized by a high level of waterlogging. For every barrel of oil produced, there may be 3 or more barrels of water.

The use of advanced wireless channels for transmitting information from sensors to the controller.

Wireless technologies today provide new tools for quick and effective solutions to problems that in the wired world could not be solved without significant financial costs.

The main advantages of wireless systems:

1. Specialists can access computer programs and perform the necessary tasks (regardless of where they are located), including viewing and responding to warning signals from field devices.
2. The location of the personnel and physical assets of the enterprise is constantly monitored.
3. The security system ensures that only authorized persons are granted to access to the enterprise.

4. The assets of the enterprise are managed thanks to the diagnostic functions of HART devices, including those that previously could not be accessed.

Many of these tasks can be solved today without wireless technologies, but the cost of wiring and technical limitations make them not practical. The cost-effectiveness and ease of integration of wireless technologies allows you to cope with these obstacles, giving you more complete information about your company, which makes the work of staff productive.

When developing an automation project, most of the designer's time is spent developing solutions for the electrical interconnection of system devices with each other. The volume of work in this area increases significantly with the development of complex and large systems. Wired systems are also harder to expand. In fact, it is possible to significantly reduce the complexity of performing a number of documents, such as:

1. Wiring schemes and scheme of external wiring connections;
2. Equipment layout and wiring schemes;
3. Basic electrical schemes of connection to the controller and power supply;
4. Structural schemes of control systems;
5. Cable lists.

Working with drawings is a complex process that includes many steps, such as cleaning from overlapping lines and excess layers, tracing each object, numbering parts, laying routes, compiling a cable log, and others. In addition, the creation of the project requires the development of solutions, inspection of the object and approval, which takes a lot of time. The presence of the human factor increases the risk of errors that may provoke the need for rework. The problems faced by the customer in the absence of a project include errors in the choice of technical solutions, the elimination of errors and the purchase of additional equipment, which can lead to a delay in the delivery of the system into operation.

The use of wireless information transmission channels largely solves the above problems. Wireless technologies reduce material and time costs and reduce

the complexity of project execution. Also, wireless systems are easier to expand due to the lack of cable laying.

Requirements for wireless networks:

- secure data transfer;
- reliable wireless equipment;
- Protection of equipment from radio interference.
- data protection measures:

1. Identification of the control and measuring device provides the following:

- using a 128-bit encryption connection key to encrypt the data being sent and received;

- the provided key is also intended for the user to be able to determine that the device belongs to the network;

- the connection key is entered separately from other keys, which provides a higher level of protection;

- connection keys can be unique for each device or the same for a specific network.

2. Message encryption provides end-to-end transmission of encrypted AES-128-bit data from the source to the consumer using session keys.

3. Message integrity check ensures that the transmitted data over the wireless network has not been changed. A message integrity verification code (MIC) is added to each data packet. The receiving device checks the MIC to confirm that the contents of the packet have not been changed.

Another advantage of wireless systems is the possibility of organizing a mesh network (Figure 1). A mesh network provides the most reliable topology for a wireless network because it contains a large number of backup routes designed to transfer data from the source to the destination. Ensuring reliability is one of the most important tasks for the processing industry.



Figure 1 – Mesh network

The software part of the automation system is an adequate assessment of the current state of the technological process and prediction algorithms

The main task of an intelligent network for an oil field is to collect and transmit huge amounts of data from tens of thousands of devices, so it is very important to ensure reliable wireless communication, preserve the integrity of information and the transmission security. It was possible to solve such a problem thanks to recent advances in a widely distributed, high-performance, redundant data collection and process management system. The distribution of computing power across the entire network makes it possible to transfer information much faster, compare and process them safely, and the data collection area has become more extensive than is permissible in a centralized network architecture. Distribution simplifies communications, increases network speed, sensitivity and reliability by reserving in case of an accident at each station. The scope of

application and mobility are increasing. With the spread of high-speed Ethernet networks (HSE) in oilfield systems, typical DCS systems of the oil and gas industry have become even more automated and intelligent.

The software part of computer automation devices is developing towards the use of artificial intelligence for effective diagnostics of the main nodes of the system and prevention of emergency situations. By the information from the sensors, which is automatically processed directly on the spot, it is possible to obtain the most accurate data on oil reserves, performance requirements and equipment resources. Consequently, the ability to establish a malfunction during the operation of the devices increases significantly, the management and use of fixed assets are increased to the maximum. Thanks to this, the DCS-systems compatibility, which oil and gas companies have been striving for so long, has been realized. All this makes it possible to avoid critical system failures.

Systems with integrated artificial intelligence are currently being developed. To the greatest extent, such systems are planned to be used for work with groups of equipment that should have a hierarchy. Also, such systems should include a subsystem for making decisions about the choice of a control algorithm. This will allow you to redistribute the load in the most optimal way, taking into account the specified parameters and increase productivity.