

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Разработка и исследование автоматизированной системы управления кустовой площадки добычи нефти

УДК 004.896:622.276

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ02	Ибраев Рамазан Бейбитович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Мамонова Татьяна Егоровна	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Былкова Татьяна Васильевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Антоневич Ольга Алексеевна	К.б.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	способность осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном (-ых) языке (-ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	готовность к коммуникации в устной и письменной формах на русском и иностранном языках для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-2	готовность руководить коллективом в сфере своей профессиональной деятельности, толерантно воспринимая социальные, этнические, конфессиональные и культурные различия
ОПК(У)-3	способность разрабатывать (на основе действующих стандартов) методические и нормативные документы, техническую документацию в области автоматизации технологических процессов и производств, в том числе жизненному циклу продукции и ее качеству, руководить их созданием
ОПК(У)-4	способность руководить подготовкой заявок на изобретения и промышленные образцы в области автоматизированных технологий и производств, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	способность разрабатывать технические задания на модернизацию и автоматизацию действующих производственных и технологических процессов и производств, технических средств и систем автоматизации, управления, контроля, диагностики и испытаний, новые виды продукции, автоматизированные и автоматические технологии ее производства, средства и системы автоматизации, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством
ПК(У)-2	способность проводить патентные исследования с целью обеспечения патентной чистоты и патентоспособности новых проектных решений и определения показателей технического уровня проектируемой продукции, автоматизированных и автоматических технологических процессов и производств, средств их технического и аппаратно-программного обеспечения
ПК(У)-3	способность составлять описание принципов действия и конструкции устройств, проектируемых технических средств и систем автоматизации, управления, контроля, диагностики и испытаний технологических процессов и производств общепромышленного и специального назначения для

Код компетенции	Наименование компетенции
	различных отраслей национального хозяйства, проектировать их архитектурно-программные комплексы
ПК(У)-4	способность разрабатывать эскизные, технические и рабочие проекты автоматизированных и автоматических производств различного технологического и отраслевого назначения, технических средств и систем автоматизации управления, контроля, диагностики и испытаний, систем управления жизненным циклом продукции и ее качеством с использованием современных средств автоматизации проектирования, отечественного и зарубежного опыта разработки конкурентоспособной продукции, проводить технические расчеты по проектам, технико-экономический и функционально-стоимостной анализ эффективности проектов, оценивать их инновационный потенциал и риски
ПК(У)-5	способность разрабатывать функциональную, логическую и техническую организацию автоматизированных и автоматических производств, их элементов, технического, алгоритмического и программного обеспечения на базе современных методов, средств и технологий проектирования
ПК(У)-15	способность разрабатывать теоретические модели, позволяющие исследовать качество выпускаемой продукции, производственных и технологических процессов, средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний и управления, проводить анализ, синтез и оптимизацию процессов автоматизации, управления производством, жизненным циклом продукции и ее качеством на основе проблемно-ориентированных методов
ПК(У)-16	способность проводить математическое моделирование процессов, оборудования, средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний и управления с использованием современных технологий научных исследований, разрабатывать алгоритмическое и программное обеспечение средств и систем автоматизации и управления
ПК(У)-17	способность разрабатывать методики, рабочие планы и программы проведения научных исследований и перспективных технических разработок, подготавливать отдельные задания для исполнителей, научно-технические отчеты, обзоры и публикации по результатам выполненных исследований
ПК(У)-18	способность осуществлять управление результатами научно-исследовательской деятельности и коммерциализацией прав на объекты интеллектуальной собственности, осуществлять ее фиксацию и защиту

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

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.04.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
8ТМ02	Ибраев Рамазан Бейбитович

Тема работы:

Разработка и исследование автоматизированной системы управления кустовой площадки добычи нефти	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№47-9/с от 16.02.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является участок кустовой площадки добычи нефти, связанный с процессами сепарации.</p> <p>Цель работы – разработка и исследование автоматизированной системы управления кустовой площадки добычи нефти.</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> – аналитический обзор существующих систем в предметной области; – рассмотрение и описание технологического процесса системы; – выбор технических средств; – разработка структурных схем; – разработка алгоритмов работы сегментов системы.
--	--

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Схема технологического процесса</p>
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Былкова Татьяна Васильевна, доцент ОСГН ШБИП, к.э.н.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Антоневич Ольга Алексеевна, доцент ООД ШБИП, к.б.н.</p>
<p>Раздел на иностранном языке</p>	<p>Сидоренко Татьяна Валерьевна, доцент ОИЯ ШБИП, к.п.н.</p>

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

<p>Введение Рассмотрение и описание технологического процесса системы Объем автоматизации Разработка алгоритмов работы сегментов системы Заключение</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>16.02.2022</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент ОАР ИШИТР</p>	<p>Мамонова Татьяна Егоровна</p>	<p>к.т.н.</p>		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>8ТМ02</p>	<p>Ибраев Рамазан Бейбитович</p>		

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

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.04.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

Уровень образования – Магистратура

Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

Период выполнения – Весенний семестр 2021 /2022 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.05.2022 г.	Основная часть ВКР	60
30.05.2022 г.	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	20
30.05.2022 г.	Раздел «Социальная ответственность»	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Мамонова Татьяна Егоровна	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Суходоев Михаил Сергеевич	к.т.н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 135 страниц, 22 рисунка, 31 таблицу, 42 источника, 2 приложения.

Ключевые слова: система управления, авторизованная система, сепаратор, добыча нефти, SCADA-система, визуализация процесса.

Данная работа посвящена разработке и исследованию автоматизированной системы управления кустовой площадки добычи нефти.

Объектом исследования является участок кустовой площадки добычи нефти, связанный с процессами сепарации.

Цель работы – разработка и исследование автоматизированной системы управления кустовой площадки добычи нефти.

Значимость работы заключена в создании системы, которая позволит повысить эффективность потребления ресурсов и качества продукции за счёт удаленного управления технологическим процессом, а также непрерывного контроля за состоянием технологических объектов и параметров нефтепродуктов.

Содержание

Определения, сокращения, обозначения	11
Введение.....	13
1 Техническое задание.....	15
1.1 Полное название.....	15
1.2 Назначение кустовой площадки добычи нефти.....	15
1.3 Основные задачи и цели создания АСУ ТП.....	16
1.4 Требования к техническому обеспечению	17
1.5 Требования к программному обеспечению.....	18
1.6 Требования к математическому обеспечению	20
1.7 Требования к информационному обеспечению.....	21
1.8 Требования к MES-обеспечению.....	22
2 Аналитический обзор существующих систем	24
2.1 Применение систем в предметной области.....	24
2.2 Определение и свойства КФС.....	24
2.3 Концепция и архитектура КФС	26
2.4 Применяемые технологии	29
3 Описание технологического процесса системы	31
3.1 Сооружение кустовых площадок добычи нефти.....	31
3.2 Устройство и работа ГЗУ	32
4 Выбор технических средств.....	35
4.1 Выбор датчиков уровня.....	35
4.2 Выбор датчиков давления	39
4.3 Выбор датчиков расхода	41
4.4 Выбор датчика температуры.....	42
4.5 Выбор датчика загазованности.....	44
4.6 Выбор исполнительных механизмов	45
4.7 Выбор контроллерного оборудования.....	47
4.8 Выбор проводки	49

5	Объем автоматизации	52
5.1	Разработка структурной схемы КФС	54
5.2	Описание потоков событий в КФС	56
6	Разработка алгоритмов работы сегментов системы	58
6.1	Алгоритм регулирования уровня нефти в сепараторе	58
6.2	Алгоритм регулирования загазованности помещения.....	60
6.3	Алгоритм регулирования давления в общем коллекторе	62
6.4	Алгоритм регулирования расхода на выходе сепаратора.....	62
6.5	Разработка визуализации технологического процесса	65
7	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	68
7.1	Предпроектный анализ	68
7.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования.....	68
7.1.2	Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	69
7.1.3	SWOT-анализ.....	70
7.1.4	Оценка готовности разработки к коммерциализации.....	72
7.1.5	Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования.....	73
7.2	Инициация проекта	74
7.3	Планирование управления научно-техническим проектом	75
7.3.1	Иерархическая структура работ	75
7.3.2	План проекта	76
7.3.3	Определение трудоемкости выполнения работ	77
7.4	Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	82
7.5	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	87
7.6	Вывод по разделу	89
8	Социальная ответственность	91
	Введение.....	91

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	92
8.1.1 Правовые нормы трудового законодательства	92
8.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны	93
8.2 Производственная безопасность	94
8.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	94
8.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)	96
8.3 Экологическая безопасность.....	106
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	108
8.4.1 Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС.....	108
8.4.2 Разработка действий в случае возникновения ЧС.....	110
8.5 Вывод по разделу	110
Заключение	112
Список литературы	113
Приложение А	118
Приложение Б.....	134

Определения, сокращения, обозначения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

технологический процесс (ТП): упорядоченная последовательность взаимосвязанных действий, выполняющихся с момента возникновения исходных данных до получения требуемого результата;

автоматизированная система управления (АСУ): комплекс аппаратных и программных средств, а также персонала, предназначенный для управления различными процессами в рамках технологического процесса, производства, предприятия;

автоматизированное рабочее место (АРМ): совокупность информационно-программно-технических ресурсов, обеспечивающую специалисту обработку данных и автоматизацию управленческих функций в конкретной предметной области;

программируемый логический контроллер (ПЛК): техническое средство, используемое для автоматизации технологических процессов;

объект управления (ОУ): часть системы, на которую направлены управляющие воздействия с ПЛК;

пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) регулятор: устройство, используемое в системах автоматического управления для поддержания заданного значения измеряемого параметра;

интерфейс: совокупность аппаратных и программных средств, необходимых для взаимодействия с программой, устройством или функцией;

станция управления: набор аппаратно-программных компонентов АСУ ТП, который обеспечивает взаимодействие между пользователями и системой;

мнемосхема: наглядное графическое изображение функциональной схемы управляемого или контролируемого объекта;

протокол: формальный набор соглашений, управляющий форматированием и относительной синхронизацией обмена сообщениями между двумя коммуникационными системами;

техническое задание (ТЗ): технический документ, устанавливающий цели, набор требований и ключевые исходные данные, требуемые на этапах разработки проектируемой системы;

тэг: дескриптор, который применяется для группирования, поиска, описания данных и задания внутренней структуры;

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения:

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;

КФС – киберфизическая система;

ПО – программное обеспечение;

ИМ – исполнительный механизм;

ФСА – функциональная схема автоматизации;

БД – база данных.

Введение

Применение новых производственных технологий в нефтегазовой отрасли играет важную роль во всестороннем развитии сфер внутри страны и планеты в целом: от экологии до экономики. Способы управления производством в нефтегазовой промышленности развиваются и затрагивают каждый уровень процессов: планирование производственных ресурсов и экономический учет, бурение и добыча, транспортировка и хранение. Тем не менее, полный потенциал новых технологий управления в производственных системах еще не реализован.

Внедрение на производстве автоматизированных систем управления позволяет решить множество задач, которые приводят к минимизации работы человека и исключению связанных с этим сложностей. Вследствие чего уменьшается численность рабочих, занятых непосредственно на производстве, увеличивается производительность труда и повышается его эффективность, уменьшается влияние человеческого фактора на технологический процесс.

Однако в данный момент все еще существует место для улучшения в области общей интеграции производственных процессов с другими информационными системами управления предприятием и передачи данных через различные функциональные модули системы управления производством.

Кроме того, инновации происходят и в других сферах, позволяя принимать во внимания и то, что создает удобство в повседневной жизни и на других производствах: от умных домашних устройств и смартфонов до сложных сенсорных систем, модернизированных станков и роботов. Разработчики ПО непрерывно создают и поддерживают различные платформы и программы, которые обеспечивают работу таких устройств и образуют связь между ними. Таким образом, уже сейчас накопленные теоретические изыскания в данной области применяются на практике.

Во многих отраслях начали использовать объединенные вычислительные системы, которые устанавливают интенсивные связи с окружающим физическим миром и цифровыми описаниями процессов, которые там происходят, а также обеспечивают доступность их данных и их обработку. Таким образом, все в производстве стали применяться так называемые киберфизические системы (КФС), также как и в нашей повседневной жизни. Успешное применение киберфизических систем предполагает повышение эффективности и безопасности производства.

В данной работе рассматриваются сущность и особенности киберфизических систем, перспективы их применения в нефтегазовой промышленности. Показаны особенности и преимущества применения киберфизических систем во всех процессах и на всех стадиях нефтегазовой промышленности.

Кроме того, целью данной работы является разработка автоматизированной системы управления кустовой площадки добычи нефти.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие задачи:

1. проведение исследования технологических процессов объекта и применяемых типов систем;
2. составление технического задания для разрабатываемой системы;
3. разработка алгоритмов автоматизированного управления системы;
4. разработка структурой и функциональной схем системы;
5. реализация систем управления и мониторинга параметров;
6. построение визуализации процесса.

1 Техническое задание

1.1 Полное название

Разработка и исследование автоматизированной системы управления кустовой площадки добычи нефти

1.2 Назначение кустовой площадки добычи нефти

Добыча нефти происходит после определения месторождения данного ресурса и расположения на нем кустовой площадки. Область, на которой расположена группа скважин называется кустом скважин. Куст в свою очередь, располагается на ограниченной территории, где также находится другое нефтегазодобывающее оборудование, служебные и бытовые помещения и прочие промышленные сооружения.

Комплекс оборудования и сооружений, включаемых в состав площадки куста скважин при проектировании, обеспечивает добычу, сбор, подачу и измерение параметров продукции добывающих нефтяных скважин. В том числе, это позволяет определять, разделять исходный материал, подаваемый из скважины на нефть, газ и воду, а также распределять его и подавать воду в нагнетательные скважины для регулирования установленного пластового давления [1].

На кустовой площадке добычи нефти система автоматизации должна предусматривать следующие функции:

1. Дистанционное измерение:

- расход нефтепродуктов на входе в сепаратор;
- выходные значения расхода газа, нефти и воды после процесса сепарирования;
- давление газа с учетом потерь на трубопроводе;
- температура в сепараторе с учетом влияния внешних факторов;
- давление воды после сепарирования;

- давление нефти после сепарирования с учетом потерь на трубопроводе;
 - расход нефти с учетом потерь на трубопроводе.
2. Дистанционная сигнализация:
- текущее состояние регулирующих устройств;
 - достижение предельных значений концентрации горючих газов и паров в помещении (ДВК);
 - достижение верхнего и нижнего порога уровня жидкости в сепараторе.
3. Дистанционное управление:
- переключение задвижек и исполнительных механизмы в необходимое состояние;
 - переключение скважин на подачу в сепаратор.

1.3 Основные задачи и цели создания АСУ ТП

Разрабатываемая система создается для автоматизации технологических процессов на кустах скважин в нефтяных месторождениях. Процесс преобразуется и повышает выбранные для автоматизации характеристики системы. Внедрение киберфизической составляющей позволяет использовать ее как подсистему, дублирующую реальный объект для получения технологической информации, ее преобразования и анализа, а также для использования в управлении при добыче на месторождении.

Задачами при создании данной системы являются:

- оперативное поступление достоверной и детальной информации о параметрах технологического процесса, которая необходима для контроля и изменения режимов работы и дистанционного управления работой технологического оборудования на объекте;
- сбор, обработка и систематизация данных для дальнейшего анализа в вышестоящих системах управления;

- повышение надежности работы кустовой площадки добычи нефти;
- сокращение времени и объема обслуживания кустовой площадки добычи нефти;
- дистанционная передача сигналов и прочей информации о состоянии контролируемых объектов;
- дистанционная передача параметров технологических объектов (температура, давление, расход, объем);
- сигнализация об аварийных случаях на контролируемых объектах.

1.4 Требования к техническому обеспечению

АСУ ТП должна содержать возможность передачи и обработки информации от соответствующих средств автоматизации, которые входят в состав и являются частью технологического оборудования данной системы.

Комплекс технических средств (КТС) совместно с программным обеспечением (ПО) должен обеспечивать реализацию всех функций, оговоренных в данном техническом задании.

В состав КТС должны входить:

- датчики;
- исполнительные механизмы;
- контроллеры;
- программно-технические средства обработки, дистанционного управления, а также хранения и передачи информации.

Измерения системы должны основываться на базе электронных датчиков расхода, уровня, давления и температуры. Средства измерений должны иметь принцип работы, основанный на токовой петле с диапазоном 4-20 мА.

Все датчики, которые используются в данной системе, должны быть выполнены во взрывобезопасном исполнении. Подбор контрольно-

измерительных приборов должен производиться с учетом специфики веществ и среды, с которыми соприкасаются чувствительные элементы датчиков. В случае агрессивных сред или сред, влияющих на материал, датчики могут быть бесконтактными или примыкать к измеряемому объекту через разделители сред.

Контроллеры должны быть выбраны из числа тех, которые имеют возможность расширения присоединение каналов ввода/вывода с помощью модулей.

1.5 Требования к программному обеспечению

Программное обеспечение АСУ должно быть достаточным для выполнения всех функций, реализуемых с применением средств вычислительной техники, иметь средства организации всех требуемых процессов обработки данных с помощью подвидов ПО:

- базовое ПО;
- системное ПО (операционные системы);
- инструментальное ПО;
- специальное прикладное ПО.

Базовое ПО должно включать в себя функционал, который требуется данному уровню АСУ. К нему относятся опрос и измерение, регистрация и фильтрация, а также визуализация.

Специальное прикладное ПО должно обеспечивать нестандартный набор функций соответственного уровня АСУ – это расчеты, это специальные алгоритмы и др.

Средства создания специального прикладного ПО должны включать в себя универсальные технологические языки программирования, соответствующие стандарту ИЕС 61131-3, а также средства разработки: компиляторы и отладчики. [2].

Программные средства системы при совместной работе с техническими средствами должны обеспечивать заданный функционал системы и отвечать следующим требованиям:

- возможность модификации;
- восстанавливаемость;
- построение модульным типом;
- независимость.

Набор модулей ПО должен:

- обеспечивать безотказное функционирование системы при ошибках обслуживающего персонала и сбоях в работе оборудования;
- обеспечивать быстрое восстановление работоспособности системы при отказах оборудования;
- предусматривать возможность быстрой настройки (конфигурирования) технических средств системы без привлечения специалистов организации-разработчика;
- обеспечивать удобный пользовательский интерфейс с наглядным представлением информации и высокую скорость ввода команд;
- обеспечивать администратора необходимым набором сервисных функций для работы с программно-управляемой аппаратурой MES - системы;
- включать в свой состав средства защиты от несанкционированного доступа к информационным объектам.

Набор функций конфигурирования должен:

- предоставлять возможность создания мнемосхем для визуализации протекающего технологического процесса;
- обеспечивать конфигурацию алгоритмов управления через стандартные функциональные блоки;
- обеспечивать конфигурацию документации по процессу;
- предоставлять возможность создания и хранения данных о конфигурации по входным/выходным параметрам.

Панель оператора должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- отображение всех измеренных и вычисленных параметров;
- дистанционное управление электроприводами клапанов;
- дистанционное управление ПСМ;
- оповещение о нарушениях технологического процесса, аварийных ситуациях по загазованности.

1.6 Требования к математическому обеспечению

При разработке системы должно использоваться математическое обеспечение, которое позволяет создавать и тестировать АСУ, реализовывать различные элементы системы средствами единого математического аппарата, такими как математические модели, методы, алгоритмы обработки информации и включать в свой состав типовые математические алгоритмы:

- предварительной обработки телеизмерительной информации (фильтрация, контроль достоверности, коррекция значений);
- расчет статистических характеристик сигналов;
- расчет косвенных параметров (не измеряемых);
- расчет технологических параметров на основе справочных данных.

Математическое обеспечение системы должно удовлетворять следующим общим требованиям:

- обеспечивать устойчивость принятия решений и необходимую статическую и динамическую точность получения информации, контроля и управления;
- быть эффективным, в том числе с точки зрения затрат процессорного времени и объема оперативной памяти;
- обеспечивать необходимую помехоустойчивость решений;

- обеспечивать возможность контроля правильности решения функциональных задач.

1.7 Требования к информационному обеспечению

В информационном обеспечении должны быть представлены:

- состав, структура и способы организации данных в АСУ;
- порядок обмена информацией между компонентами АСУ;
- структура процесса сбора, обработки и передачи информации в АСУ;
- информация по визуальному представлению данных и результатам мониторинга.

Каждый элемент контроля и управления должен иметь свой идентификатор (тэг), представляющий собой набор закодированных символов. Структура данного шифра должна иметь следующую форму:

AAA_BBB_N_CCC,

где

AAA – параметр, состоящий из 3-х символов;

BBB – код технологического аппарата (или объекта), содержащий 3 символа;

N – номер (при наличии);

CCC – уточнение.

В составе системы для управления базой данных должна быть использована СУБД, обеспечивающая сохранение технологической информации и обработку запросов пользователей в масштабе реального времени. При этом СУБД должна выполнять следующие функции:

1. Обработка запросов (транзакций) на сохранение в структуре БД файлов трендов, формируемых в результате проведения измерений должно выполняться в автоматическом режиме. В СУБД должен использоваться

механизм управления транзакциями, гарантирующий синхронизацию обновления и целостность данных при сохранении информации.

2. Защита от несанкционированного доступа и обеспечение целостности данных, сохраненных в БД в течение всего периода эксплуатации.

3. Организация доступа к данным в БД всех потребителей информации с помощью удобных, ориентированных на пользователя средств работы с данными. Время выполнения СУБД транзакций на доступ к результатам испытаний не должно превышать 10-ти сек.

4. Поддержка процедур архивирования измерительных данных на оптических дисках или магнитной ленте в соответствии с заданным регламентом. Регламент выполнения процедур архивирования должен определять период сохранения данных в архиве и порядок исключения записей из БД в случае превышения объема внешней памяти, выделенного для размещения файлов БД.

1.8 Требования к MES-обеспечению

MES-система сбора и управления кустовой площадкой должна представлять собой четырехуровневую распределенную систему:

1. Нижний уровень КИПиА и исполнительные механизмы АСУ ТП.
2. Средний уровень, в который входят устройства коммуникации ПЛК АСУ ТП и локальной вычислительной сети.
3. Уровень MES-системы (АРМ диспетчера, ст. мастера, АРМ технолога).
4. Уровень логистического сбора (БД MES) и обработки информации.

Контроллер и АРМ диспетчера линий должны обеспечивать сбор, предварительную обработку первичной информации и предоставление ее подсистемам вышестоящего уровня по цифровым каналам связи. Необходимо реализовать терминальный доступ к пультам рабочих центров для

диагностики и просмотра собранной информации и ее передачу для уровня MES-системы и уровня логистической обработки информации.

Ввод идентификационных и объемных данных готовой продукции (нефти), а также идентификационной информации по оператору и заданию должно осуществляться с АРМ и (или) операторной панели, и (или) с мобильных систем сбора данных.

Средний уровень (уровень II), представленный устройствами коммуникации рабочих центров и локальной вычислительной сети должен обеспечивать коммуникацию MES-системы с уровнем технологического оборудования, сбор данных нижнего уровня и передачу информационных пакетов на север БД.

Верхний уровень (уровень III, размещенный в помещениях мастера, диспетчера по обслуживанию оборудования цеха и администратора должен включать в свой состав серверы баз данных, и АРМ на базе компьютеров с экранами мониторов, позволяющих отображать скриншоты (экранные формы диспетчерского наблюдения и управления).

Уровень логистического сбора информации и ее обработки (уровень IV) должен решать задачи учета продукции и полуфабрикатов цеха и оперативного планирования производства в цеху.

MES-система должна выполнять следующие функции:

- отображение информации пользователям системы;
- сбор и обработку информации о ходе технологических процессов;
- регистрацию технологических параметров, данных производственного учёта продукции, материалов и полуфабрикатов, аварийных ситуаций и событийной информации;
- управление производственными процессами;
- оперативное/детальное планирование работ и анализ производительности;
- тестирование, конфигурирование и настройка системы.

2 Аналитический обзор существующих систем

2.1 Применение систем в предметной области

Нефтегазовая промышленность является одной из наиболее перспективных областей применения АСУ и КФС. Полный потенциал цифровой интеграции в производственных системах ставит задачу установление информационных связей между производственными процессами и другими системами управления предприятием, самим объектом управления и станцией управления. В связи с этим, существует потребность в возможности передачи данных через различные функциональные модули системы управления производством, объединении основных компонентов автоматизированной системы управления и представление в виде киберфизической системы, реализация которой привела к развитию целой линейки технологий в системах управления производством на основе принципов интеграции.

2.2 Определение и свойства КФС

Киберфизические системы в основном описываются как системы с децентрализованной системой управления, сформированные в результате слияния физического и виртуального миров с автономным поведением, способными создать общую систему с другими подобными системами и установить глубокое сотрудничество с людьми.

Киберфизические системы используют встроенные программные сенсоры, исполнительные механизмы, устанавливают связи друг с другом и с операторами, обмениваются информацией через интерфейсы, а также хранят и обрабатывают данные, полученные от сенсоров или от сетей.

В нефтегазовом производстве киберфизические системы — это инструмент, который сокращает расстояние между производством и рынком, включая способность быстро реагировать на изменения требований клиентов,

общую ситуацию на рынке, повышать качество продукции и эффективность производственных процессов.

Подробные киберфизические системы включают в себя комплексное применение систем, основанных на интеграции информационно-вычислительных ресурсов в физических процессах. Для создания таких систем необходимо собирать, обрабатывать и визуализировать данные, а также необходимы объектно-ориентированные информационные модели, позволяющие унифицировать структуру и параметры данных, модели технических процессов и нормативно-справочная информация.

Типичные объекты применения киберфизических систем в нефтегазовой промышленности следующие [3]:

- нефтяные и газовые месторождения;
- транспортные системы с трубопроводами для транспортировки нефти и нефтепродуктов;
- газотранспортные и газораспределительные сети;
- хранилища нефти и газа;
- нефтегазоперерабатывающие предприятия;
- АЗС.

Киберфизические системы в нефтегазодобывающей промышленности включают в себя следующие компоненты и функции:

- Систему мониторинга, контроля и самодиагностики;
- Каналы связи для обмена информацией о состоянии объектов, мониторинг которых ведется в режиме реального времени;
- Применение математических моделей скважин и контрольных приборов;
- Применение современных технологий прогнозирования;
- Применение технологий интеллектуального анализа данных для обработки неточной информации о залежах;
- Способность работать автономно в случае отключения связи.

2.3 Концепция и архитектура КФС

В общем случае киберфизическая система представляется в виде двух базовых уровней: логического и физического. На логическом уровне процессы описываются с помощью языка формальной логики. Реализация данного уровня производится с помощью стандартных технологий информационно-коммуникационных систем, которые позволяют собирать, преобразовывать, представлять и хранить информацию. На физическом уровне часть системы взаимодействует с операционной средой для выполнения ряда задач, поэтому процессы выстраиваются с учетом ограничений и требований к системе и адаптации к объекту управления. Логический уровень зависит от информации, передаваемой с физического, на котором происходит сбор данных о состоянии объекта и среды. Изначально, логический уровень выстраивается на основе основных элементов и первичных измерений. С помощью этого создается киберфизическое окружение, которое при внедрении может использоваться для изменения логического состояния системы, а также формирования управляющих сигналов для исполнительных механизмов [4].

Таким образом, основную роль во взаимодействии двух компонентов в КФС играют именно устройства и их связи. Кроме того, с КФС взаимодействуют несколько групп пользователей, на информационном и на физическом уровнях. Ими могут выступать стейкхолдеры, системные администраторы или обслуживающий персонал. На основе описания можно выделить четыре ключевые категории компонентов КФС: логические и физические компоненты, устройства преобразования и их каналы связи, и пользователи самой системы.

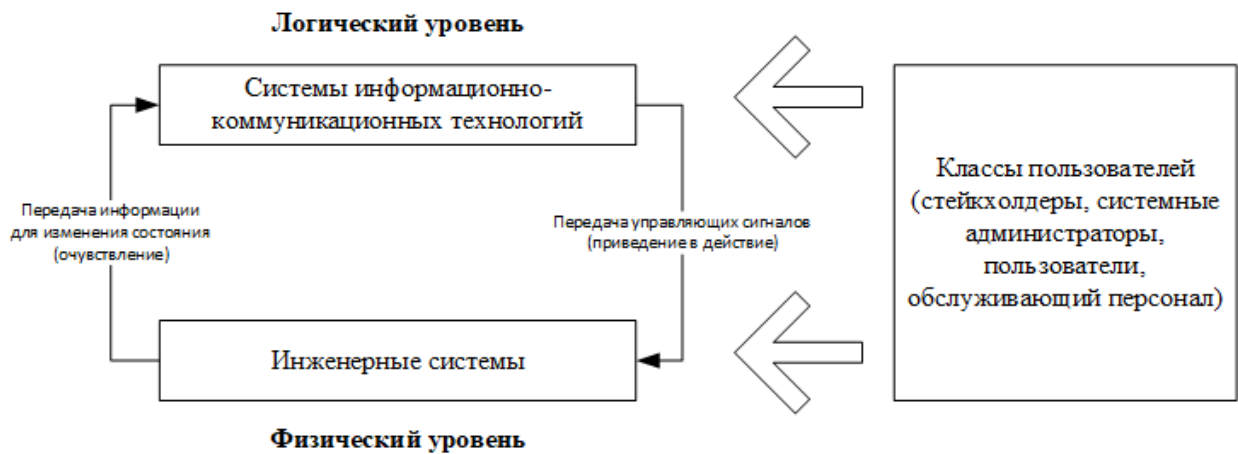


Рисунок 1 – Обобщенная модель компонентов КФС

На рисунке 2 показана архитектура киберфизической системы, названная 5С (connection, conversion, cyber, cognition, configuration) (коммуникационная среда, конверсия данных в информацию, киберуровень цифровых двойников, самопознание своей сущности, самоконфигурация).



Рисунок 2 – Архитектура киберфизических систем 5С

На уровне «Коммуникационная среда» устройства могут выполнять самоподключение и самоконтроль своего поведения. Этот уровень описывает нижний слой КФС, который является первым шагом к достижению

интеллектуализации системы с помощью таких элементов, как умные датчики, умные исполнительные механизмы и умные протоколы коммуникационной среды потока данных. Умные КИПиА реализуют самонастройку и самоконтроль полевого уровня. Взаимосвязи данного уровня влияют на интеграцию полевого и производственного уровней при обеспечении необходимых бизнес-процессов, которые описываются в системе планирования ресурсов предприятия (ERP), управления цепочками поставок (SCM) и управления отношениями с клиентами (CRM).

«Конверсия» – слой КФС, на котором многие типы возмущений и несоответствий исключаются из информации, полученной из полевого уровня, благодаря использованию таких инструментов как глубокая аналитика данных и облачные вычисления. На этом уровне на основе измерений устройств и датчиков выполняется оценка критических проблем с самосознанием. Данные от устройств с автономным и проводным подключением и умными КИПиА становятся основой для получения информации от активов. Их данные становятся основой для самоопределения критических проблем физических активов.

На уровне «Киберуровень цифровых двойников» каждая физическая сущность технологического пространства создает свой «двойник», используя те инструментальные функции, которые в последующем контролируют состояние активов, основанных на методологии «Time-Machine» (стандартной функции непрерывного автоматического копирования физической сущности на виртуальном уровне). Виртуальный «двойник» объекта управления в технологическом киберпространстве выполняет самоанализ и осуществляет вычислительную подготовку управления физической сущностью.

Уровень «Самопознание своей сущности» представляет результаты самооценки на основании «инфографического» значения, с целью указания пользователям контекста потенциальных проблем.

Уровень «Самоконфигурация» представляет преобразование потенциала интеллекта в действие, выполняющее движение от киберпространства к физическому пространству. Этот этап позволяет киберфизической системе переводить решения в реальные действия. На основании рисков по отказоустойчивости и критериев приоритета для достижения требуемого уровня производительности система может быть переконфигурирована. На этом этапе используются алгоритмы, программное обеспечение и компьютерная инфраструктура для анализа состояния активов и прогнозирования их поведения. Это комплекс программно-алгоритмического обеспечения построения вычислительной архитектуры, алгоритмов и обеспечения информационной безопасности [5].

2.4 Применяемые технологии

Технологические объекты нефтегазодобычи в большинстве случаев распределены по большой площади пересеченной местности и расположены в труднодоступных местах. Для контроля и управления такими объектами разрабатываются комплексы телемеханики АСУ ТП кустов нефтяных и газовых скважин, а также КФС. Например, системы автоматизации при дистанционном контроле и управлении кустами скважин с использованием интеллектуальных устройств. Это дает возможность удовлетворить потребности повышения производительности, облегчения труда обслуживающего персонала и продолжительного срока автономной работы оборудования. С помощью КФС удастся добывать большие объемы нефти и газа из месторождений, которые ранее считались недоступными или не перспективными. Также существует ряд технологий, разработанных и успешно применяемых передовыми нефтегазовыми компаниями на основе киберфизических систем:

1. Роботизированная буровая система. Robotic Drilling Systems разрабатывает роботизированную буровую установку для быстрого,

бесперебойного и полностью беспилотного использования труб и инструментов. В разработке используют электрическую буровую установку, динамическую систему управления роботом и буровой робот, заменяющий ручной труд. Эта система может быть установлена на вновь созданных буровых платформах или добавлена к существующим системам. Предварительные исследования показывают, что эта система в значительной степени экономит время и затраты на обслуживание, делает процесс бурения и установки более точным, а также создает меньше шума и отходов.

2. Применение когнитивных расчетов в горных работах. Компания Repsol стремится использовать преимущества когнитивных технологий в добывающей промышленности в партнерстве с IBM. В настоящее время только 20-25% скважин, пробуренных компаниями на шельфе, являются успешными, потому что решения по бурению основаны на очень ограниченной информации. Когнитивные технологии же способны быстро собирать, анализировать и моделировать большие объемы информации различного рода. Это значительно снижает уровень риска, связанного с буровыми работами.

3. Использование специальных сенсоров для увеличения производительности пластов. Компания BP разработала специальные сенсоры, достаточно чувствительные, чтобы измерять гравитацию Земли порядка одного миллиарда, достаточно малые и надежные, чтобы транспортировать их в скважину для различения нефти и воды. Эти устройства за счет повышения способности наблюдать за нефтяными месторождениями помогают предотвратить разрушительное воздействие воды, попадающей в производственный процесс. Расчеты показывают, что эти сенсоры могут увеличить производительность старых пластов на 2%.

3 Описание технологического процесса системы

3.1 Сооружение кустовых площадок добычи нефти

Сооружения кустовой площадки скважин нефтяного месторождения предназначены для:

1. Добычи, сбора и подготовки продукции добывающих скважин с определением дебита скважины по нефти и газу и жидкости.
2. Поддержания пластового давления (ППД) с помощью подготовки, распределения и подачи воды в нагнетательные скважины.
3. Дозированного ввода ингибиторов в затрубное пространство скважины, трубопроводы системы ППД.

Как правило, кустовые площадки состоят из следующих технологических сооружений:

1. Скважины:
 - добывающие, предназначенные для добычи нефти и попутного нефтяного газа;
 - Нагнетательные, предназначенные для нагнетания воды и различных реагентов в пласты с целью поддержания пластового давления;
 - Водозаборные, предназначенные для водоснабжения скважин.
2. Групповая замерная установка (ГЗУ). Устанавливается для автоматического учета количества веществ, добываемых из нефтяных скважин, с последующим определением дебита скважины.
3. Блок гребенки (БГ). Обеспечивает распределение воды, закачиваемой в нагнетательные скважины в момент закачки системы ППД, с одновременным измерением расхода и давления.
4. Установка дозированной подачи реагента (УДРВ). Необходима для подачи ингибитора коррозии в нефтесборные трубопроводы, нефтегазосборные коллекторы.

5. Емкость подземная (ЕП). Устанавливается для сбора дождевых стоков, аварийного опорожнения трубопроводов и оборудования блоков кустовой площадки.

3.2 Устройство и работа ГЗУ

Групповая замерная установка предназначена для автоматизированного учета количества веществ, добываемых из нефтяных скважин. ГЗУ представляет собой блочно-модульную конструкцию, состоящую из технологического блока (БТ) и блока местной автоматики (БМА).

В БМА располагается полный состав оборудования автоматизации ГЗУ, шкаф управления, а также шкаф телемеханики (ТМ), который обеспечивает передачу информации от и к оборудованию автоматизации куста скважин. Для электротехнического оборудования характерно наличие источника бесперебойного питания шкафа ТМ и шкафа силовой АГЗУ. Оборудование вспомогательных систем состоит из щитка пожарной сигнализации (ПС), шкафа связи и системы освещения, отопления. Для расположения вышеуказанного комплекса оборудования требуется блок местной автоматики (БМА).

Назначение БТ заключается в обеспечении условий исправной работы, защиты от неблагоприятных условий внешней среды и размещения устройства распределительного, служащего для поочередного подключения одной из нефтяных скважин к сепаратору, трубопроводов технологических, систем вентиляции, освещения и отопления, средств измерений, первичных средств КИПиА. В БТ располагаются:

- сепарационная емкость (ЕС), который необходим для отделения нефти от воды или попутного газа. Действие устройства основано на принципе различной плотности веществ;

- распределительное устройство (РУ), содержащее ПСМ с гидравлическим приводом и для подключения подачи в сепарационную емкость вещества одной из скважин, а остальных к общему коллектору;
- соединительные трубопроводы, которые обеспечивают транспортировку веществ, поступающих из распределительного устройства на ЕС или выходящих из ЕС на следующие стадии или выходные коллекторы;
- регулирующие клапаны, расположенные на трубопроводах, в закрытом состоянии перекрывающие передачу в них для накопления вещества в ЕС или подачу из него в трубопровод при открытом состоянии.

При любом способе эксплуатации скважины подъем нефти на поверхность происходит специальные насосно-компрессорные трубы. Вся продукция скважины по сборным коллекторам через обратные клапана и линии задвижек направляется на групповую замерную установку (ГЗУ) через переключатель ПСМ (переключатель скважин многоходовой). С помощью ПСМ происходит включение одной из скважин на замер, при этом продукция других скважин смешивается и направляется в общий трубопровод без замера.

Замер осуществляется последовательно для каждой скважины, либо по переключению оператора с помощью гидропривода.

Материал, получаемый при добыче из скважины, выбранной для замера и очистки, при открытии задвижки поступает в ЕС, который отделяет нефть от воды и газа. Выделившийся газ через открытую задвижку поступает на вторую ступень сепарации. Нефть, перетекающая из верхнего уровня на нижний, поднимает поплавок, который закрывает заслонку на газовой линии сепаратора. При этом давление в сепараторе поднимается, и нефть начинает поступать в сборный коллектор через расходомер. После чего уровень жидкости снижается, поплавок опускается, и заслонка газовой линии открывается. Процесс повторяется циклично.

В блоке автоматизации регистрируются объем жидкости, прошедший через расходомер.

После ГЗУ нефтяная продукция поступает на сборный пункт (СП), либо на дожимную насосную станцию (ДНС) для проведения ее подготовки. Газ же, отделенный в процессе сепарации, поступает на вторую стадию сепарации, где его очищают от оставшихся капель жидкости и используют для своих нужд.

Оборудование ГЗУ изготавливается с учетом возможности эксплуатации в диапазоне физико-химических свойств рабочей среды и устанавливается на прочном металлическом покрытии, а также защищается с помощью специальных панелей. В случае расположения вне помещения укрытия обеспечивают устойчивость к атмосферным воздействиям, теплоизоляцию, а также прочность установки.

Длительность измерения определяется установкой реле времени. Время измерения устанавливается в зависимости от конкретных условий: дебита скважин, способов добычи, состояния разработки месторождения.

4 Выбор технических средств

4.1 Выбор датчиков уровня

В проектируемой системе используется два вида уровнемеров: для измерения уровня раздела фаз в первом отсеке сепарации и для измерения уровня нефти во втором отсеке.

Выбор датчиков уровня основывался на оценке следующих характеристик:

- диапазон измерений;
- допускаемая погрешность;
- выходные сигналы;
- наличие взрывозащиты;
- условия окружающей среды;
- коррозионная стойкость.

Зарубежные датчики при выборе не учитывались. Также все приборы имеют стойкость к агрессивным средам. В таблице 1 представлены необходимые характеристики.

Таблица 1 – Сравнение характеристик датчиков уровня раздела фаз

Датчик	КМ26	У-1500	АТ100
Диапазон измерения, м	До 10	До 15	До 22,3
Базовая погрешность	±0,01%	До ±20мм	±0,01%
Выходные сигналы	4-20мА	4-20мА, RS485	Modbus RTU, RS485
Температура рабочей среды, °С	-200..+537	0..+90	-196..427
Давление рабочей среды, МПа	До 310	До 1,6	До 207
Температура окружающей среды, °С	-50..+77	-50..+50	-50..+77

Для проектируемой схемы выбран датчик КМ26 (рисунок 3), так как он имеет наибольшие диапазоны температуры и давления рабочей среды, а также диапазон температуры окружающей среды. И при это небольшую погрешность. Выбранный уровнемер уступает остальным в диапазоне измерений, но этот показатель не повлияет на выбор, так как заявленного диапазона измерений будет достаточно для корректной работы установки.



Рисунок 3 – Уровнемер магнитный КМ26 с преобразователем АТ 200

Преобразователь АТ200 крепится к КМ26 сбоку. КМ26 может комплектоваться сигнализаторами уровня серии MS. Сигнализаторы располагаются снаружи выносной камеры и срабатывают под действием магнитного поля поплавка [6].

Особенности:

- измерения не зависят от изменений диэлектрической постоянной, плотности, температуры, давления пара, кипения и т.д.;
- преобразователь и индикатор не соприкасаются со средой;

- измерение одновременно двух уровней;
- высокая точность 0,01%;
- высокая температура до 537°C;
- высокое давление до 310 бар.

При выборе датчиков уровня было рассмотрено три варианта: ДУУ2М, ОВЕН ПДУ-И, ТИТАН-270У-02. Как видно из таблицы 2, все приборы имеют выходной сигнал 4-20 мА. Уровень нефти в ректификационной колонне достигает 700 мм, поэтому все выбранные приборы соответствуют данному требованию.

Таблица 2 – Сравнение характеристик датчиков уровня

Наименование датчика	ДУУ2М	ОВЕН ПДУ-И	ТИТАН-270У-02
Диапазон измерений, м	До 4	До 3	До 2
Допускаемая погрешность	±3мм	±0,1%	±0,15%
Выходные сигналы	4-20 мА, 0-20 мА	4-20мА	Modbus RTU, RS485, 4-20мА, HART
Температура окружающей среды, °С	-50..+75	-40..+85	-40..+85
Температура рабочей среды, °С	-55..+75	-60..+125	-30..+70

В результате сравнения выбранных уровнемеров был выбран ДУУ2М (рисунок 4), так как он обладает наибольшей точностью и соответствует заявленным параметрам системы.



Рисунок 4 – Уровнемер ДУУ2М

Принцип измерения основан на измерении времени распространения в стальной проволоке (по длине которой намотана катушка, создающая магнитное поле) короткого импульса упругой деформации. В месте расположения поплавка с постоянным магнитом, который скользит вдоль проволоки, в ней под действием магнитострикционного эффекта возникает импульс продольной деформации, распространяющийся по проволоке, и фиксируется пьезоэлементом. Датчики измеряют время, прошедшее с момента формирования импульса тока до момента приема сигнала от пьезоэлемента. Это позволяет вычислить расстояние до местоположения поплавка, определяемого положением уровня жидкости, при известной скорости звука [7].

Датчики состоят из:

- ЧЭ (чувствительный элемент);
- поплавка, скользящего вдоль продетого сквозь него ЧЭ;
- первичного преобразователя, включающего пьезоэлемент.

4.2 Выбор датчиков давления

При выборе датчиков давления было решено остановиться на датчиках избыточного давления. Выбор производился между следующими датчиками: Метран-150CG, Теплоприбор Crocus-L, ОВЕН ПД200-ДИ (таблица 3).

Выбор датчиков давления основывался на оценке следующих показателей:

- диапазон измерений;
- базовая погрешность;
- выходные сигналы;
- температура окружающей среды;
- температура рабочей среды;
- примерная стоимость датчика.

Таблица 3 – Сравнение характеристик датчиков избыточного давления

Датчик	Метран-150CG	Теплоприбор Crocus-L	ОВЕН ПД200-ДИ	ЭМИС-БАР 174
Диапазон измерения, МПа	0,2..10	0,04..40	0,004..6	0..40
Температура рабочей среды, °С	-40..149	-50..+85	-40..+100	-90..+400
Температура окружающей среды, °С	-55..+80	-45..+80	-40..+70	-60..+85
Выходные сигналы	4-20мА, HART	4-20мА, HART	4-20мА, HART	4-20мА, HART
Базовая приведенная погрешность, %	До ±0,075	До ±0,075	До ±0,075	±0,065
Цена	39000	30000	42000	40000

Учитывая, что все образцы удовлетворяют необходимому диапазону измерения, выбор производился на основании температур окружающей и рабочей сред. В качестве датчика избыточного давления был выбран датчик ЭМИС-БАР 174 (рисунок 5).



Рисунок 5 – Датчик давления ЭМИС-БАР 174

Принцип действия датчиков основан на измерении в измерении разности давлений между двумя полостями, которая считывается при механическом воздействии через значения напряжения мостовой схемы интегральных чувствительных элементов. Чувствительный элемент установлен на мембране в пластине из монокристаллического кремния. Изменение текущего давления рабочей среды приводит к изменению геометрических размеров, что изменяет электрическое сопротивление пьезорезисторов моста Уитстона, тем самым влияя на разность потенциалов. Измеренная величина преобразуется с помощью АЦП и ЦАП, модулируется, проходит через усилитель и фильтрацию [8].

4.3 Выбор датчиков расхода

Выбор датчиков расхода должен обеспечивать требуемые показатели, прибор должен обладать минимальным диапазоном измерения 0...600 м³/ч и минимальной точностью 1%. В таблице 6 приведены сравнительные характеристики расходомеров.

Таблица 4 – Сравнение характеристик расходомеров

Датчик	Rosemount 8732E	TRICOR TCM 0650	Метран-370
Диапазон измерения, м ³ /ч	До 600 (DN200)	До 1000 (DN200)	До 600 (DN200)
Базовая погрешность	До ±0,25%	До ±0,1%	До ±0,5%
Выходные сигналы	4-20мА, HART, Modbus, Ethernet, импульсный, дискретный	4-20 мА, HART, частотный 0,5...10000 Гц	4-20 мА, HART, частотно-импульсный 0-10000 Гц
Степень пылевлагозащиты	IP67	IP67	IP68
Температура окружающей среды	-34..+65	-40..+70	-40..+65

На основании сравнения характеристик выбранных расходомеров был выбран TRICOR TCM 0650 (рисунок 6), поскольку он обладает наилучшими параметрами точности и имеет наибольший диапазон измерения из сравниваемых расходомеров.



Рисунок 6 – Расходомер TRICOR TCM 0650

В основе принципа действия кориолисового расходомера лежит изменение фаз механических колебаний U-образных трубок, по которым движется среда. Трубка расположена внутри каждого расходомера такого типа. Вибратор заставляет колебаться трубку с помощью магнитов. Когда жидкость не протекает по трубке, она вибрирует равномерно. Колебание считывают два сенсора, установленные в начале и в конце трубки. При подаче жидкости через трубку, на первоначальные колебания накладывается дополнительное колебание, в результате инерции жидкости создается вибрация. Сдвиг фаз вибрации трубки на входе и выходе пропорционален величине массового расхода. Поток с определенной массой, движущийся через входные ветви расходомерных трубок, создает кориолисову силу, которая сопротивляется вибрации расходомерных трубок [9].

4.4 Выбор датчика температуры

Датчик температуры выбирался с учетом показателей: минимальным диапазоном измерения $-40...200\text{ }^{\circ}\text{C}$ и минимальной точностью 1%. В таблице 5 представлены характеристики сравниваемых приборов. Выбор осуществлялся среди следующих датчиков Rosemount 0065, ТХАУ Метран-271, KOBOLD TTL.

Таблица 5 – Сравнение датчиков температур

Датчик	Rosemount 0065	ТХАУ Метран-271	WIKA R10-F	KOBOLD TTL
Диапазон измерений	- 50...+450°C	-40...+600°C	-200...+600	-200...+600
Тип сенсора	Pt100	Pt100	Pt100	Pt100
Температура окружающей среды	-40...+85°C	-40...+65°C	-60...+80°C	-40...+80°C
Выходной сигнал постоянного тока	4-20 мА	4-20 мА	4-20 мА	4-20 мА
Погрешность измерений	±0,08°C	±0,5 %	±0,25 %	±1 %
Степень защиты	IP68	IP66	IP68	IP66



Рисунок 7 – TR10-F WIKA

Для предотвращения появления отложений парафинов, замерзания или образования гидратов должен быть установлен датчик температуры (ТТ 13-1) TR10-F (рисунок 7).

Принцип измерения основан на зависимости сопротивления металлической проволоки, либо пленки на диэлектрической подложке от температуры. Датчик может быть изготовлен в различных исполнениях:

- Измерительный элемент – Pt100, Pt1000;
- 2-проводный, 3-проводный, 4-проводный.

Pt100 – обозначение термометра сопротивления, где 100 – это 100 Ом при температуре 0°C, а Pt – изготовлен из платины.

4.5 Выбор датчика загазованности

Для того, чтобы обеспечивать требуемые показатели, прибор должен обладать минимальным диапазоном измерения 0...50% НКПР и минимальной точностью 1%. Рассмотрены характеристики приборов SYMN Seitron, SGYME0V4ND, Газотрон, Алмаз-Спектр. (таблица 6).

Таблица 6 – Сравнение сигнализаторов загазованности

Сигнализаторы загазованности	SGYME0V4ND	SYMN Seitron	Газотрон	Алмаз-Спектр
Порог срабатывания	0...50% НКПР	0...50% НКПР	0...10% НКПР	0...100% НКПР
Рабочая температура	- 10...+50°C	-10...+40°C	- 10...+40°C	- 60...+65°C
Выходной сигнал	4-20 мА	4-20 мА	4-20 мА	4-20 мА
Точность	±0,1 %	±0,5 %	±0,04 %	±0,075 %
Давление измеряемой среды	80...110 кПа	70...109 кПа	84...107 кПа	82...105 кПа
Степень защиты	IP65	IP54	IP65	IP65



Рисунок 8 – Сигнализатор загазованности SGYME0V4ND

Для контроля предельного и аварийного уровня загазованности был выбран сигнализатор SGYME0V4ND (рисунок 8). Внешний сенсор загазованности на природный газ SGYME0V4ND представляет собой сенсор по обнаружению природного газа с токовым выходным сигналом 4-20 мА. Прибор имеет прочный металлический корпус со степенью взрывозащиты EExd, в который встроены электрическая плата и чувствительный элемент, надежно защищенный фильтром, расположенным в нижней части корпуса. В сенсоре применяется чувствительный элемент каталитического принципа действия. При загазованности ниже НКПР чувствительный элемент такого типа обладает хорошей надежностью и стабильностью. Кроме того, он имеет низкую чувствительность к другим параметрам окружающей среды, таким как температура и влажность [10].

4.6 Выбор исполнительных механизмов

Исполнительные механизмы являются приводной частью регулирующего органа (клапан, задвижка, заслонка и т.п.) и предназначены для его перемещения. В проектируемой системе исполнительные устройства представлены запорно-регулирующей арматурой, поэтому в качестве ИМ были

выбраны шиберные задвижки с дистанционным (с помощью электропривода) и ручным управлением.

Шиберные задвижки (рисунок 9) отличаются малой строительной длиной, имеют простое устройство, что влечет за собой простоту установки, удобство эксплуатации и надежность. Кроме того, этот тип задвижек имеет такие преимущества как отсутствие застойных зон, способность к самоочистке, а также быстроедействие и герметичность.



Рисунок 9 – Задвижка шиберная с ручным приводом

Для управления задвижкой были рассмотрены варианты электроприводов: МэП-А, ЭВИМ К5-44 и РэмТЭК-02. После сравнительного анализа технических характеристик, исходя из оценки технических и экономических показателей, был выбран РэмТЭК-02 со встроенным частотным преобразователем, представляющий взрывозащищенный многооборотный, поворотный, линейный электропривод, управляющий трубопроводной арматурой с условным проходом до 200 мм.

Выбранный электропривод имеет функции управления трубопроводной арматурой через регулирование и отключение по крутящему моменту и положению таких параметров, как давление, расход, температура с помощью

встроенного ПИД-регулятора. Также может быть встроен с помощью встроенного модуля ввода/вывода для дистанционного управления. РэмТЭК-02 может выполнять самодиагностику предаварийных и аварийных событий и сохранение их с привязкой по времени для последующей передачи в БД и анализа [11].

Также был рассмотрен клапан запорно-регулирующий со встроенным электроприводом RV230 UV, показанный на рисунке 10.



Рисунок 10 – Двухходовой регулирующей клапан RV230

Данный регулирующий орган представляют собой односедельную арматуру, предназначенную для регулирования и запора потока среды. Регулирующие клапаны ряда RV230/UV предназначены для регулирования или закрытия расхода и давления жидкостей, газа и паров агрессивных и взрывоопасных сред [12].

4.7 Выбор контроллерного оборудования

При выборе контроллерного оборудования было рассмотрено несколько отечественных и зарубежных вариантов: DCS-2000, Schneider Electric TM171ODM22R, ПЛК210-05-CS.

Все варианты имеют схожие характеристики, но ввиду того, что ПЛК210-05-CS (рисунок 11) производства компании ОВЕН обеспечивает наиболее оптимальное решение задач автоматизации и является оборудованием от отечественного производителя, в данной работе будет использован данный контроллер. В таблице 7 приведены основные технические характеристики контроллера.

Таблица 7 – Технические характеристики ПЛК210-05-CS

Технический параметр	Значения
Объем оперативной памяти	256 Мбайт
Объем флеш-памяти	512 Мбайт
Дискретные входы/выходы	12/8
Аналоговые входы/выходы	8/4
Интерфейсы	RS 485, 4-20мА, Ethernet, Modbus RTU, Modbus ASCII, ОВЕН
Степень защиты корпуса	IP20



Рисунок 11 – ОВЕН ПЛК210-05-CS

ПЛК210-05-CS является моноблочным контроллером с расширенными коммуникационными возможностями и дополнительными функциями надежности. В рамках общего состава программного обеспечения контроллера можно разработать программу, на базе которой будет работать контроллер, связать с человеко-машинным интерфейсом связать ПЛК с другими устройствами для обмена информацией. Четыре порта Ethernet составляют основной коммуникационный интерфейс ПЛК210, три из которых объединены в управляемый коммутатор. Такой состав портов может использоваться для конфигурирования системы и использования контроллера в качестве шлюза между промышленной сетью и сетью предприятия [13].

4.8 Выбор проводки

Система включает в себя следующие приборы:

- датчик уровня раздела фаз КМ26;
- датчик уровня ДУУ2М;
- датчики расхода TRICOR TCM 0650;
- датчик давления Метран-150CG;
- датчик температуры TR10-F WIKA.

Данные приборы обеспечивают преобразование в унифицированный токовый сигнал 4-20 мА. Для передачи сигналов от перечисленных выше датчиков на щит контрольно-измерительных приборов и автоматики выбран кабель КВВГ (рисунок 12). Расшифровка:

К — контрольный кабель;

В — изоляция внутри выполнена из ПВХ;

В — внешняя также изготовлена из ПВХ материалов;

Г — указывает на то, что изделие гибкое.

Технические и эксплуатационные характеристики кабелей КВВГ представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристики кабеля КВВГ

Температура окружающей среды при эксплуатации	от +50°С до –50°С
Номинальная толщина изоляции жил	2,5 мм
Электрическое сопротивление изоляции жил КВВГ при температуре 20°С сечением: <ul style="list-style-type: none"> • 6 мм² • 2,5 – 4 мм² • 0,75 – 1,55 мм² 	<p>Не менее 6 Мом*км</p> <p>Не менее 9 Мом*км</p> <p>Не менее 10 Мом*км</p>
Срок службы <ul style="list-style-type: none"> • при прокладке в траншеях и на эстакадах • при прокладке в помещениях, каналах 	<p>15 лет</p> <p>25 лет</p>
Допустимая температура нагрева жил КВВГ при эксплуатации	+ 70 °С
Минимально допустимый радиус изгиба при прокладке (при t° не ниже 0°С): <ul style="list-style-type: none"> • с наружным диаметром до 10 мм включительно • с наружным диаметром свыше 10 мм до 25 мм включительно 	<p>3 диам. кабеля</p> <p>4 диам. кабеля</p>

Основные характеристики кабеля данного типа:

- температурный режим нормального функционирования от -50 до +70°С;
- максимально разрешенная температура эксплуатации 75 °С, при 80 и более КВВГ выходит из строя;
- разрешенное максимальное напряжение 630 В;
- влажность воздуха не должна быть выше 92%;
- разрешенная температура при прокладке кабеля от 0 до 15 °С;

- сопротивление изоляции от 5 до 9 МОм на километр. Чем провод толще, тем ниже показатель сопротивления;

- строительная длина 145 м;

- разрешенный радиус загиба 4 собственных диаметра.

Модификация выбранного кабеля: КВВГ нг 4х2,5: кабель выполнен из меди, нг – провод обладает низкой горючестью и не распространяет дальнейшее возгорание, 4 – количество жил, 2,5 – сечение жил.

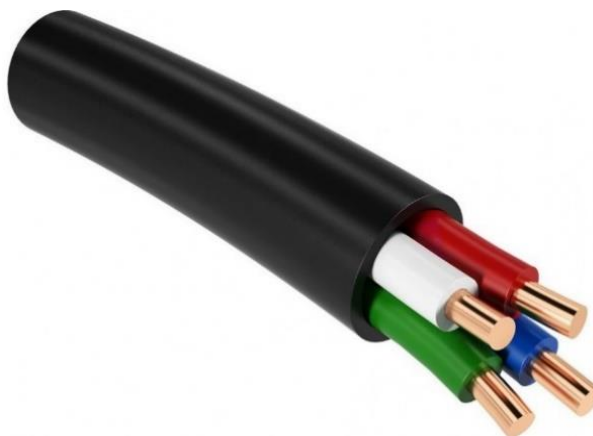


Рисунок 12 – Кабель КВВГ

Кабель КВВГ применяется для контрольных цепей, которые соединяют контрольное оборудование с приборами, размещаемыми на различных механизмах и рабочих платформах. Цепи управления, необходимы для того, чтобы удаленно включать разные приборы, управлять их работой, предостерегать от КЗ [14].

5 Объем автоматизации

Для определения объема автоматизации произведен анализ и построена функциональная схема автоматизации системы управления технологического процесса. Функциональная схема автоматизации (ФСА) представляет собой технический документ, определяющий структуру системы и уровень автоматизации, с помощью которого представляется система с объектом управления, приборами технологического процесса и их взаимосвязями [15].

На ФСА изображаются элементы автоматического контроля, сигнализации, регулирования и дистанционного управления, которые представляются в виде условных изображений и обозначений и объединяются линиями функциональных связей в целостную систему. Функциональная схема АСУ содержит упрощенное изображение автоматизации технологического процесса.

С учетом необходимого объема автоматизации и техническим заданием была разработана функциональная схема автоматизации, представленная в приложении Б, составленная по ГОСТ 21.208-2013 «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах» и «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов» [16].

На объекте измеряются следующие параметры: температура, давление, уровень, влагосодержание, плотность жидкости, содержание газа, расход. Предусмотрено дистанционное управление электроприводными задвижками. Все измеряемые параметры, а также положения задвижек отображаются на АРМ оператора.

Далее согласно ТО установлено, что каждый элемент контроля и управления должен иметь свой идентификатор (тэг). Для этого представлена структура кодировок элементов:

AAA_BBB_CCC,

где

1. AAA – параметр, состоящий из 3-х символов, принимающий значения:

DEN (Density) – плотность;

PRS (Pressure) – давление;

TMR (Temperature) – температура;

FLW (Flow) – расход;

HUM (Humidity) – влагосодержание;

LVL (Level) – уровень;

GAS – загазованность;

VAL (Valve) – клапан.

2. BBB – код технологического аппарата (или объекта), 3 символа:

GSU – газосепарационная ёмкость сепаратора;

MP1 – магистральный трубопровод;

PP1 – трубопровод после сепаратора;

CLL – общий коллектор;

BT1 – блок технологический.

3. CCC – уточнение:

RNG (Range) – в рамках рабочего диапазона;

HL (High level) – верхнее предельное значение;

LL (Low level) – нижнее предельное значение;

OPEN – открыто.

5.1 Разработка структурной схемы КФС

Проектирование автоматизированной системы выполнено по принципу четырехуровневой иерархии:

- Нижний уровень КИПиА и исполнительные органы АСУ ТП;
- Средний уровень. Устройства коммуникации ПЛК АСУ и локальной вычислительной сети;
- Уровень MES-системы. АРМ оператора, АРМ ст. мастера;
- Уровень логистического сбора и обработки информации. База данных MES.

Первый уровень системы – нижний или полевой. На данном уровне располагаются первичные средства измерения, местные показывающие приборы, исполнительные механизмы и устройства местного управления. Таким образом, размещенные на данном уровне средства КИПиА используются для контроля технологических параметров.

Средний уровень обеспечивает сбор и первичную обработку информации с устройств полевого уровня с помощью каналов связи, контроль установленных параметров, прием и передачу данных из нижнего или верхнего уровней.

На основе информации, поступившей на средний уровень, формируются команды управления (автоматически или оператором). В разрабатываемой системе средний уровень представлен шкафом управления, построенным на базе ПЛК.

На уровне MES системы происходит решения задач синхронизации, координации, анализа и оптимизации процесса. В составе включено АРМ, которое обеспечивает диспетчера необходимым объемом информации в удобном для восприятия виде и позволяет отправлять команды управления.

На уровне логистического сбора происходит накопление, обработка и структурирование информации с нижних уровней в виде формирования базы

данных. Также предусматривается индикация необходимых параметров, регистрация и хранение информации [17].

Структурная схема системы представлена на рисунке 13.

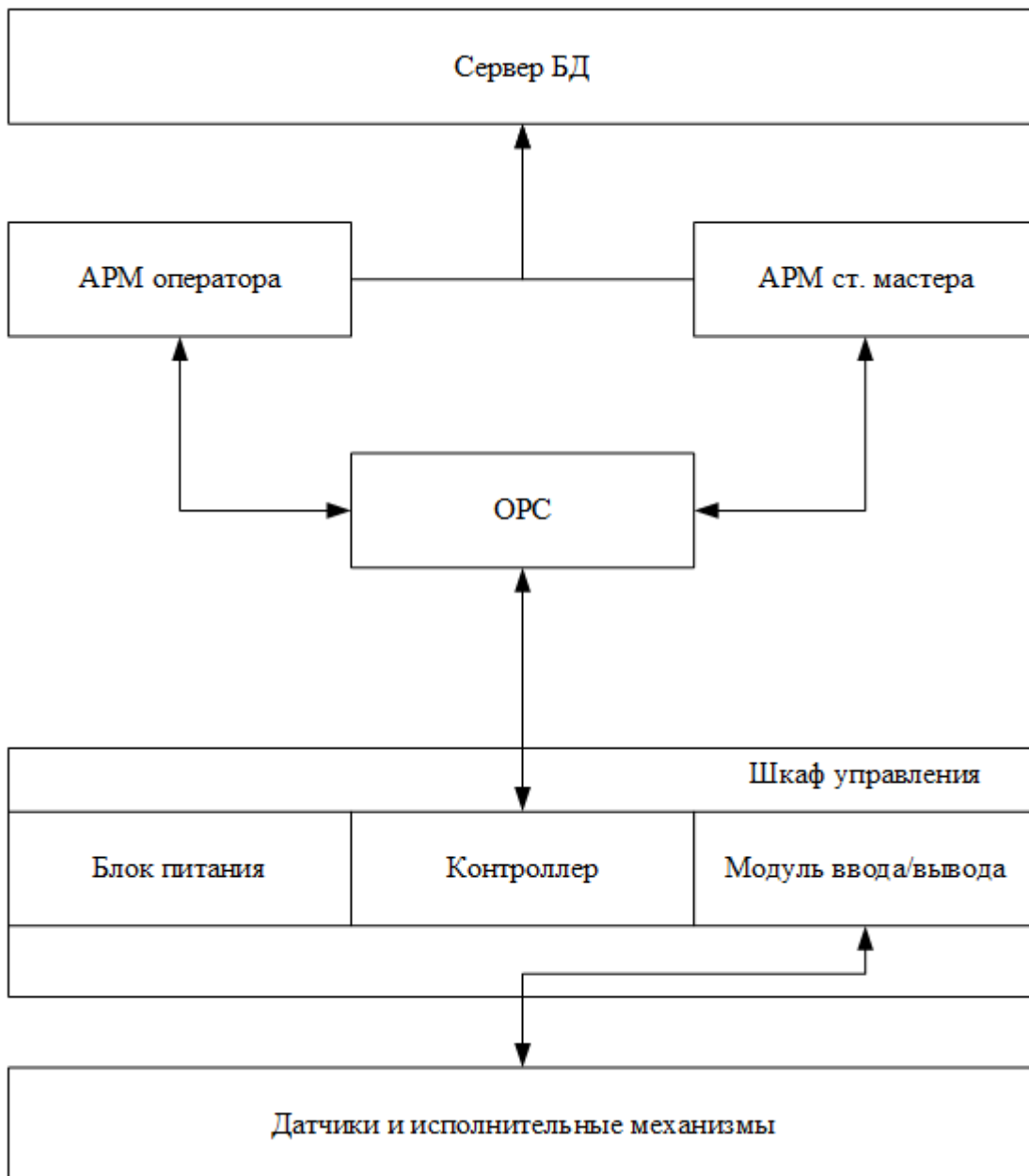


Рисунок 13 – Структурная схема КФС

5.2 Описание потоков событий в КФС

Старт событий в системе начинается с подачи материала из скважин. Для этого происходит запуск всех насосных агрегатов из каждой скважины. Переключатель устанавливается в выбранное положение, тем самым открывая доступ к заполнению сепаратора. Таким образом происходит заполнения бака сепаратора. Если уровень достигает заданного значения, переключатель устанавливается в нулевое положение, также как и задвижка на поступление в сепаратор. Все остальные материалы из скважин поступают в общий коллектор напрямую.

В состоянии сепарации все исполнительные механизмы отключены. Далее возможны переходы в сброс газа или сигнализацию. В время сепарации происходит отделение газа от нефти. Изначально задвижка для перехода газа в следующую стадию открыта. При достижении определенного уровня нефтью, задвижка закрывается. По достижении необходимого давления, нефть начинает поступать в сборный коллектор через расходомер. При достижении нижнего уровня, происходит переход к первому состоянию, где сепаратор снова заполняется материалом. Модель StateFlow сепаратора, собранная в ПО Matlab представлена на рисунке 14.

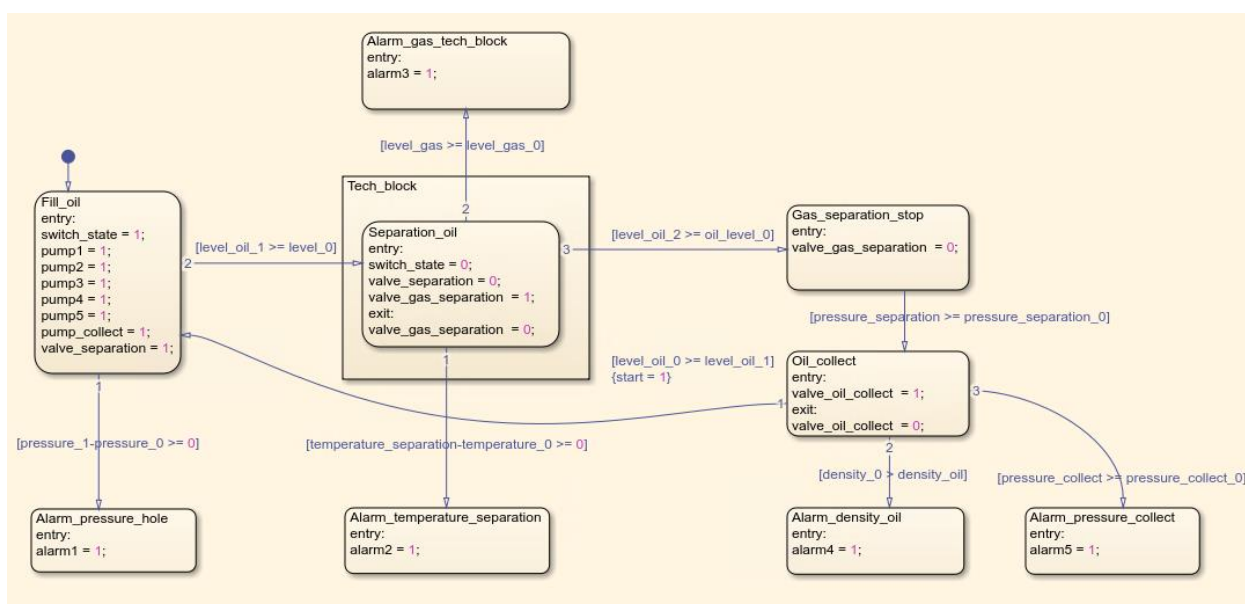


Рисунок 14 – Модель StateFlow

Из каждого состояния возможен переход в сигнализацию. Номер ошибки кодируется с помощью чисел. SCADA-система переводит номер ошибки в конкретное сообщение для оператора. События, которые могут быть определены для сигнализации о неисправности, приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Переходные процессы

Событие	Состояние	Способ идентификации
Превышение давления в магистральном трубопроводе	Подача материалов	Давление превышает заданное [pressure_1-pressure_0 >= 0]
Превышение температуры сепараторе	Сепарация	Температура внутри сепаратора превышает заданное [temperature_separation-temperature_0 >= 0]
Превышение уровня загазованности блока	Сепарация	Датчик загазованности определил превышение заданного значения [level_gas >= level_gas_0]
Отклонение плотности нефти	Перекачивание нефти	Плотность нефти не соответствует установленному диапазону [density_0 > density_oil]
Превышение давления в коллекторе	Перекачивание нефти	Давление превышает заданное [pressure_collect >= pressure_collect_0]

Управление системы с помощью цифрового двойника в виде модели StateFlow происходит поэтапно после определения реальных данных о системе. Изначально для построения цифрового двойника снимаются все переходные характеристики процесса, измеряется время отработки исполнительных механизмов и другие параметры. Далее строятся математическая модель, описывающая процесс, с помощью которых благодаря ранее перечисленным данным определяются недостающие характеристики, необходимые для создания цифрового двойника. Далее происходит полная инициализация параметров системы и построение цифрового двойника, отрабатывающего переход в те или иные состояния системы аналогично реальной системе с минимальной временной ошибкой.

6 Разработка алгоритмов работы сегментов системы

Были рассмотрены алгоритмы, описывающие логику работы программных блоков процесса. Разработка алгоритма позволяет:

- повысить уровень информативности персонала;
- увеличить скорость обработки и реагирования на изменения;
- повысить качество ведения технологического процесса и его безопасности.

Алгоритмы позволяют проверять значения параметров системы, обрабатывать входные сигналы и команды, поступающие с АРМ оператора, а также передавать управляющее воздействие на исполнительные устройства, выдавать сообщения оператору и регистрировать действия.

6.1 Алгоритм регулирования уровня нефти в сепараторе

Данный алгоритм предназначен для вывода нефти из сепаратора в зависимости от уровня нефтегазовой жидкости в НГС. Принцип работы заключается в следующем: фиксируются текущие значения уровня в блоке сепаратора, данные значения уровня в емкости трехфазного сепаратора сравниваются с уставкой и регулируется задвижка на выходе из трехфазного сепаратора. Если значение параметра не достигает заданного, установка продолжает работать в том же режиме. Пример алгоритма представлен на рисунке 15.

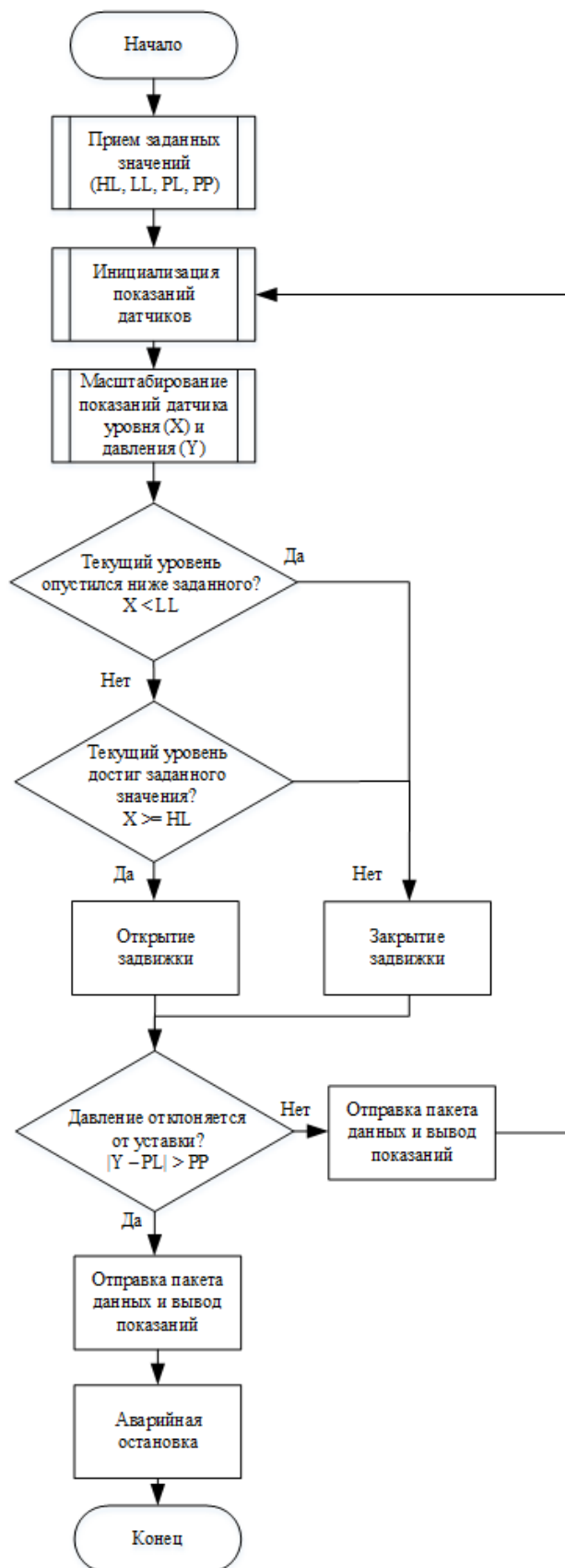


Рисунок 15 – Алгоритм регулирования уровня

6.2 Алгоритм регулирования загазованности помещения

В случае реализации алгоритма регулирования загазованности выбран участок куста, который располагается в помещении. Данный алгоритм позволяет обеспечить контроль воздушной среды в помещениях рабочей зоны, безаварийную работу оборудования и предотвратить нанесение вреда здоровью людей.

Оборудование устанавливается непосредственно в месте возможной утечки газа. В случае превышения концентрации газа до первого установленного значения соответствующий сигнализатор загазованности выдает световой и электрический сигнал в линию связи для отображения на АРМ.

Если концентрация газа продолжает возрастать, аналогично срабатывает сигнализация второго уровня порога и срабатывает звуковой сигнал. После чего запускается приточно-вытяжная вентиляция, чтобы снизить концентрацию газа в помещении. Кроме этого, при превышении второго уровня, клапан подачи газа закрывается. При этом система записывает все события, включая действия оператора, что позволяет в случае аварии или другой нештатной ситуации восстановить ход событий после исправления ситуации. Пример алгоритма представлен на рисунке 16.

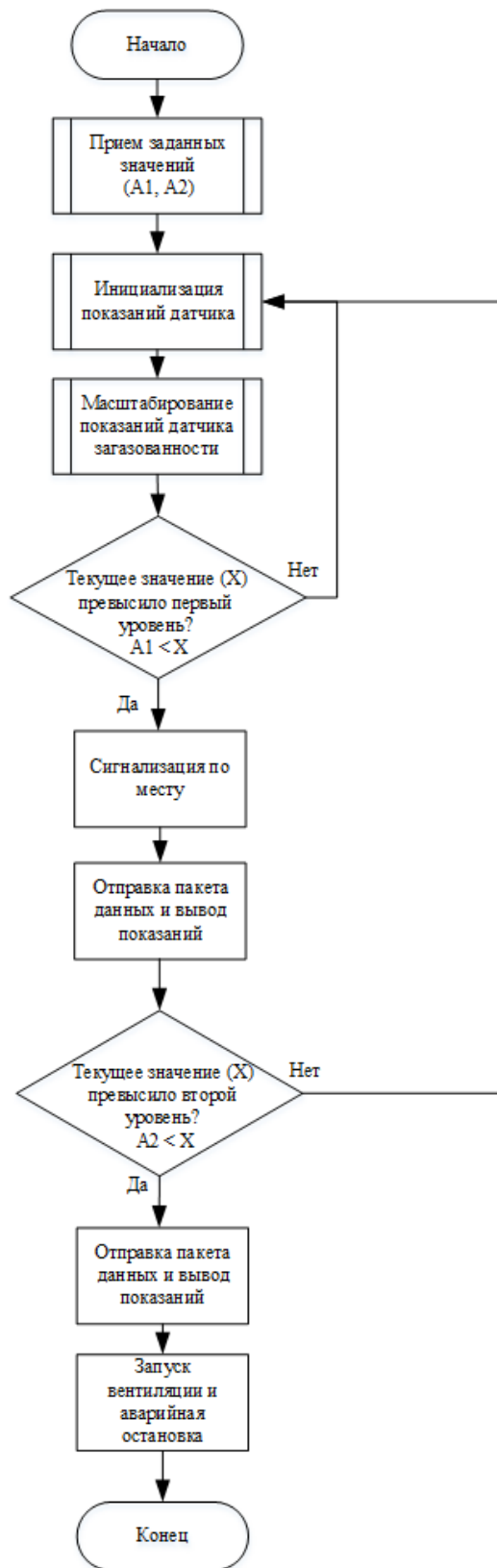


Рисунок 16 – Алгоритм регулирования загазованности

6.3 Алгоритм регулирования давления в общем коллекторе

В качестве следующего алгоритма регулирования выбран участок с коллектором, в котором будет регулироваться давление. Алгоритм включает в себя ПИД-регулирование, формирующее управляющее воздействие с целью повышения значений точности и качества переходного процесса при управлении параметром в контуре с обратной связью, обеспечивает незначительное время выхода на установленный режим и устойчивость к внешним возмущениям.

Процесс регулирования давления в общем коллекторе протекает последовательно. В ПИД-регулятор через сумматор поступает разница двух значений регулируемой величины: заданного и текущего. Внутри ПИД-регулятора происходит расчет каждой составляющей и формируется управляющий сигнал, подаваемый на вход исполнительного устройства, в данном случае регулирующего электропривода.

На рисунке 17 изображена операторно-структурная схема для автоматического регулирования давления нефти в общем коллекторе, где ПЧ – преобразователь частоты, АД – асинхронный двигатель (электропривод), Р – редуктор, ДД – датчик давления.

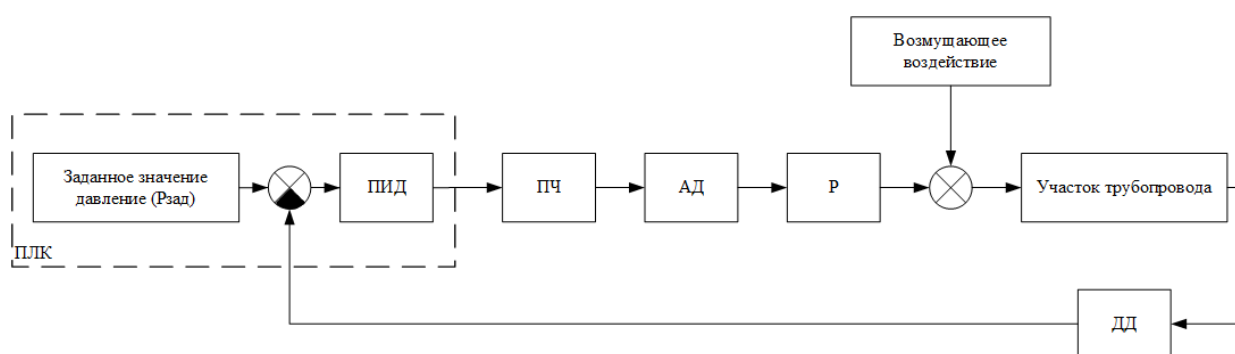


Рисунок 17 – Операторно-структурная схема алгоритма

6.4 Алгоритм регулирования расхода на выходе сепаратора

Для разработки контура управления выбран участок трубопровода после сепаратора между измерением расхода установленным датчиком и

регулирующим органом с применением алгоритма ПИД-регулирования. Длина участка определяется правилами установки чувствительных элементов и исполнительных устройств. Данный участок регулирования расхода представлен в виде апериодического звена первого порядка. Также в контуре имеется запаздывание, значение которого составляет несколько секунд.

Передаточная функция объемного расхода вещества равна:

$$W(p) = \frac{Q_k(p)}{Q(p)} = \frac{1}{Tp+1} e^{-\tau_0 p}, \quad (1)$$

где $Q_k(p)$ – объемный расход вещества у клапана;

$Q(p)$ – измеряемый объемный расход вещества на выходе расходомера;

τ_0 – значение запаздывания;

T – постоянная времени;

γ – удельный вес жидкости (800 кгс/м³ – для нефти).

Исходные данные для расчета параметров функции: L (длина участка трубопровода между точкой измерения и точкой регулирования) = 10 м, d (диаметр трубы) = 0,1 м, Δp (перепад давления на трубопроводе) = 1 Мпа = 101971 кгс/м³, $Q = 200$ м³/ч = 0,056 м³/с.

$$f = \frac{\pi r^2}{2} = \frac{\pi d^2}{8} = 3,14 * \frac{0,1^2}{8} = 0,0039 \text{ м}^2$$

где f – площадь сечения трубы.

$$T = \frac{2Lfc^2}{Q} = \frac{2Lf}{Q} * \frac{Q^2}{f^2} * \frac{\gamma}{2\Delta pfg} = \frac{LQ\gamma}{\Delta pfg} = \frac{10 * 0,0556 * 800}{101971 * 0,0039 * 9,8} = 0,113$$

$$\tau_0 = \frac{Lf}{Q} = \frac{10 * 0,0039}{0,0556} = 0,7$$

Следовательно, передаточная функция будет иметь вид:

$$W(p) = \frac{Q_k(p)}{Q(p)} = \frac{1}{0,213p+1} e^{-\tau_0 p},$$

Соответственно, отношение $W(p) := \frac{\tau_0}{T} = \frac{0,7}{0,113} = 6,25$.

Данный участок состоит из двух замкнутых контуров регулирования: внутреннего (электропривода) и внешнего (расхода) [18].

На рисунке 18 показана структурная схема системы автоматического регулирования расхода нефти на выходе из трехфазного сепаратора, где ПЧ – преобразователь частоты, ЭП – электропривод, ДР – датчик расхода.

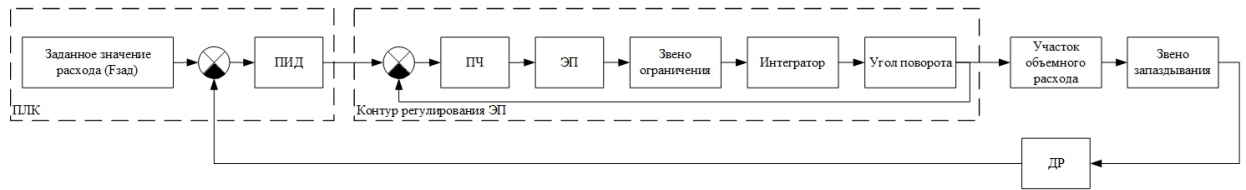


Рисунок 18 – Функциональная схема автоматической системы регулирования расхода нефти на выходе из трехфазного сепаратора

На основе функциональной схемы было произведено моделирование системы регулирования расхода нефти на выходе из трехфазного сепаратора при помощи системы математического моделирования Matlab Simulink. На рисунке 19 показан вид модели в пакете Simulink.

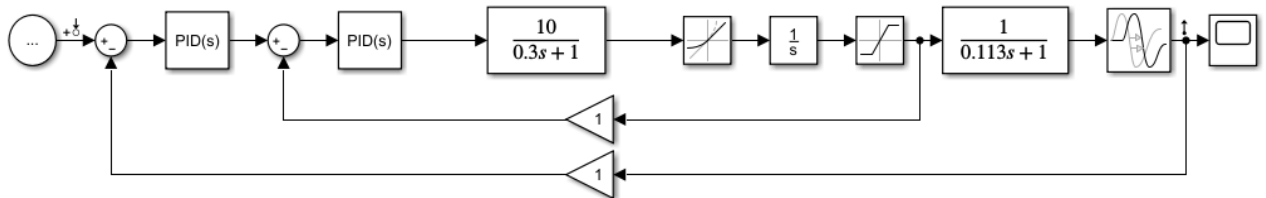


Рисунок 19 – Схема системы автоматического регулирования расхода нефти на выходе трехфазного сепаратора

После этого был построен график переходного процесса САР расхода нефти с использованием алгоритмов ПИД-регулирования (рисунок 20).

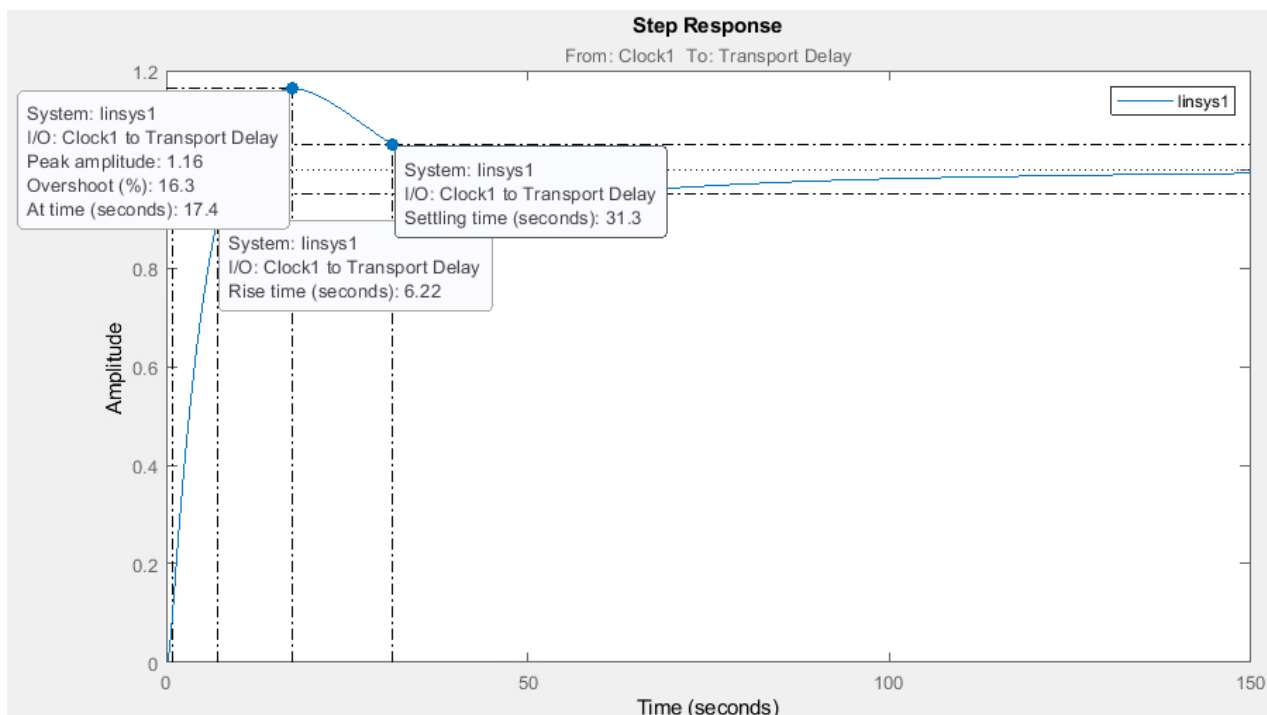


Рисунок 20 – Характеристики переходного процесса САР расхода нефти

Исходя из полученных результатов можно сделать вывод о том, что автоматической настройке ПИД-регулятора САР обладает оптимальными параметрами и отвечает заданным требованиям процесса регулирования расхода нефти.

6.5 Разработка визуализации технологического процесса

Телемеханика охватывает способы сбора, кодирования, передачи данных о состоянии объекта и технические средства, которые отвечают за это. По ГОСТ 26.005-82 данный термин содержит понятия, связанные с определенными функциями систем:

- телеизмерение (ТИ);
- телесигнализация (ТС);
- телеуправление (ТУ);
- телерегулирование (ТР).

Система ТИ применяются для передачи непрерывных контролируемых величин.

Система ТС используется для передачи дискретных сообщений о состоянии контролируемых объектов: включение или отключение оборудования, возникновении аварийного состояния, достижение граничных значений параметра и т.п.

Система ТУ служит для передачи дискретных и непрерывных команд управления объектом. Команды второго типа передаются без пауз, чтобы изменение регулируемого параметра проходило плавно. Системы ТУ, предназначенные для передачи команд регулирования, иногда выделяют в самостоятельную классификационную группу систем ТР.

В ряде случаев применяются комбинированные или комплексные системы телемеханики, одновременно выполняющие функции ТУ, ТС и ТИ, входящие в состав SCADA [19].

Система телемеханики, касающаяся процессов добычи и обработки нефтепродуктов, содержит совокупность элементов, таких как система информационного обеспечения диспетчера и удаленно расположенных контролируемых объектов, связанных по каналам связи телемеханическими протоколами, объединенных в распределенный комплекс.

SCADA – программный пакет, предназначенный для разработки или обеспечения работы в реальном времени систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации об объекте мониторинга или управления.

SCADA включает в себя различные программные блоки: модули доступа и управления, сигнализации, базы данных реального времени, базы данных и модули ввода-вывода и аварийных ситуаций [20]. Для модели контура была создана панель оператора, с помощью которой можно отслеживать состояние наблюдаемого параметра и другие значения. Она выполнена с помощью SimpleSCADA и представлена на рисунке 21. На панели управления и индикации можно наблюдать показания уровня жидкости в сепараторе. При достижении критически высоких и низких показаний уровня,

шкала меняет цвет на красный. То же происходит и с индикаторами загазованности в технологическом блоке. Также оператор может наблюдать состояние регулирующих задвижек. На панели индикации отображаются показания текущего расхода нефти в трубопроводе, давления в общем коллекторе, давления в магистрали трубопровода, идущего от скважины.

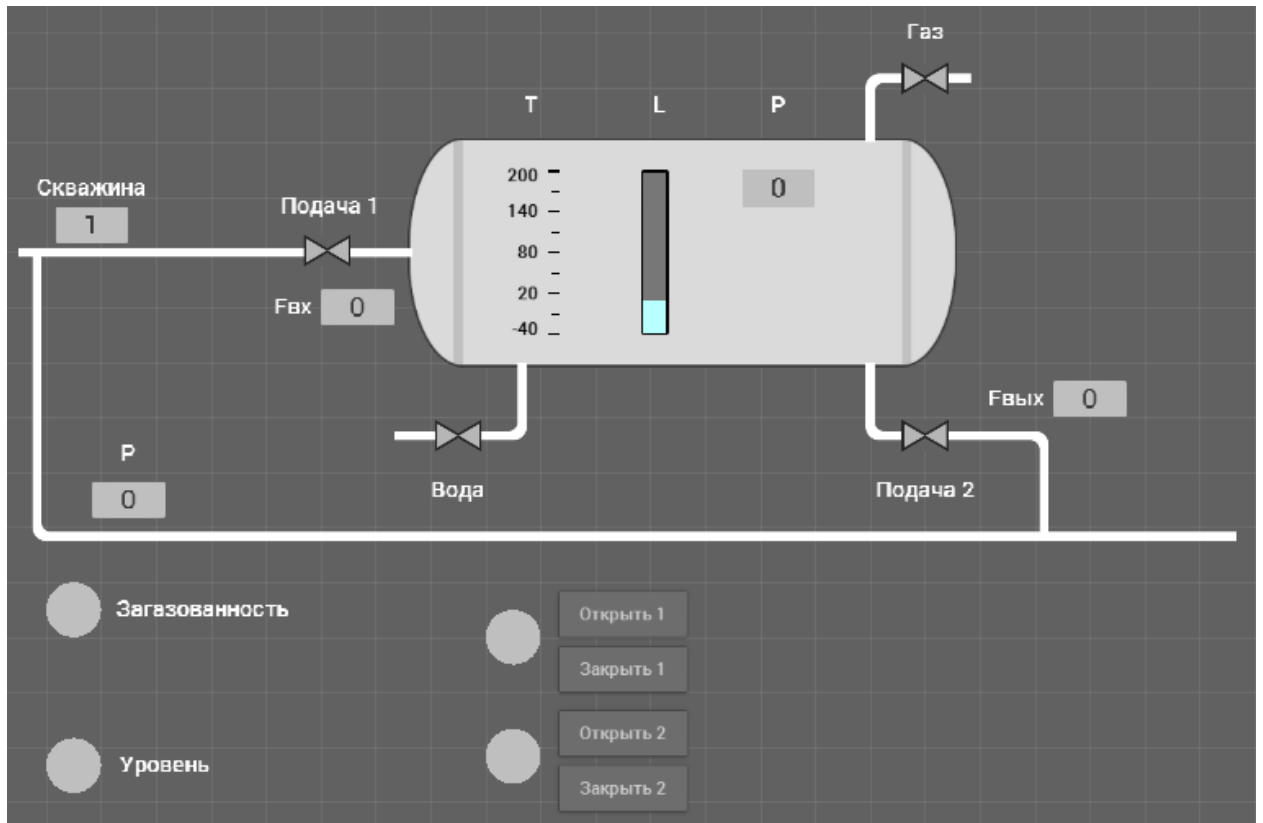


Рисунок 21 – Мнемосхема оператора (SCADA)

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

7.1 Предпроектный анализ

7.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования рассмотрен целевой рынок и проведено его сегментирование. Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга) [21].

Поскольку разрабатываемая система будет предназначена для коммерческих организаций, основные однородные группы компаний (Таблица 10). Анализ рынка выполнялся на основе компаний ПАО «Газпром нефть» (фирма А), АО «АтлантикТрансгазСистема» (фирма Б), ПАО НК «Роснефть» (фирма В).

Таблица 10 – Карта сегментирования

		Область применения		
		Нефтегазодобывающие компании	Компании нефтехимической промышленности	Компании нефтеперерабатывающей промышленности
Размер	Крупные	А	А	В
	Средние	А		В
	Мелкие		Б	Б

Согласно карте сегментирования, можно выбрать следующие сегменты рынка, в которых наиболее актуальна разработка системы управления

кустовой площадки добычи нефти: средние и крупные компании нефтегазодобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности.

7.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ позволяет провести оценку сравнительной эффективности разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Среди производителей рассматриваемой системы можно выделить следующие разработки: СТН-3000 производства АО «АтлантТрансгазСистема» (конкурент 1), Система кустовой телемеханики Верх-Тарского нефтяного месторождения (конкурент 2). Анализ приведен в таблице 11. Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей в сумме должны составлять 1.

Таблица 11 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Удобство в эксплуатации	0,10	4	4	4	0,4	0,4	0,4
Повышение эффективности	0,08	3	5	4	0,24	0,4	0,32
Степень автоматизации	0,10	3	5	4	0,3	0,5	0,4
Потребление ресурсов	0,08	4	3	4	0,32	0,24	0,32
Безопасность АСУ	0,12	4	5	5	0,48	0,6	0,6
Наличие необходимого функционала	0,10	4	4	3	0,4	0,4	0,3
Простота реализации	0,08	4	5	5	0,32	0,4	0,4

Продолжение таблицы 11 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность	0,08	3	5	3	0,24	0,4	0,24
Стоимость АСУ	0,14	5	3	4	0,7	0,42	0,56
Стоимость обслуживания	0,12	5	3	4	0,6	0,36	0,48
Итого:	1	40	42	40	4	4,12	4,02

Согласно критериям ресурсоэффективности слабыми сторонами разрабатываемой системы можно считать: степень автоматизации, повышение эффективности и простота реализации. В то же время, система конкурентоспособна по остальным техническим критериям. Из сильных сторон можно выделить функционал и затраты ресурсов.

Для оценки экономической эффективности были выбраны следующие экономические критерии: конкурентоспособность разработок и показатели стоимости за само оборудование и обслуживание. Результаты анализа выявили, что созданный продукт имеет наибольшую конкурентоспособность по стоимости в условиях существующего рынка по сравнению с конкурентами.

7.1.3 SWOT-анализ

Для исследования внутренней и внешней среды разрабатываемой системы был проведен SWOT-анализ. Итоговая матрица SWOT-анализа, полученная в результате реализации всех этапов исследования, приведена в таблице 12.

Таблица 12 – Матрица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Повышение производительности объекта исследования.</p> <p>С2. Простое внедрение.</p> <p>С3. Низкие затраты на оборудование и обслуживание.</p> <p>С4. Возможность исследования множества факторов производственного процесса.</p> <p>С5. Удобство управления системой.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Отсутствие практического опыта по внедрению систем на нефтяные месторождения.</p> <p>Сл2. Аварии и утечка жидкости, в которой содержится нефть.</p> <p>Сл3. Необходимость тестирования на реальном объекте.</p> <p>Сл4. Устаревшие технологии построения систем сбора и передачи информации.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Широкое развитие АСУ.</p> <p>В2. Появление новых, более совершенных технологий.</p> <p>В3. Выпуск специалистов в данной отрасли, ориентированных на решение инженерных, промышленных задач.</p> <p>В4. Модернизация действующей работы кустовых площадок.</p>	<p>Исследование от высококвалифицированных специалистов позволит ускорить развитие АСУ, а также способствовать появлению новых технологий в рамках данного направления, приведет к снижению стоимости готового продукта для потребителя и более надежной и экономически выгодной эксплуатации.</p>	<p>Тестирование АСУ в реальных условиях влечет риски сбоев работы установки, что может повлечь аварийные ситуации и серьезные финансовые потери.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Развитая конкуренция.</p> <p>У2. Невостребованность в системе из-за необходимости замены действующего оборудования.</p> <p>У3. Введение санкций на импортное оборудование.</p> <p>У4. Отсутствие спроса на разработку.</p>	<p>Возможные потребители имеют низкое желание внедрения новых технологий, однако экономичность проекта и научная новизна поможет решить данную проблему. Простота внедрения разработки способствует облегченному процессу замены оборудования на аналоги и образованию спроса на рынке.</p>	<p>Более опытные конкуренты на рынке смогут беспрепятственно внедрять собственные АСУ из-за кредита доверия. Из-за необходимости в замене оборудования на предложенное предприятия могут отказаться в использовании данной АСУ. В случае высокой обоснованности эффективности применения АСУ появится возможность получения финансирования от крупных компаний с последующим внедрением.</p>

В ходе анализа были определены сильные и слабые стороны разрабатываемой системы, это дает возможность подготовиться к вероятным угрозам и выделить свои конкурентные преимущества. Низкая стоимость, простота эксплуатации позволяют в полной мере использовать все возможности для развития проекта. Но слабые стороны и наличие угроз снижают конкурентоспособность продукта.

7.1.4 Оценка готовности разработки к коммерциализации

В ходе разработки системы важной частью данного раздела, является оценка степени готовности разработки к коммерциализации. Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. В таблице 13 приведены оценки степени готовности разработки к коммерциализации.

Таблица 13 – Оценка степени готовности разработки к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности разработки	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научнотехнический задел	4	3
2.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	3
3.	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	3
4.	Определена товарная форма научнотехнического задела для представления на рынок	4	3
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	5	5
6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	3
7.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	2

Продолжение таблицы 13 – Оценка степени готовности разработки к коммерциализации

8.	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	1	2
9.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	4
10.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	5	5
11.	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	1
12.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	2
13.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	3	3
14.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	2
15.	Проработан механизм реализации разработки	3	4
Итого баллов:		46/75	45/75

При проведении анализа по таблице, приведенной выше, по каждому показателю ставится оценка по пятибалльной шкале. Из полученных оценок степени готовности разработки к коммерциализации можно сделать вывод, что перспективность проекта к коммерциализации выше среднего. Для повышения перспективности проекта необходимо привлечь маркетологов, а также составить бизнес-план для коммерциализации научной разработки и определить пути продвижения на рынке.

7.1.5 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования

В данном проекте наиболее подходящим методом коммерциализации будет являться инжиниринг как вид коммерческих операций, который

предполагает предоставление на основе договора инжиниринга одной стороной, именуемой консультантом, другой стороне, именуемой заказчиком, комплекса или отдельных видов инженерно-технических услуг, связанных с проектированием, строительством и вводом объекта в эксплуатацию, с разработкой новых технологических процессов на предприятии заказчика, усовершенствованием имеющихся производственных процессов вплоть до внедрения изделия в производство и даже сбыта продукции. Кроме этого, возможна передача интеллектуальной собственности в уставной капитал предприятия при уникальности представленной разработке и спросе на документацию по ее внедрению.

7.2 Инициация проекта

Представим основные разделы Устава научного проекта магистерской работы.

1. Цели и результат проекта. В таблице 14 представлены заинтересованные стороны проекта.

2.

Таблица 14 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны	Ожидания заинтересованных сторон
Компании нефтегазовой промышленности.	Обеспечение процесса добычи и сепарации нефти в заданном качестве.
Предприятия, специализирующиеся на разработке АСУ ТП.	Создание автоматизированной системы, которую можно разворачивать на любом типе кустовой площадки под ключ.

Цели и результат проекта приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Цели и результат проекта

Цели проекта:	Разработка и исследование автоматизированной системы управления кустовой площадки добычи нефти.
Ожидаемый результат проекта:	<ol style="list-style-type: none"> 1) Сбор, передача и визуализация технологического процесса. 2) Реализация алгоритма управления с помощью ПИД-регуляторов. 3) Описание работы системы.

Продолжение таблицы 15 – Цели и результат проекта

Критерии приемки результата разработки:	Система должна включать в себя: 1) Алгоритм управления установкой. 2) Панель оператора.
Требования к результату разработки:	Требования:
	Контроль и регистрация параметров системы
	Достаточное количество информации на станции управления

3. Организационная структура проекта. В таблице 16 приведена рабочая группа проекта.

Таблица 16 – Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в разработке	Функции	Трудовые затраты, час.
1	Мамонова Татьяна Егоровна, доцент ОАР	Научный руководитель, координатор	Постановка технического задания, установка сроков выполнения работ, координация деятельности исполнителя	24
2	Ибраев Рамазан Бейбитович, ТПУ ОАР ИШИТР, магистрант гр. 8TM02	Исполнитель, исследователь	Выполнение поставленных задач, исследование, разработка системы	180
Итого:				204

7.3 Планирование управления научно-техническим проектом

7.3.1 Иерархическая структура работ

Иерархическая структура работ для данной разработки представляет собой детализацию укрупненной структуры работ, продемонстрированной на рисунке 22.

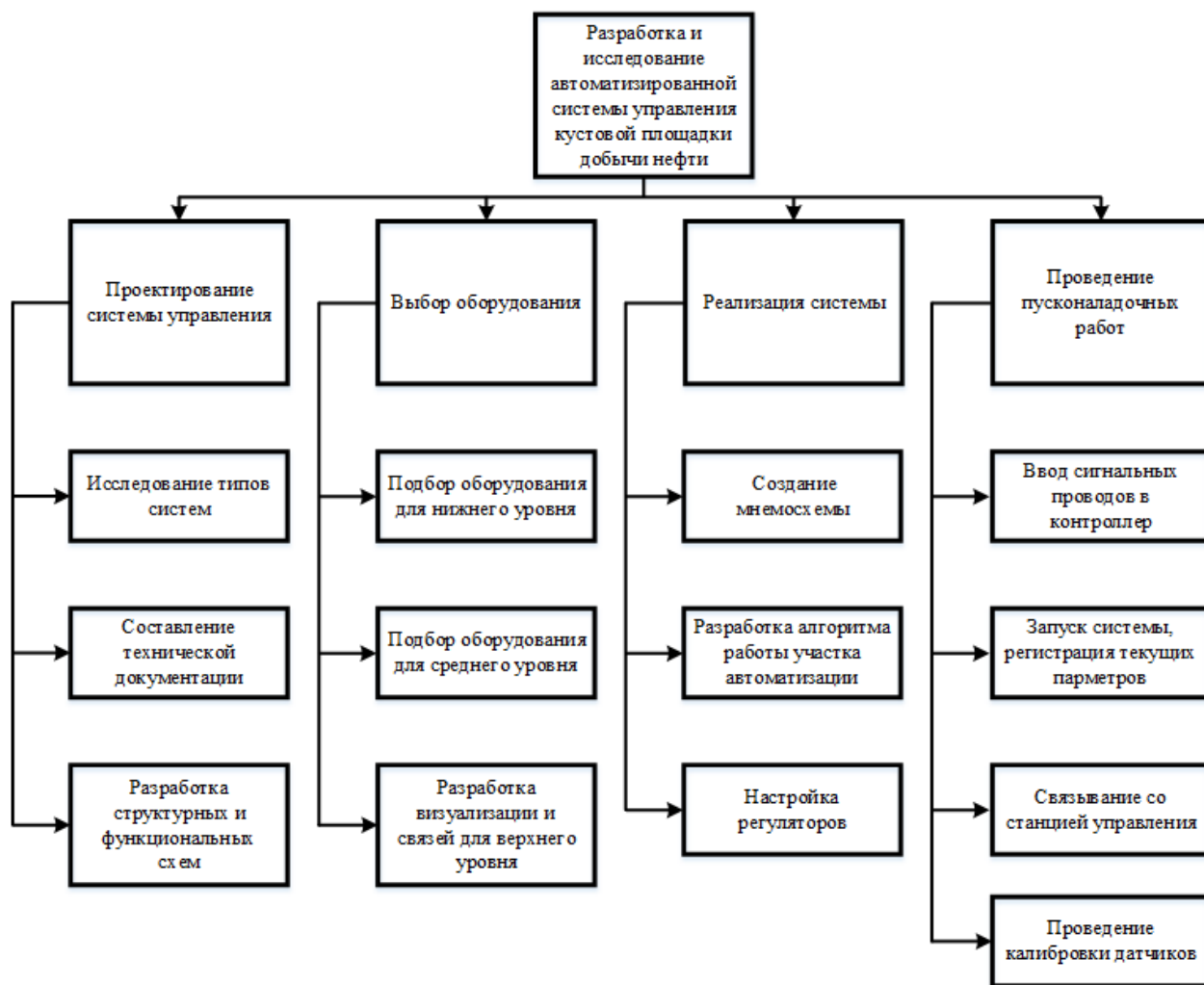


Рисунок 22 – Иерархическая структура работ по проведению разработки

7.3.2 План проекта

В рамках планирования научного проекта построим календарный и сетевой графики проекта. Для реализации проекта необходимы два исполнителя: научный руководитель (НР) и студент (С).

Линейный график представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Календарный план проекта

Код работы	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
1	Составление и утверждение технического задания	8	01.02.2022	08.02.2022	НР

Продолжение таблицы 17 – Календарный план проекта

2	Подбор и изучение материалов по теме	30	09.02.2022	09.03.2022	С
3	Изучение существующих систем	5	10.03.2022	15.03.2022	С
4	Календарное планирование работ по теме	15	16.03.2022	31.03.2022	НР С
5	Разработка концепции создания АСУ	15	01.04.2022	15.04.2022	С
6	Разработка структурной схемы	3	16.04.2022	19.04.2022	С
7	Подбор компонентов для реализации системы	10	20.04.2022	30.04.2022	С
8	Моделирование разработанной системы с помощью средств вычислительной техники	9	01.05.2022	10.05.2022	С
9	Анализ полученных данных	9	11.05.2022	20.05.2022	НР С
10	Составление отчета о проделанной работе	4	21.05.2022	25.05.2022	НР С
Итого:		108			

7.3.3 Определение трудоемкости выполнения работ

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

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается

экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется формула (2):

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

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

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

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

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями, продолжительность работ вычисляется по формуле (3):

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (3)$$

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

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

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

Представим ленточный график в форме диаграммы Ганта. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться формулой (4):

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (4)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -ой работы в календарных днях;

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

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

Коэффициент календарности определяется по формуле (5):

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48 \quad (5)$$

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

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

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

Полученные данные сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работы						Длительность работы в рабочих днях, T_{pi}		Длительность работы в календарных днях, T_{ki}	
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{\text{ож}}$, чел-дни		НР	С	НР	С
	НР	С	НР	С	НР	С				
Составление и утверждение технического задания	5		8		7		5,25		8	
Подбор и изучение материалов по теме		15		30		21		20		30
Изучение существующих систем		3		14		7		4		5
Календарное планирование работ по теме	7	7	21	21	7	7	11,4	11,4	15	15
Разработка концепции создания АСУ		10		20		15		11		15
Разработка структурной схемы		3		7		5		2		3
Подбор компонентов для реализации системы		5		14		7		8		10

Продолжение таблицы 18 – Временные показатели проведения
научного исследования

Моделирование разработанной системы с помощью средств вычислительной техники		7		14		10		3		9
Анализ полученных данных	7	7	11	11					9	9
Составление отчета о проделанной работе	4	7	4	7	5	5	3,8	3,8	4	4
Итого:							20,45	63,2	36	108

На основе полученной таблицы 18 строится календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ с разбивкой по месяцам и декадам. График работ приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Календарный план-график выполнения проекта

№ работ	Вид работ	Исполнители	T_{ki} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ																							
				Февраль						Март						Апрель						Май					
				1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
1	Составление и утверждение технического задания	НР	9	1	2																						
2	Подбор и изучение материалов по теме	С	24																								
3	Изучение существующих систем	С	30																								
4	Календарное планирование работ по теме	НР С	5																								
5	Разработка концепции создания АСУ	С	18																								
6	Разработка структурной схемы	С	47																								
7	Подбор компонентов для реализации системы	С	23																								
8	Моделирование разработанной системы с помощью средств вычислительной техники	С	18																								
9	Анализ полученных данных	НР С	11																								
10	Составление отчета о проделанной работе	НР С	30																								

 – научный руководитель  – студент

7.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Бюджет научного исследования должен в полной мере отражать все планируемые расходы на его выполнение. Бюджет формируется по следующим статьям: сырьё и материалы, специальное оборудование, основная заработная плата, дополнительная заработная плата, отчисления в социальные фонды, командировки, оплата работ сторонних организаций.

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле (6):

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расч\ i}, \quad (6)$$

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

$N_{расч\ i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования;

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов;

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Во время работы задействованы такие программные продукты как: Microsoft Office. Microsoft Office и Matlab предоставлены бесплатно студентам ТПУ. Таким образом рассматриваемые в этом подразделе материальные затраты сводятся к покупке канцелярских принадлежностей и оплате сервисов. Стоимость расходных материалов приведена в таблице 20.

Таблица 20 – Стоимость расходных материалов

Наименование	Стоимость за ед. руб.	Норма расхода	Цена, руб.
Электроэнергия, кВт/ч	3,8	65	247
Безлимитный интернет, мес ⁻¹	350	5	1750
Бумага, уп.	400	1	400
Ручка, шт.	50	2	100
Итого			2497

В таблице 21 сведены данные о материальных затратах на научное исследование.

Таблица 21 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (Зм), руб.
Ноутбук Dell Inspiron	Шт.	1	23 490	23490
Мышь Logitech	Шт.	1	5 900	5900
Лицензия программы Mathlab	Шт.	1	0	0
Итого				29390

Произведем расчет амортизационных отчислений. Первоначальная стоимость ноутбука магистранта, который используется для работы, составляет 23 490 рублей. Срок полезного использования данной машины – 3 года, из которых 10 месяцев машина использовалась для написания ВКР и разработки мнемосхем, а также написания алгоритма работы программы.

Норма амортизации рассчитывается по формуле (7):

$$A_n = \frac{1}{n} \cdot 100\% = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33.33 \%. \quad (7)$$

Годовые амортизационные отчисления на ноутбук вычисляются по формуле (8):

$$A_n = 23\,490 \cdot 0.33 = 7\,751 \text{ руб.} \quad (8)$$

Ежемесячные амортизационные отчисления рассчитываются по формуле (9):

$$A_n = \frac{7\,751}{12} = 646 \text{ руб.} \quad (9)$$

Таким образом затраты на амортизацию ноутбука составляют 7 751 руб.

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20–30 % от тарифа или оклада.

Заработную плату вычисляем по формуле (10):

$$Z_{3П} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (10)$$

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

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12 – 20% от основной).

Основная заработная плата руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия рассчитывается по формуле (21):

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (11)$$

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

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн.

Среднедневная зарплата рассчитывается по формуле (12):

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (12)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

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

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

Баланс рабочего времени приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Баланс рабочего времени

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

Месячный должностной оклад работника вычисляется по формуле (13):

$$Z_M = Z_{TC} \cdot (1 + k_{np} + k_d) \cdot k_p, \quad (13)$$

где Z_{TC} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

k_{np} – премиальный коэффициент, равный 0,3;

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно (0,2 – 0,5);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 для Томска.

Расчет основной платы представлен в таблице 23.

Таблица 23 – Результат расчета основной заработной платы

Исполнители	ЗП _б	K _р	K _д	K _{np}	ЗП _м	ЗП _{дн}	T _{ki}	ЗП _{осн}
Научный руководитель	37700	1,3	0,2	0,3	68614	3111,21	36	112003,56

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле (14):

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (14)$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (0,12 – 0,15).

Таким образом, дополнительная оплата будет равна:

$$Z_{доп \text{ НР}} = 0,12 \cdot 112003,56 = 13440,43 \text{ рублей.}$$

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из формулы (25):

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (25)$$

где $k_{внеб}$ - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Таким образом, величина фактически будет равна:

$$Z_{внеб} = 0,3 \cdot 125444 = 37633,2 \text{ рублей.}$$

Величина накладных расходов определяется по формуле (26):

$$C_{накл} = k_{накл} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (16)$$

где $k_{накл}$ – коэффициент накладных расходов, 16 %.

Таким образом, затраты будут равны:

$$Z_{накл} = 0,16 \cdot 125444 = 20071,04 \text{ рублей.}$$

Рассчитанные величины затрат научно-исследовательской работы являются основой для формирования бюджета затрат проекта. Результаты составления итогового бюджета НИИ разработки представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Бюджет затрат на разработку

Наименование статьи	Сумма, руб	Удельный вес, %
1. Материальные затраты НИИ	31887	14,4
2. Амортизационные затраты	7751	3,5
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	112003,56	50,27
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	13440,43	6,03
5. Отчисление во внебюджетные фонды	37633,2	16,8
6. Накладные расходы	20071,04	9
Итого	222786,23	100

Исходя из расчета бюджета затрат следует, что наибольшая его часть приходится на основную заработную плату исполнителей (50,27 %). Также необходимо отметить, что расходы на внебюджетные фонды (16,8 %) составляют немаловажную часть расходов. Затраты материалы, амортизацию и накладные расходы составляют небольшую долю (26,9 %). Это связано с отсутствием необходимости использования дорогостоящего оборудования и материалов.

Для сравнения предлагаются также два варианта исполнения работы разрабатываемой системы. Вариативность представлена в виде изменения материальных затрат. Изменения в материальных затратах для первого и второго исполнения отображены в таблице 25 и 26.

Таблица 25 – Материальные затраты для первого варианта исполнения

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (Зм), руб.
Мышь Logitech Lightsync	Шт.	1	2430	2430
Лицензия программы SimInTech	Шт.	1	0	0
Итоговая стоимость с учетом всех компонентов:				28417

Таблица 26 – Материальные затраты для второго варианта исполнения

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (Зм), руб.
Мышь Logitech Lightsync	Шт.	1	2430	2430
Лицензия программы LabView	Шт.	1	31780	31780
Итоговая стоимость с учетом всех компонентов:				60197

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

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального финансового показателя, определяемого по формуле (17):

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (17)$$

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

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

Φ_{max} зависит от сложности проекта, для которого разрабатывается АСУ.

Так как изменения во втором исполнении произведены только в материальной составляющей, максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта составит 251096,23 рублей.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп1}} = \frac{222786,23}{251096,23} = 0,887$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп1}} = \frac{219316,23}{251096,23} = 0,873$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп2}} = \frac{251096,23}{251096,23} = 1$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить, используя формулу (18):

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (18)$$

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

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

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

n – число параметров сравнения.

Сравнительный анализ приведен в таблице 27.

Таблица 27 – Сравнительная оценка вариантов исполнения

Критерии	Весовой коэффициент	Текущая разработка	Исп. 1	Исп. 2
Удобство в эксплуатации	0.2	5	5	4
Повышение эффективности	0.2	5	4	5
Степень автоматизации	0.1	5	3	4
Потребление ресурсов	0.1	4	5	5
Безопасность АСУ	0.1	4	4	5
Наличие необходимого функционала	0.2	5	3	4
Простота реализации	0.1	3	5	3
Итого	1	31	29	30

$$I_{p\text{-тек}} = 4,6, I_{p\text{-исп1}} = 4,1, I_{p\text{-исп2}} = 4,3.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и

интегрального финансового показателя по формуле (19):

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}^{исп.1}} \quad (19)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта (\mathcal{E}_{cp}) рассчитана по формуле (20):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (20)$$

Результаты расчета показателей сведены в таблицу 28.

Таблица 28 – Сравнительная эффективность разработок

Показатель	Текущая разработка	Исп. 1	Исп. 2
Интегральный финансовый показатель	0,887	0,873	1
Интегральный показатель ресурсоэффективности	4,6	4,1	4,3
Интегральный показатель эффективности	5,1	3,6	4,3
Сравнительная эффективность вариантов исполнения		1,8	1,2

7.6 Вывод по разделу

Итак, в данном разделе оценены экономические аспекты исследуемой системы управления кустовой площадки добычи нефти. Выявлены потенциальные потребители результатов исследования. К ним относятся нефтегазодобывающие компании, нефтехимические компании, компании нефтеперерабатывающей промышленности. Определены низко конкурентные ниши на рынке, ими являются: мелкие нефтегазодобывающие и нефтеперерабатывающие компании.

В ходе SWOT анализа были выявлены сильные и слабые стороны проекта, определены основные угрозы и возможности. Возможные пути снижения влияния выявленных угроз: экономичность проекта и научная новизна поможет решить проблему заинтересованности потенциальных потребителей, простота внедрения разработки способствует облегчённому процессу замены оборудования на аналоги и образованию спроса на рынке. После получения опыта и компетенций произойдет увеличение эффективности применения АСУ и появится возможность получения финансирования от крупных компаний с последующим внедрением.

Проведен анализ аналогичных технических решений. Разрабатываемая система автоматического управления в текущих условиях частично уступает конкурентам по основным параметрам, при этом выигрывает в цене и в качестве послепродажного обслуживания.

Проведена оценка готовности проекта к коммерциализации показала в результате которой было выяснено, что степень проработанности научного проекта средний. В качестве метода коммерциализации результатов научно-технического исследования был выбран инжиниринг. Оценена экономическая эффективность разработки показала следующее. По рассматриваемым критериям разрабатываемая система на данном этапе не уступает аналогам.

Сравнение значений интегральных показателей эффективности показало, что разрабатываемая система управления не уступает в показателях по ресурсоэффективности. Таким образом, основываясь на определении ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования, проведя необходимый сравнительный анализ, можно сделать вывод о корректном выборе исполнения разработки.

8 Социальная ответственность

Введение

Одним из важнейших условий эффективного производства является безопасность человека в процессе трудовой деятельности. В разделе рассматриваются правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, производится анализ опасных и вредных производственных факторов, оказывающих влияние на производственную деятельность обслуживающего персонала, а также поднят вопрос влияния объекта исследования на окружающую среду.

Областью применения в данной работе является кустовая площадка месторождения, представляющая территорию, на которой расположена специальная площадка, включающая в себя группы скважин, нефтегазодобывающее оборудование, бытовые и служебные помещения, а также прочие необходимые для эксплуатации сооружения. Благодаря автоматизации кустовой площадки, участок может функционировать полностью без участия человека. Все технологические параметры в реальном времени передаются на контроллер и транслируются в диспетчерском пункте с помощью передачи по каналам связи.

Объектом исследования и разработки является автоматизированная система управления кустовой площадки добычи нефти. В состав системы входят: датчики загазованности, температуры и давления, расходомеры, исполнительные механизмы (задвижки), резервуар (сепаратор), а также контроллер.

Потенциальными потребителями проектного решения являются предприятия, где производится добыча нефти и ее сепарация, а также непосредственно операторы и инженеры, которые обеспечивают контроль за работой системы [22].

Рабочая зона представляет собой комплекс производственных помещений, позволяющих производить подачу и сепарацию сырья, подачу

продукции, обмен информацией со станцией управления, контроль и управление процессом сепарации. Рабочая зона подразумевает наличие специального оборудования: скважина, сепаратор, четыре блока трубопровода, датчики, задвижки, пульт управления.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

Работники, которые участвуют в контроле и управлении автоматизированной системой кустовой площадки, находятся на станции управления. Для них должны выполняться действующие нормы и правила трудового законодательства. Учет времени, фактически отработанного каждым работником, обязан вести работодатель. Согласно «Трудовому кодексу Российской Федерации» от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 30.04.2021), рабочее время – время, в течение которого работник в соответствии с правилами внутреннего трудового распорядка и условиями трудового договора должен исполнять трудовые обязанности, а также иные периоды времени, которые в соответствии с настоящим Кодексом, другими федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации относятся к рабочему времени [23].

Продолжительность рабочего времени не может превышать 40 часов в неделю. Порядок исчисления нормы рабочего времени на определенные календарные периоды (месяц, квартал, год) в зависимости от установленной продолжительности рабочего времени в неделю определяется федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере труда (ч.3 от 22.07.2008 N 157-ФЗ) [24].

Продолжительность перерывов для отдыха и питания определяются правилами внутреннего трудового распорядка и иными локальными

нормативными актами работодателя. Указанные перерывы включаются в рабочее время. Во время этих перерывов работник не должен выполнять другую работу [25].

Организация выплачивает заработную плату работникам. Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере (ст. 147 ТК РФ). Для работников могут быть установлены районные коэффициенты, размер которых зависит от территории, на которой трудится такой работник (ч.5 ст.302 ТК РФ). Возможно удержание заработной платы, в случаях, предусмотренных ТК РФ ст. 137. В случае задержки заработной платы более чем на 15 дней работник имеет право приостановить работу, письменно уведомив работодателя. Законодательством РФ запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд [26].

8.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны

Контроль и управление разрабатываемой системой предполагает наличие оператора, который взаимодействует с ней через пульт управления в положении сидя.

Поэтому рабочее место должно быть организовано с учетом эргономических требований, согласно ГОСТ 12.2.032-78 [27]:

- конструкция, взаимное расположение элементов рабочего места (органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы;
- рабочее место должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труда;

- рабочее место должно обеспечивать выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;
- выполнение трудовых операций "часто" и "очень часто" должно быть обеспечено в пределах зоны легкой досягаемости и оптимальной зоны моторного поля;
- при проектировании оборудования и организации рабочего места следует учитывать антропометрические показатели женщин (если работают только женщины) и мужчин (если работают только мужчины); если оборудование обслуживают мужчины и женщины - общие средние показатели мужчин и женщин;
- организация рабочего места и конструкция оборудования должны обеспечивать прямое и свободное положение корпуса тела, работающего или наклон его вперед не более чем на 15°.

Работа оператора предполагает использование дисплея на рабочем месте. Согласно ГОСТ Р 50923-96, дисплей на рабочем месте оператора должен располагаться так, чтобы изображение в любой его части было различимо без необходимости поднять или опустить голову. Угол наблюдения экрана оператором относительно горизонтальной линии взгляда не должен превышать 60° [28].

8.2 Производственная безопасность

8.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

В процессе исследования были проанализированы вредные и опасные факторы, которые могут возникать при проведении разработки, эксплуатации и обслуживании автоматизированной системы кустовой площадки добычи нефти согласно ГОСТ 12.0.003-15 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [29].

Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды, которые могут оказывать влияние

при выполнении должностных обязанностей в зависимости от выполняемых работ на оператора кустовой площадки, представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1. Повышенный уровень шума	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [30]
2. Отклонение показателей микроклимата	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [31]
3. Электромагнитные излучения	ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот [32]
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	ГОСТ Р 55710-2013. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений [33] ГОСТ Р 54944-2012. Здания и сооружения. Методы измерения освещенности [34] СанПиН 2.2.2/2.4.1340—03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы [35]
5. Поражение электрическим током	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [36]
6. Опасные производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды	ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования [37]
7. Статические перегрузки, связанные с рабочей позой	ГОСТ Р ИСО 9241-5-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов [38]

8.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)

8.2.2.1 Превышение уровня шума

Важной характеристикой рабочего помещения является уровень шума. Шумом называют любой нежелательный звук или совокупность таких звуков. Он может взаимодействовать с другими факторами угрозы на производстве, увеличивая риск для работников. Кроме того, шум может быть фактором стресса и повысить систолическое кровяное давление. Дополнительно, он может способствовать несчастным случаям, маскируя предупреждающие сигналы и мешая сконцентрироваться.

Шум негативно влияет на здоровье работающих людей. Шум может привести к нарушениям слуха (в случае постоянного нахождения при шуме более 85 дБ). Вследствие длительного воздействия шума возможен ряд функциональных изменений со стороны различных внутренних органов и систем:

- ухудшается слух и зрение;
- развивается тугоухость;
- снижается работоспособность;
- ухудшается координация и внимание;
- возникают расстройства нервной системы.

Для помещения основными источниками шума могут являться:

- персональные компьютеры;
- система вентиляции;
- уличный шум;
- бытовые шумы.

Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности» в производственных помещениях при выполнении основных и вспомогательных работ уровни шума на рабочих местах не должны превышать предельно допустимых значений, установленных для данных

видов работ в соответствии с действующими санитарно-эпидемиологическими нормативами. Для выполняемых работ (легкая физическая нагрузка, напряженный труд 1 степени) уровень звука не должен превышать 60 дБ. Рассчитать уровень шума не представляется возможным, так как проблематично оценить звуковое давление, ко всему прочему шум в офисе носит переменный характер [30].

Для снижения уровня шума применяют следующие методы:

- уменьшение уровня звука в источнике;
- звукопоглощение (например, облицовка помещения);
- звукоизоляция (например, обшивка внутреннего помещения);
- рациональное расположение и применение оборудования;
- применение средств индивидуальной защиты (например, «беруши»).

При работе в условиях повышенного уровня шума работник обеспечивается средствами защиты (противошумные вкладыши, противошумные наушники и шлемы) в соответствии с действующими нормами.

Для снижения уровня шума, производимого оборудованием в помещении, рекомендуется регулярно проводить их техническое обслуживание: чистка от пыли, замена смазывающих веществ, а также использовать звукопоглощающие материалы.

8.2.2.2 Отклонение показателей микроклимата

Для создания благоприятных условий работы, соответствующих физиологическим потребностям человеческого организма, санитарные нормы устанавливают оптимальные и допустимые метеорологические условия в рабочей зоне помещения.

Микроклимат производственных помещений – метеорологические условия внутренней среды помещений, которые определяются действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности, скорости

движения воздуха и теплового излучения; комплекс физических факторов, оказывающих влияние на теплообмен человека с окружающей средой, на тепловое состояние человека и определяющих самочувствие, работоспособность, здоровье и производительность труда. К параметрам микроклимата относятся: температура воздуха, температура поверхностей, относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха.

Производственный микроклимат отражает состояние внутренней воздушной среды помещения рабочей зоны и температуры поверхностей, находящихся в помещении. В производственном помещении должны поддерживаться оптимальные параметры микроклимата, поддерживающие нормальное тепловое состояние организма и не вызывающие отклонений здоровья. В соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» были выделены следующие требования к воздушной среде [31]:

1. Для помещений, где основная работа выполняется за столом у компьютера с категорией работ 1а (работы, которые проводятся сидя и не требуют физического напряжения), необходимо исполнение оптимальных норм микроклимата. Для этого должны быть предусмотрены следующие средства: центральное отопление, вентиляция (искусственная и естественная), искусственное кондиционирование. В таблице 30 приведены оптимальные и допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений для оператора.

Таблица 30 – Оптимальные параметры воздуха в помещениях с ПЭВМ

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С не более	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха
Холодный	Легкая – 1а	(22 - 24)	(40 - 60)	0,1
Теплый	Легкая – 1а	(22 – 25)	(40 – 60)	0,1

2. Для поддержания нормальной влажности воздуха на рабочих местах с ПЭВМ необходимо применять увлажнители воздуха, ежедневно заправляемые прокипяченной питьевой или дистиллированной водой.

3. Перед началом помещения должны быть проветрены для улучшения состава воздуха, в том числе и аэроионный режим.

Профилактика перегрева организма работника с учетом регулирования микроклимата включает следующие мероприятия:

- нормирование верхней границы внешней термической нагрузки на допустимом уровне применительно к восьмичасовой рабочей смене;
- регламентация продолжительности воздействия нагревающей среды для поддержания среднесменного теплового состояния на оптимальном или допустимом уровне;
- использование специальных средств коллективной и индивидуальной защиты, уменьшающих поступление тепла извне к поверхности тела человека и обеспечивающих допустимый тепловой режим.

Защита от охлаждения осуществляется посредством:

- одежды, изготовленной в соответствии с требованиями государственных стандартов.
- использования локальных источников тепла, обеспечивающие сохранение должного уровня общего и локального теплообмена организма.
- регламентации продолжительности непрерывного пребывания на холоде и продолжительности пребывания в помещении с комфортными условиями.

8.2.2.3 Повышенный уровень электромагнитных излучений

Электромагнитное поле оказывает негативное воздействие на наиболее чувствительные системы организма человека: нервную, иммунную, эндокринную и половую. Источник возникновения фактора – дисплеи (мониторы). Они представляют собой источники наиболее вредных

излучений, неблагоприятно влияющих на здоровье человека. Воздействие фактора на организм человека – при длительном воздействии данного фактора возникают жалобы на слабость, раздражительность, быструю утомляемость и ослабление памяти. Контроль разрабатываемой системы проводится на современном компьютере, где значения электромагнитного излучения малы и отвечают требованиям, а также допустимым уровням электромагнитного поля, которые приведены в таблице 11 [32].

Таблица 11 – Допустимые уровни электромагнитного поля

Наименование параметров		ВДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	В диапазоне частот (0,005 – 2) кГц	25 В/м
	В диапазоне частот (2 – 400) кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	В диапазоне частот (0,005 – 2) кГц	250 нТл
	В диапазоне частот (2 – 400) кГц	25 нТл
Электростатический потенциал экрана видеомонитора		500 В

Средства защиты от электромагнитного излучения:

- рациональное размещение оборудования для обеспечения нормальной деятельности пользователя с учетом норм предельно допустимой напряженности электромагнитного поля (экран монитора должен находиться на расстоянии от 0,6 до 0,7 м, но не ближе, чем 0,5 м от глаз);
- использование средств, ограничивающих поступление электромагнитной энергии на рабочие места персонала (экраны-фильтры и защитные очки).

8.2.2.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение – неотъемлемый элемент условий трудовой деятельности человека. Недостаточная освещенность рабочей зоны оказывает негативное влияние на зрительную систему человека. Происходит снижение концентрации внимания, усталость центральной нервной системы, что приводит к снижению производительности труда.

Рабочая зона или рабочее место оператора, осуществляющего контроль и управление системой должно освещаться таким образом, чтобы можно было

отчетливо видеть процесс работы, не напрягая зрения, а также исключается прямое попадание лучей источника света в глаза. К средствам индивидуальной защиты глаз – защитные очки и щитки. Кроме того, уровень освещения на поверхности рабочего стола в зоне размещения документа должен быть в диапазоне от 300 до 500 лк. Уровень освещенности экрана не должен превышать 300 лк. Яркость осветительных приборов, находящихся в поле зрения, не должна превышать 200 кд/м². [33]

К средствам нормализации освещения относятся:

- источники света;
- осветительные (световые) приборы;
- световые приборы;
- светозащитные устройства;
- светофильтры.

Также необходимо произвести расчет параметров освещенности помещения. Согласно СП 52.13330.2016, общая освещенность рабочих поверхностей должна составлять 200 лк [34].

Выбор светильников и их размещения производится таким образом, чтобы освещение рабочего места разработчика соответствовало нормам. Размещение светильников на станции управления определяется исходя из размеров помещения:

- длина $A = 4$ м;
- ширина $B = 5$ м;
- высота $H = 2,5$ м;
- высота рабочей поверхности $h_{рп} = 0,8$ м.
- расстояние светильников от перекрытия составляет $h_c = 0,1$ м.

Требуется создать освещенность $E = 200$ лк. Для этого заранее определены и установлены следующие коэффициенты:

- коэффициент отражения стен с окнами, без штор $\rho_c = 50$ % и потолка $\rho_{п} = 70$ %;

- коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника, для помещений с малым выделением пыли равен $K_z = 1,5$;
- коэффициент неравномерности для люминесцентных ламп $Z = 1,1$.

Интегральный критерий оптимальности расположения светильников выражается величиной λ , которая для люминесцентных светильников лежит в диапазоне (1,1 – 1,3). Принимаем $\lambda = 1,3$.

Высоту светильника над рабочей поверхностью рассчитывается по формуле (21):

$$h = h_n - h_{pp}, \quad (21)$$

где h_n – высота светильника над полом, высота подвеса,
 h_p – высота рабочей поверхности над полом.

Высоту светильника над полом рассчитывается по формуле (22):

$$h_n = H - h_c = 2,5 - 0,1 = 2,4 \text{ м.} \quad (22)$$

Расчётная высота, высота светильника над рабочей поверхностью равна:

$$h = h_n - h_{pp} = 2,4 - 0,8 = 1,6 \text{ м.}$$

Расстояние между соседними светильниками рассчитывается по формуле (23):

$$L = h \cdot \lambda = 1,6 \cdot 1,3 = 2,08 \text{ м.} \quad (23)$$

По формуле (24) рассчитывается число рядов светильников в помещении:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{B - \frac{2 \cdot L}{3}}{L} + 1 = \frac{3,61}{2,08} = 2,73 \approx 3 \text{ ряда.} \quad (24)$$

Число светильников в ряду рассчитывается по формуле (25):

$$n_{\text{св}} = \frac{A - \frac{2 \cdot L}{3}}{l_{\text{св}} + 0,5} = \frac{4}{1,4} = 1,86 \approx 2 \text{ светильника.} \quad (25)$$

В результате общее число светильников составляет $N = 6$ штук.

По формуле (26) рассчитывается расстояние от крайних светильников или рядов до стены:

$$l = \frac{L}{3} = \frac{2,08}{3} = 0,7 \text{ м.} \quad (26)$$

Далее рассчитывается индекс помещения для определения использования светового потока по формуле (27):

$$i = \frac{S}{h \cdot (A + B)} = \frac{4 \cdot 5}{1,5 \cdot (4 + 5)} = 1,48. \quad (27)$$

С учетом коэффициента отражения потолка $\rho_{\text{п}} = 70 \%$ и коэффициент отражения стен $\rho_{\text{с}} = 50 \%$, коэффициент использования светового потока $\eta = 40 \%$. Для определения светового потока также необходимо есть следующие параметры:

- $E = 200$ лк – нормируемая минимальная освещённость;
- $K_3 = 1,5$ – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (источника света, светотехнической арматуры, стен и пр., т.е. отражающих поверхностей), наличие в атмосфере цеха дыма, пыли.

Соответствует помещению с малым выделением пыли;

- $Z = 1,1$ – коэффициент неравномерности освещения;
- $N = 6$ – число ламп в помещении.

Световой поток лампы по формуле (28) равен:

$$\Phi = \frac{E_H \cdot K_3 \cdot S \cdot Z}{N \cdot \eta} = \frac{200 \cdot 1,5 \cdot 4 \cdot 5 \cdot 1,1}{6 \cdot 0,4} = 2750 \text{ лм.} \quad (28)$$

Выбрана лампа ЛБ 40-2 (FL40W-32/635) с мощностью 40 Вт и световым потоком 2800 лм. Проведена проверка выполнения условий, воспользовавшись формулой (29):

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{лб}} - \Phi_{\text{п}}}{\Phi_{\text{лб}}} \cdot 100\% \leq +20\%, \quad (29)$$

$$\frac{\Phi_{\text{лб}} - \Phi_{\text{п}}}{\Phi_{\text{лб}}} \cdot 100\% = \frac{2800 - 2750}{2750} \cdot 100\% = 1,8 \%,$$

$$-10\% \leq 1,8 \% \leq +20\%.$$

Условие, представленное в формуле 29, выполняется, следовательно, необходимый световой поток светильника не выходит за пределы требуемого диапазона. Номинальная мощность системы освещения составляет 240 Вт.

8.2.2.5 Поражение электрическим током

В соответствии с п.1.1.13 главы 1.1 раздела 1 Правил устройства электроустановок (ПУЭ) по опасности электропоражения помещение, в котором проводятся работы, относится к помещениям без повышенной опасности. Это обусловлено отсутствием высокой влажности, высокой температуры, токопроводящей пыли и возможности одновременного соприкосновения с заземленными предметами и металлическими корпусами оборудования.

При правильном использовании оборудования и соблюдении техники безопасности опасность поражения током маловероятна. Однако, возможны аварийные режимы работы, когда происходит случайное электрическое соединение частей оборудования, находящегося под напряжением с заземленными конструкциями [37]. В ходе эксплуатации установки присутствует опасность поражения электрическим током.

Инструктаж по технике безопасности является обязательным условием для допуска к работе в данном помещении. Кроме того, мероприятия по устранению опасности поражения электрическим током сводятся к правильному размещению оборудования и применению технических средств защиты. В соответствии с главой 1.7 ПУЭ к основным техническим средствам защиты от поражения электрическим током относятся:

- основная изоляция токоведущих частей;
- защитное заземление или зануление;
- автоматическое отключение питания;
- защитное электрическое разделение цепей;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- безопасное расположение токоведущих частей.

8.2.2.6 Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды

Помещения, в зависимости от характеристики используемых в производстве веществ и их количества, по пожарной и взрывной опасности подразделяются на категории А, Б, В, Г, Д [35].

Помещение со станцией управления автоматизированной системой относится к категории «Д» по степени пожарной опасности, так как в нем отсутствует обработка пожароопасных веществ, отсутствуют источники открытого огня. При неправильной эксплуатации оборудования и коротком замыкании электрической сети может произойти возгорание, которое грозит уничтожением техники, документов и другого имеющегося оборудования.

Необходимо предусмотреть ряд профилактических мероприятий технического, эксплуатационного, организационного плана.

Организационные мероприятия предусматривают:

- противопожарный инструктаж обслуживающего персонала;
- обучение персонала правилам техники безопасности;
- издание инструкций, плакатов, планов эвакуации.

Эксплуатационные мероприятия:

- соблюдение эксплуатационных норм оборудования;
- обеспечение свободного подхода к оборудованию;
- содержание в исправности изоляции токоведущих проводников.

Технические мероприятия:

- установка датчиков пожарной сигнализации;
- наличие системы оповещения персонала при аварийной ситуации.

8.3 Экологическая безопасность

В процессе эксплуатации блока сепарации, расположенного на кустовой площадке, возникают источники негативного химического воздействия на окружающую среду, в частности поступление в атмосферу или образование в ней метана в концентрациях, превышающих допустимые государством экологические нормативы качества окружающего воздуха. Метан относится к веществам 4-го класса опасности. Предельно допустимая концентрация в воздухе рабочей зоны составляет 300 мг/м [41]. Для предотвращения этого используется «Методика по нормированию и определению выбросов вредных веществ в атмосферу», по которой проводится инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, разработка норм предельно допустимых выбросов (ПДВ) вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, планирование работ по снижению выбросов, проведение контроля за выбросами загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

Объект исследования оказывает воздействие на гидросферу в виде выброса сточных вод. Все выбросы в канализацию также необходимо подвергать обезвреживанию и очистке. Для этих целей все сливы собираются в отдельную для каждого вида тару, затем подвергаются нейтрализации и только после этого они могут быть слиты в канализацию с их предварительным разбавлением водопроводной водой. Отработанные сливы собираются в специальную герметически закрытую тару, которую по мере заполнения отправляют на обезвреживание и утилизацию.

Защита окружающей среды должна быть обеспечена мерами, направленными против загрязнения селитебной зоны отходами и сырьем, возникающим в аварийных ситуациях. Одним из способов снижения экологического ущерба при эксплуатации куста добычи нефти может служить своевременный ремонт в герметизированном варианте. Технологические ремонтные операции можно производить по замкнутой схеме с

использованием земляных амбаров, изолированных полиэтиленовой оболочкой, быстросъемных трубных соединений, которые предотвращают попадание технологических жидкостей, а также циркуляционных систем. В ходе разработки технологии скважинной утилизации отходов процесс добычи нефти выделен ряд реагентов, отходы которых возможно утилизировать несколькими способами. Основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- исключение случаев выбросов газа и разливов нефти путем своевременного осуществления сброса нефти и газа в аварийные емкости;
- оперативный сбор разлитой нефти;
- категорический запрет утилизации разлившейся нефти путем ее выжигания;
- постоянное внедрение технологий и оборудования, ведущих к снижению норм ПДВ;
- охрана водных объектов от попадания нефтепродуктов и химических реагентов;
- проведение мероприятий по рекультивации земель в случае их загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами согласно утвержденным методам.

Воздействие на литосферу в виде отходов, возникающих при замене устаревшего или неисправного оборудования (печатные платы, компьютеры, датчики), также может присутствовать. Если используемое оборудование по каким-либо причинам выйдет из строя, и не подлежит ремонту, то его необходимо утилизировать. Пластмассовые, железные детали, можно пустить на переработку. Для сохранения окружающей среды необходимо обратиться в утилизирующие компании. Утилизация печатных плат – дорогостоящая технологичная процедура. Сложность утилизации печатных плат состоит в том, что их состав включает множество компонентов разных свойств, например, по плотности и электропроводности [42]. Для эффективного

разделения на части используют механическую утилизацию, которая снижает затраты на труд и включает этапы:

- измельчение ножами в контейнере;
- извлечение черных металлов с помощью сильных магнитов;
- передача плат в шаровую мельницу для получения порошка;
- рециркуляция с помощью электростатики;
- повторное измельчение;
- пиролитическая переработка бесполезных компонентов.

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наиболее типичной ЧС при разработке и эксплуатации проектируемой системы является пожар. Он может возникнуть вследствие причин электрического и неэлектрического характеров. К причинам электрического характера можно отнести короткое замыкание, искрение, статическое электричество. К причинам неэлектрического характера относится неосторожное обращение с огнём, курение, оставление без присмотра нагревательных приборов.

8.4.1 Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС

По пожарной и взрывопожарной опасности, согласно Федеральному закону «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», помещения производственного и складского назначения, независимо от их функционального назначения, подразделяют на следующие категории:

- повышенная взрывопожароопасность (А);
- взрывопожароопасность (Б);
- пожароопасность (В1-В4);
- умеренная пожароопасность (Г);
- пониженная пожароопасность (Д).

На кустовой площадке присутствует сепаратор. В процессе сепарирования выделяются нефтепродукты, газ, присутствуют остатки масел, конденсата. Поэтому есть вероятность возникновения взрывоопасной ситуации. Согласно «ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ Пожарная безопасность. Общие требования» данный объект относится к классу взрывопожароопасности категории «Б», которая представляет взрывопожароопасность.

К противопожарным мероприятиям в помещении относят следующие мероприятия:

- помещение должно быть оборудовано: средствами тушения пожара, средствами связи, должна быть исправна электрическая проводка осветительных приборов и электрооборудования;
- каждый сотрудник должен знать место нахождения средств пожаротушения и средств связи, а также помнить номера телефонов для сообщения о пожаре и уметь пользоваться средствами пожаротушения.

Для предотвращения возникновения пожара необходимо проводить следующие профилактические работы, направленные на устранение возможных источников возникновения пожара:

- периодическая проверка проводки;
- отключение оборудования при покидании рабочего места;
- выбор качественного электрооборудования и правильных способов его монтажа с учетом пожароопасности территории;
- систематический надзор за выполнением правил технической эксплуатации электрических устройств;
- проверка наличия и исправности первичных средств пожаротушения;
- проведение учебных тревог и эвакуаций персонала организации;
- прохождение противопожарного инструктажа.

8.4.2 Разработка действий в случае возникновения ЧС

В первую очередь при появлении угрозы возникновения аварийной ситуации на экран оператора поступает соответствующая информация об угрозе, загорается цветовая индикация в месте аварии. Перекрывается доступ подачи углеводородов в емкость сепарирования. При экстренной необходимости происходит сброс нефтепродукта в специальную сливную яму для опустошения емкости.

Каждый работник, обнаруживший пожар или его признаки (задымление, запах горения или тления различных материалов, повышение температуры и т.п.) обязан:

1. немедленно сообщить об этом по телефону в пожарную часть (при этом необходимо четко назвать адрес учреждения, место возникновения пожара, а также сообщить свою должность, фамилию и номер своего телефона);
2. задействовать систему оповещения людей о пожаре, приступить самому и привлечь других лиц к эвакуации детей из здания в безопасное место согласно плану эвакуации;
3. известить о пожаре руководителя образовательного учреждения или заменяющего его работника;
4. организовать встречу пожарных подразделений, принять меры по тушению пожара имеющимися в учреждении средствами пожаротушения.

8.5 Вывод по разделу

В ходе работы проанализировано влияние разработанной системы на человека. Доказано, что система упрощает производственную деятельность, но при этом необходимо соблюдать меры безопасности при эксплуатации и обслуживании оборудования. Таким образом, были рассмотрены специальные правовые нормы трудового законодательства и особенности трудового законодательства применительно к условиям проекта. Основная работа

выполняется за столом у компьютера с категорией работ 1а: работы, которые проводятся сидя и не требуют физического напряжения.

Также проанализированы основные вредные и опасные факторы, которые могут возникать в процессе эксплуатации системы, а именно: повышенный уровень шума на рабочем месте, отклонение показателей микроклимата, недостаточная освещенность рабочей зоны, риск поражения током, которой может произойти через тело человека, движущие механизмы. Были описаны мероприятия по снижению уровней воздействия данных факторов. Также был произведен расчет освещенности помещения. Помещение со станцией управления автоматизированной системой относится к категории «Д» по степени пожарной опасности, так как в нем отсутствует обработка пожароопасных веществ, отсутствуют источники открытого огня.

С точки зрения экологической безопасности было выявлено, что есть объект системы (сепаратор), а также аварийные ситуации, связанные с выбросом нефти, которые могут представить угрозу для окружающей среды. Были описаны меры во избежание данной угрозы. В общем случае, куст скважин относится к объектам, оказывающих значительное негативное воздействие на окружающую среду и относящихся к областям применения наилучших доступных технологий, I категории, однако участок автоматизации относится к объектам II категории с умеренным воздействием на окружающую среду.

Произведен анализ возможных чрезвычайных ситуаций, возникновение которых возможно при разработке или эксплуатации проектируемого решения. Были разработаны превентивные меры по предупреждению возникновения чрезвычайных ситуаций, а также разработан порядок действий при возникновении чрезвычайных ситуаций. Объект исследования и управления относится к классу взрывопожароопасности категории «Б», которая представляет взрывопожароопасность.

Заключение

В ходе выполнения преддипломной практики было проведено исследование предметной области, а именно решения по автоматизации объектов в нефтегазовой промышленности. Кроме этого, был рассмотрен подход к разработке с использованием киберфизических систем.

Также разработана проектная документация для создания АСУ. Были разработаны техническое задание, структурная схема и функциональные схемы автоматизации, составленные по ГОСТ 21.208-2013. Разработанные схемы описывают состав, типы, расположение и количество оборудования, необходимого для реализации данной системы, а также средства и методы передачи информации.

Были созданы алгоритмы регулировки подачи нефтегазовой смеси, регулирования давления и расхода нефти на выходе. Для понимания порядка сбора и хранения информации была разработана схема информационных потоков.

Таким образом, разработанная система удовлетворяет требованиям, предъявляемым к системам автоматизации. Кроме этого, система гибка, что позволяет модернизировать ее в соответствии с поступающими задачами в процессе эксплуатации. Также, SCADA-пакет, позволяющий управлять параметрами системы, упрощает работу и эксплуатацию системы, а также сократить расходы на обучение персонала.

Список литературы

1. Об утверждении документации по планировке территории, на которой размещается кустовая площадка. [Электронный ресурс]. URL: https://puradm.ru/deyatelnost/gradostroitel'naya-deyatelnost/dokumentatsiya-po-planirovke-territorii/reshenie-ob-utverzhdanii-ppt-i-pm/2021/Приказ_№_48-ДПТ_от_04.03.2021.pdf. (дата обращения 05.02.2022);
2. ГОСТ Р МЭК 61131-3-2016 Контроллеры программируемые. Часть 3. Языки программирования [Электронный ресурс]. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200135008>. (дата обращения 20.02.2022);
3. Применение киберфизических систем в нефтегазовой промышленности: перспективы и проблемы [Электронный ресурс]. URL: https://www.researchgate.net/publication/348550156_Primerenie_kiberfiziceskih_sistem_v_neftegazovoj_promyslennosti_perspektivy_i_problemy. (дата обращения 25.02.2022);
4. И.В. Ватаманюк, Р.Н. Яковлев. Обобщенные теоретические модели киберфизических систем. [Электронный ресурс]. URL: <https://science.swsu.ru/jour/article/viewFile/666/489>. (дата обращения 01.03.2022);
5. Е.И. Громаков, А.А. Сидорова. Современные технологии. Киберфизические системы: учебное пособие. Изд-во Томского политехнического университета, 2021. – 166 с. (дата обращения 02.03.2022);
6. Магнитный уровнемер КМ26 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.skpcorp.ru/izmerenie-i-signalizatsiya-urovnya-zhidkikh-i-sypuchikh-sred/magnitnyj-urovneмер-km26>. (дата обращения 15.03.2022);
7. ДУУ2М датчик уровня поплавковый (ультразвуковой) [Электронный ресурс]. URL: <http://xn--90ahjlrcccjdm.xn--p1ai/catalog/duu2m/> (дата обращения 15.03.2022);

8. Датчики давления ЭМИС-БАР [Электронный ресурс]. URL: <https://all-pribors.ru/opisanie/72888-18-emis-bar#ot>. (дата обращения 16.03.2022);
9. Использование массовых кориолисовых расходомеров [Электронный ресурс]. URL: <https://rizur.ru/company/articles/ispolzovanie-massovykh-koriolisovykh-raskhodomerov/> (дата обращения 16.03.2022);
10. SGYME0V4ND сенсор загазованности на природный газ внешний стационарный [Электронный ресурс]. URL: <https://gazoanalizators.ru/catalog/gazoanalizatory/statsionarnye/sgyme0v4nd-sensor-zagazovannosti/> (дата обращения 17.03.2022);
11. Электропривод РЭМТЭК-02 [Электронный ресурс]. URL: <https://armtorg.ru/articles/item/5405/> (дата обращения 17.03.2022);
12. Регулирующие и запорные клапаны серии RV2xx. Двухходовые и трехходовые клапаны [Электронный ресурс]. URL: http://ldmvalves.ru/Reguliruyuschij_klapan_RV2xx.html (дата обращения 17.03.2022);
13. ПЛК210 контроллер для средних и распределенных систем автоматизации [Электронный ресурс]. URL: <https://owen.ru/product/plk210> (дата обращения 18.03.2022);
14. Все о кабеле КВВГ [Электронный ресурс]. URL: <https://rusenergetics.ru/provoda-i-kabeli/kvvg> (дата обращения 18.03.2022);
15. Ю.Г. Володин, О.П. Марфина. Системы автоматизации технологических процессов в помощь курсовому и дипломному проектированию: учебное пособие. Казанский государственный архитектурно-строительный университет, 2013. – 22 с. (дата обращения 30.03.2022);
16. Проектируем АСУ ТП. Функциональная схема автоматизации [Электронный ресурс]. URL: <http://lapshinvr.ru/proect-ppo/fsa.html> (дата обращения 30.03.2022);

17. Автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам. Положение компании. – М., 2014. – 167 с. (дата обращения 30.03.2022);

18. Стальная М.И., Головачев А.М., Еремочкин С.Ю., Ведманкин А.В. Автоматизированный электропривод: учебное пособие. Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова, 2016. – 20 с. (дата обращения 30.03.2022);

19. Телемеханические системы, области применения телемеханики [Электронный ресурс]. URL: <http://electricalschool.info/automation/2413-telemehanicheskie-sistemy-oblasti-primeneniya.html> (дата обращения 10.04.2022);

20. Supervisory Control and Data Acquisition [Электронный ресурс]. URL: https://www.tadviser.ru/index.php/Статья:SCADA_назначение_систем (дата обращения 10.04.2022);

21. Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие. Изд-во Томского политехнического университета, 2014. - 73 с.

22. Международный стандарт ИСО CSR-08260008000 «Социальная ответственность организации. Требования» М.: ВОК, – 2011, – 36 с.

23. ТК РФ Статья 91. Понятие рабочего времени. Нормальная продолжительность рабочего времени. [Электронный ресурс]. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/bd14cccf0a1f074ef104e82522f7e2dea04d651f/ (дата обращения 01.05.2022);

24. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 157-ФЗ "О внесении изменений в Трудовой кодекс Российской Федерации и статью 26.3 Федерального закона "Об общих принципах организации законодательных (представительных) и исполнительных органов государственной власти субъектов Российской Федерации". (дата обращения 15.05.2022);

25. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 108. Перерывы для отдыха и питания. (дата обращения 15.05.2022);
26. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 3. Запрещение дискриминации в сфере труда. (дата обращения 15.05.2022);
27. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. (дата обращения 15.05.2022);
28. ГОСТ Р 50923-96. Дисплеи. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения. (дата обращения 15.05.2022);
29. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. (дата обращения 15.05.2022);
30. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. (дата обращения 15.05.2022);
31. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. (дата обращения 15.05.2022);
32. ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. (дата обращения 15.05.2022);
33. ГОСТ Р 55710-2013. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений. (дата обращения 17.05.2022);
34. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. (дата обращения 17.05.2022);
35. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». Статья 27. Определение категории зданий, сооружений и помещений по пожарной и взрывопожарной опасности. (дата обращения 17.05.2022);
36. ГОСТ Р 54944-2012. Здания и сооружения. Методы измерения освещенности. (дата обращения 17.05.2022);

37. СанПиН 2.2.2/2.4.1340—03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы. (дата обращения 17.05.2022);

38. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. (дата обращения 18.05.2022);

39. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. (дата обращения 18.05.2022);

40. ГОСТ Р ИСО 9241-5-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов. (дата обращения 18.05.2022);

41. ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы. (дата обращения 18.05.2022);

42. Особенности утилизации печатных плат и продуктов производства электроники. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.waste.ru/modules/section/item.php?itemid=226> (дата обращения 18.05.2022).

Приложение А

(справочное)

Development and research of automated control system for oil well pad

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ02	Ибраев Рамазан Бейбитович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Мамонова Татьяна Егоровна	к.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ ШБИП	Сидоренко Татьяна Валерьевна	к.п.н.		

Introduction

The use of new technologies of production in the oil and gas industry has an important value in the comprehensive development of countries and the planet: from ecology to the economy. The ways of production are managed in the oil and gas industry is evolving and affects every level of processes: resource planning and economic accounting, drilling and production, transportation and storage. However, the full potential of new control technologies in production systems has not yet been realized.

The integration of automated control systems in production makes it possible to solve many problems that lead to the replacement of human labor. As a result, the number of workers employed directly in production decreases, labor productivity and its efficiency increase, and the influence of the human factor on the technological process decreases.

However, there is still ability to improve overall integration of manufacturing processes with other enterprise management information systems and the communication of data across the various functional modules of the manufacturing management system.

In addition, innovations are also taking place in other areas, allowing you to take into account what creates convenience in everyday life and in other industries: from smartphones, glasses, watches to complex sensor systems, robots and machine tools. Software developers have begun to release a significant number of platforms and programs that allow you to connect to all these "smart" devices and connect them together. Thus, the moment has come when the accumulated theoretical research began to be applied in practice.

Many industries have begun to use unified computing systems that establish intensive connections with the surrounding physical world and digital descriptions of the processes that take place there, as well as ensure the availability of their data and their processing. Thus, the so-called cyber-physical systems (CPS) began to be

used in everything in production, as well as in our daily life. The successful application of cyber-physical systems implies increased efficiency and security.

This thesis discusses the essence and features of cyber-physical systems, the prospects for their application in the oil and gas industry. The features and advantages of using cyber-physical systems in all processes and at all stages of the oil and gas industry are shown.

In addition, the purpose of this work is to develop an automated control system (ACS) for an oil well pad.

The following tasks were created to achieve this goal:

1. conducting a study of the technological processes of the object and the types of systems used;
2. preparation of technical specifications for the system being developed;
3. development of algorithms for automated control of the system;
4. development of the structure and functional schemes of the system;
5. implementation of control systems and monitoring parameters;
6. building visualization of the process.

1 General description and purpose of the development

1.1 Purpose of oil well pad

Well pad – a limited area of the field, where a special site has been prepared to accommodate a group of wells, oil and gas production equipment, service and amenity premises and other industrial facilities.

The facilities designed during the arrangement of the well cluster site are designed to produce, collect and measure the flow rate of producing oil wells with the determination of well flow rates for liquid and gas, distribution and measurement of water supplied to injection wells in order to maintain reservoir pressure.

The well pad is easier to maintain, requires less equipment, simplifies production processes and automation, reduces the volume of transportation, which helps to reduce costs, increase the profitability of development There are various types of well pads installed both on land and on water (Figure 1).

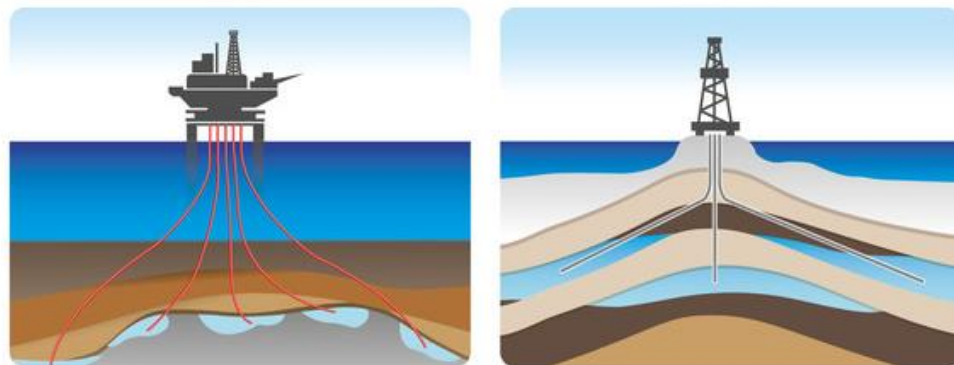


Figure 1 – Examples of well pads for oil production on water (left) and on land (right)

As a rule, well pads consist of the following technological structures:

1. Wells:

- extraction – designed for the extraction of oil and associated petroleum gas;
- injection – designed to inject water and various reagents into reservoirs in order to maintain reservoir pressure;
- water intake – designed for water supply of wells.

2. Group measuring unit (GMU) – unit for automatic accounting of the amount of liquid and gas produced from oil wells, followed by determination of the well flow rate.

3. Comb block – unit for distributing of water into injection wells at the time of injection of the reservoir pressure maintenance system, with simultaneous measurement of flow and pressure.

4. Reagent supply unit – unit for supplying a corrosion inhibitor to oil-gathering pipelines, oil-and-gas gathering collectors.

5. Underground tank – unit for collection of rain runoff, emergency emptying of pipelines and equipment of blocks of a well pad.

GMU consists of a local automation unit (LAU) and a technological unit (TU). LAU is designed to accommodate equipment for automation of gas storage, automation equipment for a well cluster, electrical equipment, as well as auxiliary systems.

At the well pad for oil production, the automation system should provide for:

1. Remote measurement:

- inlet flow rate of oil products to the separator;
- output values of gas, oil and water consumption after the separation process;
- gas pressure, taking into account pipeline losses;
- gas temperature taking into account the influence of external factors;
- water pressure after separation;
- oil pressure after separation, taking into account pipeline losses;
- oil temperature, taking into account the influence of external factors;
- oil consumption taking into account pipeline losses.

2. Remote alarm:

- current state of control devices;
- upon reaching the pre-explosive concentration of combustible gases and vapors in the room;

- upon reaching the upper and lower thresholds of the liquid level in the separator.

3. Remote control:

- transfer of gate valves to open/close states;
- switching wells.

1.2 The main tasks and goals of creating ACS

This system is designed to automate the technological processes of well clusters in oil fields. The cyber-physical system is a subsystem of the integrated computer control system for collecting operational technological information and providing it for the automated control system during production at the field.

The tasks in creating this system are:

- provision of reliable and complete operational information on the parameters of technological processes;
- providing dispatchers with detailed information necessary for making decisions on changing operating modes;
- collection, processing and systematization of data for further analysis in higher management systems;
- improving the reliability of the well pad for oil production;
- reduction of time and volume of oil well pad maintenance;
- remote transmission of discrete information about the state of controlled objects;
- remote transmission of parameters of technological objects (temperature, pressure, flow rate, volume);
- signaling of emergencies at controlled facilities;
- remote control of process equipment operation at the process facility.

1.3 Definition and properties of CPS

Cyber-physical systems are mainly described as systems with a decentralized control system, formed as a result of the fusion of the physical and virtual worlds with autonomous behavior, able to create a common system with other similar systems and establish deep cooperation with people.

Cyber-physical systems use built-in software sensors, actuators, establish connections with each other and with operators, exchange information through interfaces, and store and process data received from sensors or networks.

In the oil and gas industry, cyber-physical systems are a tool that shortens the distance between production and the market, including the ability to quickly respond to changing customer requirements, the general market situation, improve product quality and the efficiency of production processes.

Detailed cyber-physical systems include the complex application of systems based on the integration of information and computing resources in physical processes. To create such systems, it is necessary to collect, process and visualize data, as well as object-oriented information models are needed to unify the structure and parameters of data, models of technical processes and reference information.

Technological objects of oil and gas production in most cases are distributed over a large area of rugged terrain and are located in hard-to-reach places. To control and manage such objects, companies develop telemechanic complexes for automated process control systems for oil and gas well clusters, as well as CPS. For example, automation systems for remote control and management of well clusters using smart devices. This makes it possible to meet the needs of increasing productivity, facilitating the work of maintenance personnel and a long battery life of equipment. With the help of CPS, it is possible to extract large volumes of oil and gas from fields that were previously considered inaccessible or not promising.

2 Development of the CPS

2.1 Description of process to be automated in ACS

The production of the well, which is measured, through the valve enters the separator, which consists of two levels. The separator separates the gas from the oil. The released gas enters the second separation stage through an open valve. Oil flowing from the upper level to the lower level raises the float, which closes the gate valve on the separator gas line. In this case, the pressure in the separator rises, and oil begins to flow into the collection manifold through the flow meter. After that, the liquid level decreases, the float drops, and the gas line damper opens. The process is repeated cyclically.

The following parameters are measured at the facility: temperature, pressure, level, moisture content, liquid density, gas content, flow rate. Remote control of electric gate valves is provided. All measured parameters as well as valve positions are displayed in the control station.

2.2 Development of a block diagram of the CPS

The design of the automated system is based on the principle of a four-level hierarchy:

- Low level of instrumentation and automation and executive bodies of ACS;
- Medium level. Communication devices for PLC ACS and local area network;
- MES level. Operator workstation, workstation of masters;
- The level of logistical collection and processing of information. MES database.

The first level of the system is the lower or field level. At this level, local indicating instruments and primary measuring instruments, actuators and local control devices are located. For the control of technological parameters, the use of instrumentation and automation tools is provided.

The middle level provides for the collection and primary processing of information from field level devices, the control of the indicated parameters, the transmission (reception) of data to the middle level (from the middle level).

Based on the information received at the middle level, control commands are formed (automatically or by the operator). In this designed system, the middle level is represented by a distributed control system consisting of two cabinets (input-output and control). Both cabinets are based on PLC.

At the level of the MES system, the tasks of synchronization, coordination, analysis and optimization of the process are solved. AWP's are designed to display the required amount of information in a form that is easy to understand and to receive control commands from dispatchers.

At the level of logistics collection, there is a concentration, processing and ordering (formation of a database) of information from lower levels. It also provides for the indication of the necessary parameters, registration and storage of information.

The block diagram of the system is shown in Figure 2.

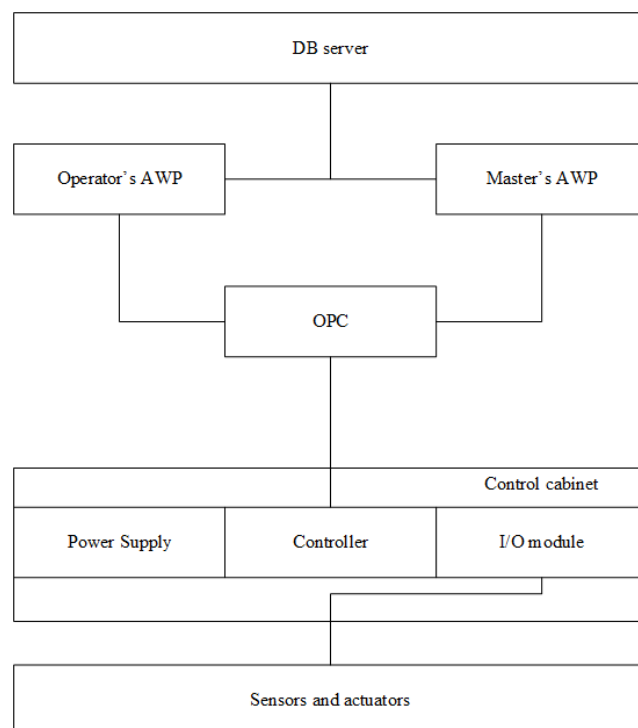


Figure 2 – Block diagram of the CPS

2.3 Description of event flows in CPS

The start of events in the system begins with the supply of material from the wells. To do this, all pumping units from each well are launched. The switch is set to the selected position, thereby opening access to filling the separator. Thus, the separator tank is filled. If the level reaches the set value, the switch is set to zero position, as well as the gate valve to enter the separator. All other materials from the wells enter the common collector directly.

In the separation state, all actuators are disabled. Further transitions to gas discharge or alarm are possible. During separation, the gas is separated from the oil. Initially, the valve to move the gas to the next stage is open. When oil reaches a certain level, the valve closes. Upon reaching the required pressure, oil begins to flow into the collection manifold through the flow meter. Upon reaching the lower level, there is a transition to the first state, where the separator is again filled with material.

Each state can transit to an alarm state. The error number is encoded using numbers. The SCADA system translates the error number into a specific message for the operator. Events that can be defined for fault signaling are listed in Table 1.

Table 1 – Events

Event	State	Identification method
Excess pressure in the main pipeline	Submission of materials	Pressure exceeds the set [pressure_1-pressure_0 >= 0]
Temperature rise in separator	Separation	The temperature inside the separator exceeds the set [temperature_separation-temperature_0 >= 0]
Exceeding the level of gas contamination of the block	Separation	The gas sensor has detected an excess of the set value [level_gas >= level_gas_0]
Oil Density Deviation	Oil pumping	Oil density is out of range [density_0 > density_oil]
Manifold overpressure	Oil pumping	Pressure exceeds the set [pressure_collect >= pressure_collect_0]

System management using a digital twin in the form of a StateFlow model occurs in stages after determining the real data about the system. Initially, to build a digital twin, all the transient characteristics of the process are taken, the time for working out the actuators and other parameters is measured. Next, a mathematical model is built that describes the process by which, thanks to the previously listed data, the missing characteristics necessary to create a digital twin are determined. Next, the system parameters are fully initialized and a digital twin is built that processes the transition to certain system states similarly to a real system with a minimum time error.

2.4 Choice of means of implementation of ACS

The selection of sensors is carried out with the fulfillment of their operating conditions in aggressive environments, which means that each of them must be made in an explosion-proof housing and with intrinsically safe circuits. Preference is given to intelligent sensors with a unified 4-20 mA signal.

One of the main components of the ACS being developed is the PLC. Its selection is carried out on the basis of the possibility of processing readings from sensors, controlling actuators. At the same time, its work should be carried out without long-term maintenance in adverse conditions.

The main criteria for selecting a PLC are interfaces, protocols, the ability to connect analog/discrete expansion modules, redundancy, OPC, database, etc.

The choice of sensors was carried out according to the following characteristics:

- type of measure;
- measuring range;
- allowable error;
- output signals;
- execution option;

- environmental conditions and price.

Using these parameters and comparative analysis, we chose the sensors of pressure, temperature, level, flow, humidity, as well as gas detector, actuator and MES system modules.

3 Development of algorithms

3.1 Oil level control algorithm in separation

This algorithm is designed to remove oil from the separator, depending on the level of oil and gas liquid in the well. The principle of operation is as follows: the current level values in the separator unit are fixed, these level values in the three-phase separator tank are compared with the setpoint, and the gate valve at the outlet of the three-phase separator is adjusted. If the parameter value does not reach the specified value, the unit continues to operate in the same mode.

An example of the algorithm is shown in Figure 3.

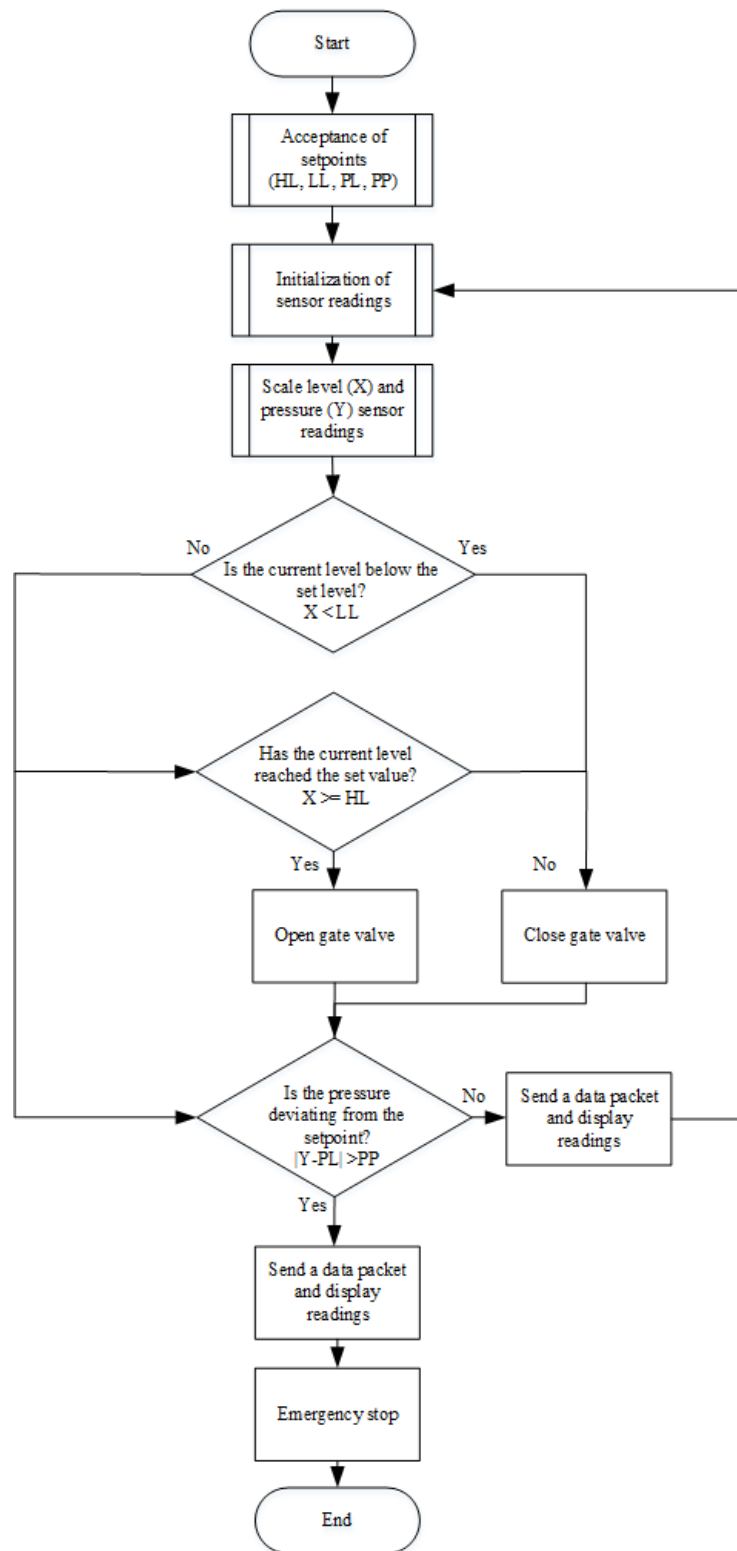


Figure 3 – Regulation algorithm

2.6 Automatic pressure control algorithm

As the next control algorithm, a section with a collector is selected, in which the pressure will be regulated. The algorithm includes PID control, which forms a

control action in order to increase the accuracy and quality of the transient process when controlling a parameter in a feedback loop, provides a short time to reach the set mode and resistance to external disturbances.

The pressure regulation process in the common manifold proceeds sequentially. The PID controller receives the difference of two values of the regulated value through the adder: the set value and the current value. Inside the PID controller, each component is calculated and a control signal is generated that is fed to the input of the actuator, in this case, the regulating electric drive.

Figure 4 shows an operator-structural diagram for automatic control of oil pressure in a common reservoir, where FC is a frequency converter, AM is an asynchronous motor (electric drive), G is a reducer, PC is a pressure sensor.

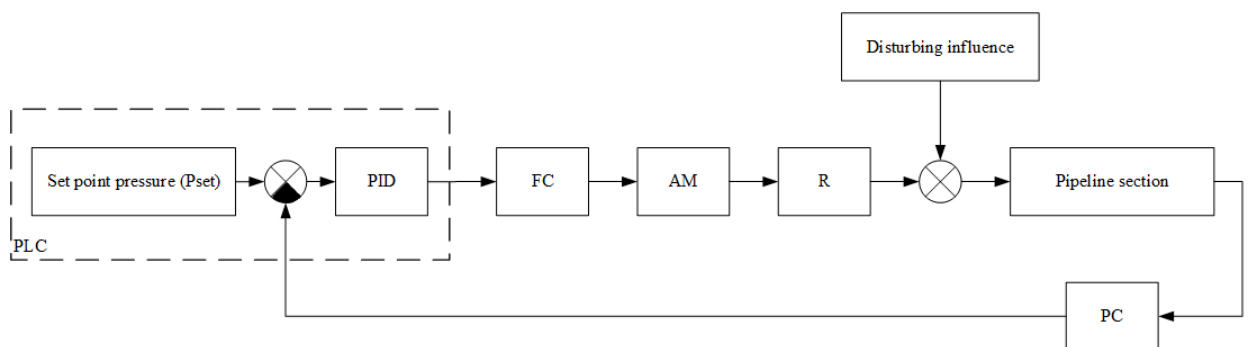


Figure 4 – Operator-structural diagram of the algorithm

Conclusion

The result of this work: the designed automation system for the well pad of oil production, as well as the developed project documentation. A study of the subject area was carried out, the main steps for implementing the system were identified.

The technological process of cluster oil production was studied. The developed automation schemes made it possible to determine the composition and quantity of equipment necessary for the execution of this installation, as well as the means and methods of data transmission.

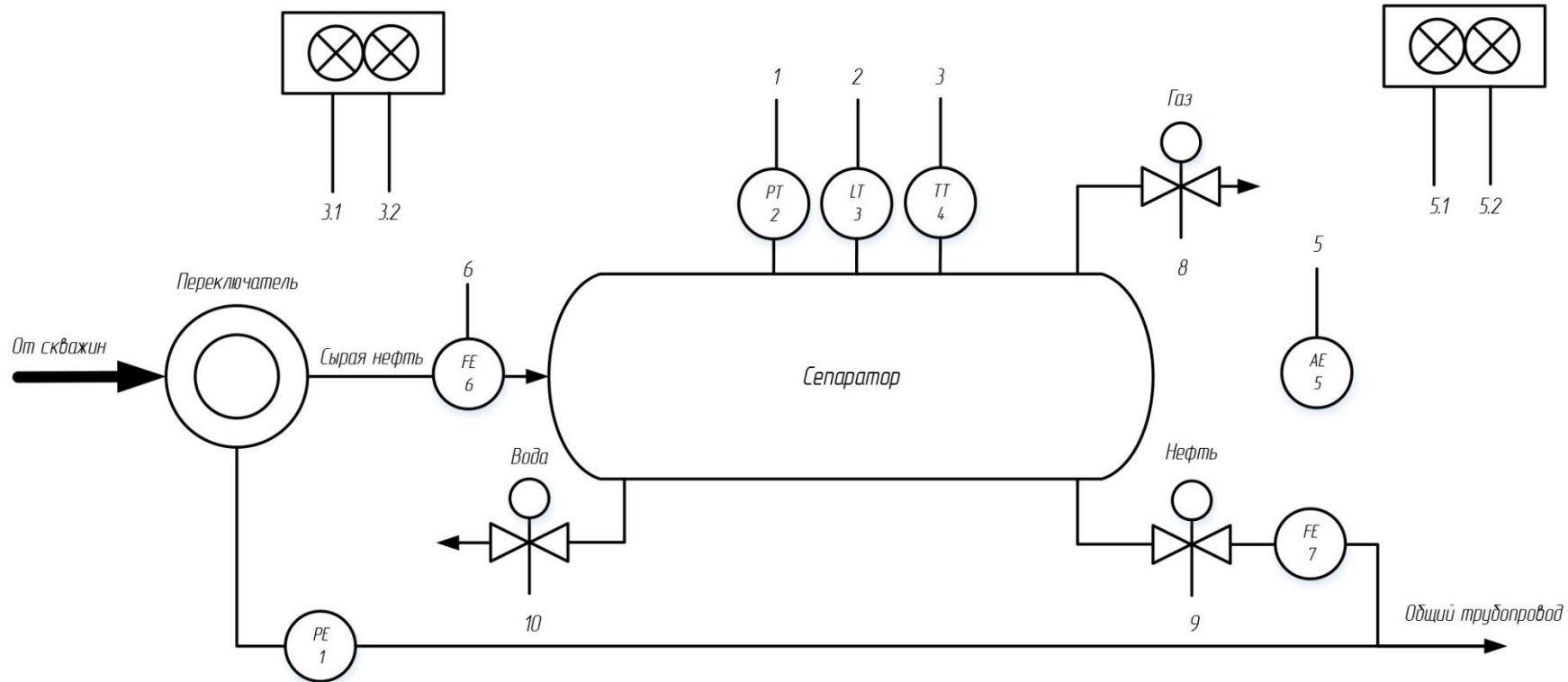
Equipment has been selected for automating the oil and gas separator, supervisory control and installation control.

In the course of this work, algorithms were developed for adjusting the supply of the oil and gas mixture and control of pressure. To understand the order of collecting and storing information, a scheme of information flows was developed. In addition, the CPS block was introduced.

Thus, the designed automated process control system not only satisfies the current requirements for the automation system, but also has a high flexibility that allows you to change and upgrade the developed automated control system in accordance with the requirements that increase throughout the entire service life. In addition, the SCADA package, which is used at all levels of automation, reduces the cost of personnel training and system operation.

Приложение Б

ФЮРА.4.20602.01



По месту	1	2	3	3.1	3.2	4	5	5.1	5.2	6	7	8	9	10			
	PT 1	PT 2	LT 3	ННЛ 3.1	ННЛ 3.2	TT 4	АЕ 5	ННЛ 5.1	ННЛ 5.2	FE 6	FE 7	Н 8.1	ЗСА 8.1	Н 9.1	ЗСА 9.1	Н 10.1	ЗСА 10.1
Блок автоматики																	
Шкаф АСУ ТП																	
Контроллер																	
АРУ																	

ФЮРА.4.20602.01			
Изм. / лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.	Ибраев Р.Б.		
Проб.			
Т.контр.			
Н.контр.			
Утв.			
Функциональная схема технологического процесса по ГОСТ 21.208-2013			Лист
Функциональная схема автоматизации			Листов 1
Копировал			ТПУ ИШИТР ОАР г.р.8ТМ02

Листов. примен. / Справ. № / Подп. и дата / Взам. инв. № / Инв. № дубл. / Подп. и дата / Инв. № подл.