

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Разработка автоматизированной системы управления блоком подготовки газа установки комплексной подготовки газа

УДК 004.896:622.279.8.002.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т42	Егорченко Евгений Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Заревич А.И.	к.т.н., доцент		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОАР ИШИТР	Погадаева Е.Ю.			

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Суханов А.В.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Конотопский В. Ю.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Мезенцева И. Л.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП ИШИТР	Воронин А. В.	к.т.н., доцент		
Руководитель ОАР ИШИТР	Леонов С.В.	к.т.н.		

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) _____ (Дата) Воронин А.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3–8Т42	Егорченко Евгений Сергеевич

Тема работы:

Разработка автоматизированной системы управления блоком подготовки газа установки комплексной подготовки газа

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(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.).

АСУ ТП предназначена для автоматического и автоматизированного управления технологическим оборудованием в масштабе реального времени в соответствии с регламентом безопасного ведения технологического процесса.

<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>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Литературный обзор. 2. Объект и методы исследования 3. Проектирование системы 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность
--	---

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Структурная схема автоматизации Функциональная схема автоматизации блока подготовки газа Схема внешних проводок Алгоритм сбора данных измерений Дерево экранных форм</p>
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОГН ШБИП, к.э.н., Конотопский В.Ю.
Социальная ответственность	Ассистент ООД ШБИП, Мезенцева И. Л.

<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	25.03.2019
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР ТПУ	Заревич А.И.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т42	Егорченко Е. С.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3–8Т42	Егорченко Евгений Сергеевич

Школа	Электронного обучения	Кафедра	ОАР
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Автоматизация технологических процессов и производств

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально–технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Должностной оклад научного руководителя – 33664 руб. Должностной оклад инженера – 9043,71 руб.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Норма амортизации ПК – 40 %
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Социальные отчисления – 30 % от ФЗП НДС – 20 %
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Планирование работ и их временная оценка
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Смета затрат на выполнение ВКР
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Определение срока окупаемости Определение накопленного денежного эффекта
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
График Ганта	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.03.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Конотопский Владимир Юрьевич	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–8Т42	Егорченко Евгений Сергеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3–8Т42	Егорченко Е.С.

Школа	Инженерная школа информационных технологий и робототехники	Отделение (НОЦ)	Автоматизации и робототехники
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	15.03.04«Автоматизация технологических процессов и производств»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Автоматизированная система управления блока сепарации факельной системы установки подготовки газа
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности ГОСТ 12.1.045–84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля ГОСТ 12.1.005–88 ССБТ. Общие санитарно–гигиенически требования к воздуху рабочей зоны ГОСТ 12.2.007.0–75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2, 3, 4) ГОСТ 25861–83. Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования электрической и механической безопасности и методы испытаний
2. Профессиональная социальная ответственность 2.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования: 2.2. Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. 2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу. 3. Пожароопасность, взрывоопасность. 4. Повышенный уровень статического электричества.
3. Экологическая безопасность:	Профилактические и технологические, направленные на сокращение и уменьшение воздействия на окружающую среду

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: Воспламенение смеси газа и воздуха Взрыв Пожар на станции
--	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Мезенцева И.Л.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т42	Егорченко Е.С.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 83 с., 17 рис., 16 табл., 38 источников, 5 прил.

Ключевые слова: БЛОК СЕПАРАЦИИ, АВТОМАТИЗАЦИЯ, ПЛК, SCADA, АСУ ТП, КИПИА, УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ.

Объектом исследования является блок подготовки газа (сепаратор факельной системы) установки комплексной подготовки газа

Цель работы – модернизация автоматизированной системы управления блока сепарации факельной системы УКПГ с использованием ПЛК, на основе выбранной SCADA–системы.

В процессе исследования проводилась модернизация автоматизированной системы управления блока сепарации факельной системы УКПГ

В результате исследования разработана система контроля и управления технологическим процессом на базе промышленных контроллеров ПЛК TREI–5B–05, с применением SCADA–системы Simplight.

Область применения: Разработанная система может применяться в системах контроля, управления и сбора данных на различных промышленных предприятиях. Данная система позволит увеличить производительность, повысить точность и надежность измерений, сократить число аварий.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	10
Обозначения и сокращения.....	11
1 Описание технологического процесса подготовки газа	12
2 Объект и методы исследования	15
3 Проектирование системы	20
3.1 Разработка структурной и функциональной схем АС.....	20
3.2 Разработка схемы информационных потоков БПГ.....	23
3.3 Выбор средств реализации БПГ	25
3.3.1 Выбор контроллерного оборудования	25
3.3.2 Выбор устройств измерения.....	31
3.3.3 Выбор исполнительных механизмов.....	44
3.4 Разработка схемы внешних проводок	46
3.5 Выбор алгоритмов управления АС БС.....	47
3.5.1 Алгоритм сбора данных измерений.....	48
3.5.2 Алгоритм автоматического регулирования технологических параметров.....	48
3.6 Экранные формы АС БС.....	51
3.6.1 Разработка дерева экранных форм.....	52
3.6.2 Разработка экранных форм АС БС	52
3.6.3 Область видеокадра.....	53
3.6.4 Мнемознаки.....	53
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	56
4.1 Организация и планирование работ	56
4.1.1 Перечень основных этапов и работ	56
4.1.2 Расчет трудоемкости этапов	58
4.2 Расчет сметы затрат на разработку АС	61
4.2.1 Расчет затрат на материалы.....	62
4.2.2 Расчет заработной платы	63

4.2.3	Расчет затрат на социальный налог	63
4.2.4	Расчет затрат на электроэнергию.....	63
4.2.5	Расчет амортизационных расходов.....	64
4.2.6	Расчет расходов, учитываемых непосредственно на основе платежных (расчетных) документов (кроме суточных)	65
4.2.7	Расчет прочих расходов	66
4.2.8	Расчет общей себестоимости разработки.....	66
4.2.9	Расчет прибыли.....	66
4.2.10	Цена разработки НИР.....	67
4.3	Оценка экономической эффективности проекта	67
5.	Социальная ответственность	68
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности..	68
5.2	Профессиональная социальная ответственность.....	69
5.2.1	Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования	69
5.2.2	Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов.....	70
5.3	Экологическая безопасность.....	75
5.3.1	Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду..	75
5.3.2	Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду	76
5.3.3	Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.....	76
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	77
5.4.1	Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований.....	77
5.4.2	Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС	78
	Заключение	80
	Список использованных источников	81

Введение

Для повышения производительности и эффективности производства прибегают к автоматизации технологических процессов. Разработка и модернизация автоматизированной системы управления технологическим процессом является трудоемкой задачей.

На сегодняшний день стандартная схема установки комплексной подготовки нефти имеет достаточную степень автоматизации и обеспечивает максимальный уровень контроля технологических параметров, за исключением блока сепарации. Однако, с целью решения вопросов модернизации и импортозамещения, в данном проекте предлагается замена существующих решений на новые приборы, в основном отечественные, с использованием других видов первичных преобразователей, которые имеют унифицированные сигналы и протокол HART, использование оборудования под современные операционные системы.

Цель работы: разработка автоматизированной системы управления блока сепарации УКПГ с использованием ПЛК, на основе выбранной SCADA–системы

В работе решаются следующие основные задачи:

- разработать автоматизированную систему управления блоком подготовки газа установки комплексной подготовки газа.
- рассмотреть возможности автоматизации технологического процесса подготовки газа;
- дать характеристику объекту исследования;
- провести проектирование системы;
- рассмотреть вопросы финансового менеджмента и социальной ответственности.

Объектом исследования является блока подготовки газа (сепарации факельной системы) установки комплексной подготовки нефти. Предмет исследования – автоматизация на объекте.

Обозначения и сокращения

АС – автоматизированная система;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

УКПГ – установка комплекса подготовки газа;

БПГ – блок питания газовый;

БС – блок сепарации;

ПЛК – программируемый логический контроллер;

SCADA–автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП).

1 Описание технологического процесса подготовки газа

Попутный нефтяной газ является побочным продуктом нефтедобычи и представляет собой смесь углеводородных газов и прочих компонентов, выделяющихся из нефтяных скважин и из пластовой нефти при её сепарации. Отсутствие у нефтедобывающих предприятий подготовленной инфраструктуры для сбора, подготовки, переработки и транспортировки попутного газа приводит к тому, что его сжигают в факелах. При этом теряется ценный природный ресурс, который может использоваться как топливо в энергетике или сырьё в нефтехимической промышленности, загрязняется атмосфера и ухудшается экологическая обстановка (глобальное потепление, кислотные осадки, изменение климата и т.п.).

Факельный сепаратор – горизонтальный цилиндрический аппарат, внутри которого установлены уголковая ивертикальная сетчатая насадки. Аппараты оснащены штуцерами, штуцерами для приборов КИПиА, атакже люком–лазом для поддержания заданного режима работы иудобства обслуживания данного оборудования. Газожидкостная смесь подается ваппарат через штуцер входа. После этого газ проходит науголковую насадку для равномерного распределения потока по сечению аппарата и частичного отделения капельной жидкости. Дальнейшая очистка газа от жидкости происходит ввертикальной сетчатой насадке и зоне гравитационного осаждения. Отделенная жидкость выводится через штуцер в дренажную емкость.

Сепараторы факельные предназначены для выделения из газа, сбрасываемого на факел, капельной жидкости. Сепараторы входят в состав факельной системы при устройстве газовых и газоконденсатных месторождений. Сепараторы предназначены для эксплуатации в условиях слабокоррозийных сред (с содержанием H_2S до 0,001 % моль.) и коррозионных сред (с содержанием H_2S до 70 % моль.)

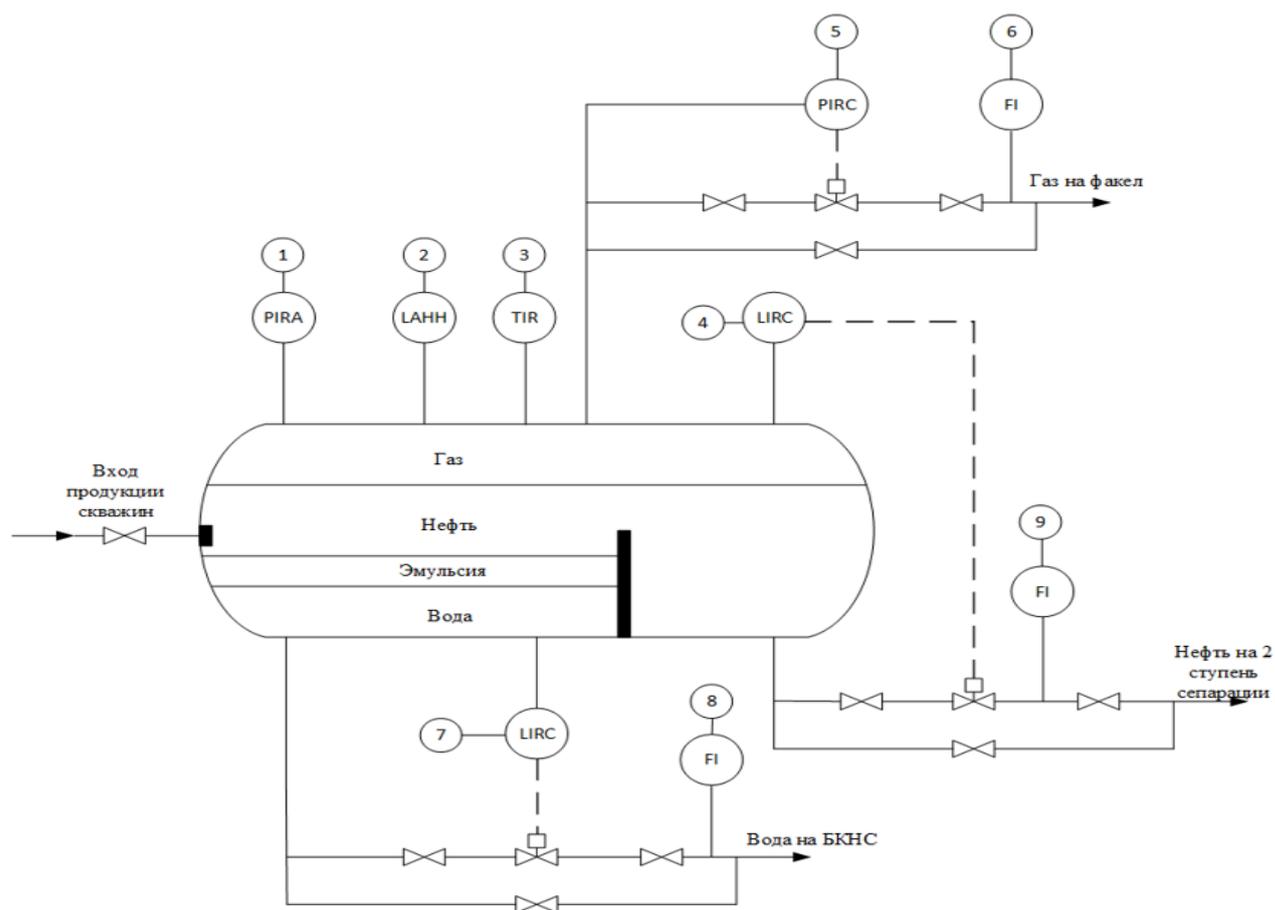


Рисунок 1.1 – Функциональная схема технологического процесса

АСУ ТП сепарации факельной системы УКПГ (пример на рис. 1.1) предназначена для автоматического и автоматизированного управления технологическим оборудованием в масштабе реального времени в соответствии с регламентом безопасного ведения технологического процесса.

Основные цели создания АСУ ТП:

- оперативное получение информации о параметрах технологического процесса;
- сбор и предварительная обработка данных от датчиков технологического процесса, состояния технологического оборудования и исполнительных механизмов;
- улучшение технико-экономических показателей работы производства;

– автоматическое (по запрограммированным алгоритмам) и дистанционное (по командам с панели оператора) управление работой оборудования и технологическими группами оборудования с сохранением контроля за безопасностью процесса.

2 Объект и методы исследования

Назначением исследования является проектирование АСУ ТП блока сепарации установки комплексной подготовки нефти.

АСУ ТП должна обеспечивать:

- сбор и предварительная обработка данных от датчиков технологического процесса, состояния технологического оборудования и исполнительных механизмов;
- контроль данных на достоверность;
- представление оператору информации о текущем состоянии технологического процесса;
- безопасность технологического процесса приема, очистки от капельной жидкости, отпуска газ;
- автоматического и дистанционного проведения технологического процесса в безопасное состояние при возникновении аварийных ситуаций (пожар, выход из строя технологического оборудования и прочее);
- сигнализация о выходе значений технологических параметров за аварийные и предаварийные пределы (аварийная и предупредительная сигнализации);
- контроля уровня продукта, его нахождения в заданных нормативных пределах и перевод блока подготовки газа в безопасное состояние при выходе уровня за границы диапазона;
- контроль технологических параметров насосов газожидкостной смеси и газа.
- управления насосами газожидкостной смеси.
- автоматическая диагностика программно–технических средств САУ БПГ.

Система должна иметь трёхуровневую иерархическую структуру:

- нижний уровень, на котором размещаются приборы КИПиА и исполнительные механизмы, включающий в себя:

- датчики температуры;
 - датчики давления;
 - расходомер;
 - датчик уровня;
 - датчик–сигнализатор уровня;
 - кабельное и дополнительное оборудование.
- средний уровень, на котором осуществляется сбор данных с нижнего уровня, а также выдача управляющих воздействий на исполнительные механизмы, состоящий из интерфейсных линий связи;
- верхний уровень, на котором осуществляется сбор и обработка (в том числе масштабирование) данных с локальных контроллеров, синхронизация всех подсистем, а также формирование отчётной документации и предоставление интерфейса непосредственного взаимодействия с оператором АСУ, включает в себя автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора.

Все внешние элементы технических средств, находящиеся под напряжением, должны иметь защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства – иметь защитное заземление.

Программно–технический комплекс АС должен допускать возможность наращивания, модернизации и развития системы, а также иметь резерв по каналам ввода/вывода не менее 20 %.

Датчики, которые будут использоваться в системе, должны иметь взрывозащищённое исполнение. При выборе датчиков следует использовать аппаратуру с искробезопасными цепями. Чувствительные элементы датчиков, соприкасающиеся с сероводородсодержащей или другой агрессивной средой, должны быть выполнены из коррозионностойких материалов либо для их защиты необходимо использовать разделители сред. Степень защиты технических средств от пыли и влаги не менее IP56.

Контроллеры должны иметь модульную архитектуру, позволяющую свободную компоновку каналов ввода/вывода. При необходимости ввода

сигналов с датчиков, находящихся во взрывоопасной среде, допускается использовать как модули с искробезопасными входными цепями, так и внешние барьеры искробезопасности, размещаемые в отдельном конструктиве.

Основная относительная погрешность измерений датчиков давления, должна быть менее 1 %.

Основная относительная погрешность измерений датчиков температуры, должна быть менее 0,2 %.

Для узла измерения уровня нефти в резервуаре необходимо использовать радарный уровнемер, основная погрешность измерения которого должна быть менее 0,125 %.

Реализация задачи автоматизации контроля и управления конкретной технологической системой, в данном случае – БППГ (сепарации факельной системы) УКППГ, осуществляется с помощью специального программного обеспечения, исполняемого в реальном времени технологического процесса.

АРМ оператора представляет собой интерфейс между человеком (оператором) и процессом и выполняет следующие функции:

- контроль несанкционированного доступа к управлению и информации САУ БППГ;
- управление вводом/выводом данных полевого уровня, поступающих из локальной сети:
- работа системы контроля и управления в реальном времени;
- преобразование сигналов полевого уровня в события точек контроля системы;
- сигнализация неисправности локальной сети и фиксация недостоверности данных;
- обработка данных полевого уровня:
- динамическое управление (включение/выключение) обработкой данных;

- трансляция аппаратных значений, поступающих от контроллера, в физические значения точек контроля;
- контроль достоверности значений точек контроля;
- анализ уровня тревоги точек контроля;
- регистрация:
 - динамическое управление (включение/выключение) регистрацией;
 - непрерывная регистрация последовательности событий точек контроля;
 - непрерывная регистрация тенденций изменения средних значений аналоговых данных в широких временных диапазонах;
 - регистрация непредвиденных или планируемых ситуаций для последующего анализа с использованием неравномерной шкалы времени;
 - регистрация истории течения технологического процесса и долговременное сохранение ее в архиве;
 - графический интерфейс с пользователем:
 - оперативное представление процесса на детализированных рисунках, позволяющих наблюдать и вмешиваться в протекающие процессы в реальном времени. Рисунки размещаются на экранах и окнах. Управление экранами и окнами (открытие, закрытие, работа с меню, ввод текстов, перемещение и т.д.) осуществляется с использованием сенсорной клавиатуры;
 - представление тенденций изменения средних значений аналоговых данных в виде графиков;
 - представление на экранах списков аварийных и предупредительных событий;
 - сигнализация об отклонениях от нормального течения процесса.

Специальное прикладное ПО должно обеспечивать выполнение нестандартных функций соответствующего уровня АС (специальные алгоритмы управления, расчеты и др.).

Математическое обеспечение АС должно быть представлено в виде совокупности алгоритмов и математических методов обработки информации, которые при создании и эксплуатации АС и позволяли бы реализовывать все компоненты АС средствами единого математического аппарата.

Средства информационного обеспечения должны включать в себя:

- унифицированную систему электронных документов, которая может быть выражена в виде набора форм статистической отчетности;
- распределенную структурированную база данных (БД), которая должна осуществлять хранение системы объектов;
- средства ведения и управления базами данных.

3 Проектирование системы

3.1 Разработка структурной и функциональной схем АС

Проводятся измерения: давления, температуры, уровня, так же необходимо проводить переключение запорной арматуры, а именно клапанов с электроприводом.

Трехуровневая структура АС построенная по трёхуровневому иерархическому принципу, приведена на рисунке 3.1

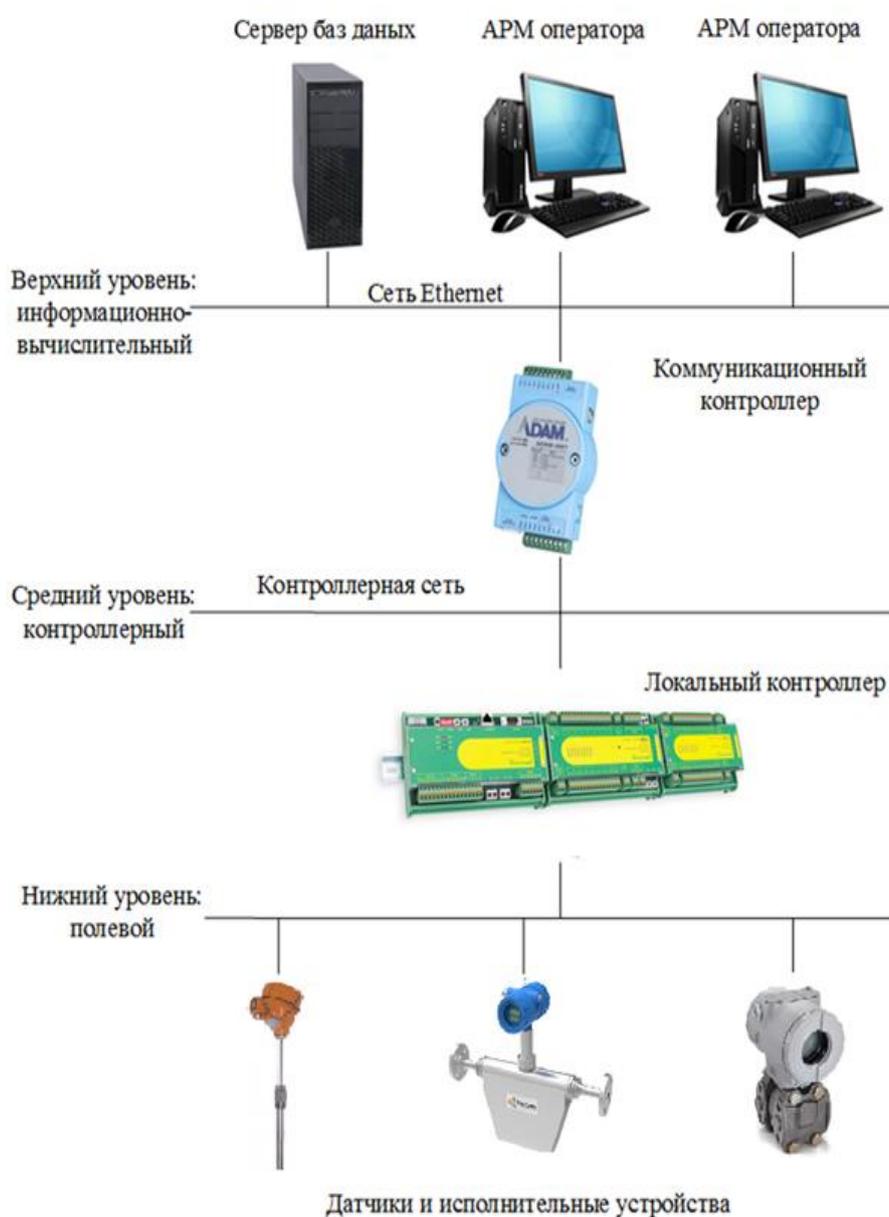


Рисунок 3.1 – Трехуровневая система АС

Нижний (полевой) уровень системы, состоит из распределённых первичных устройств автоматизации:

- датчики давления;
- датчики температуры;
- расходомер;
- датчик уровня;
- датчик–сигнализатор уровня;
- исполнительные механизмы.

На данном уровне должны выполняться следующие функции АС:

- сбор и передача сигналов аварийной сигнализации, состояния и положения запорной арматуры, а также насосных агрегатов;
- измерение параметров технологического процесса (температуры, давления, уровня жидкости).

Средний (контроллерный) уровень представлен коммуникационными интерфейсами и локальным контроллером (ПЛК).

ПЛК должен выполнять следующие функции:

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

Верхний (информационно–вычислительный) уровень представляет из себя локальную сеть, которая объединяет между собой персональные компьютеры и сервер базы данных. Компьютеры диспетчера и операторов оснащены операционными системами (ОС) Windows 8 и программным обеспечением SCADA Simplight.

На верхнем уровне выполняются следующие задачи:

- сбор и обработка (в том числе масштабирование) данных с локальных контроллеров;
- синхронизация всех подсистем за счёт поддержания единого времени в системе;

- формирование технологической базы данных (БД);
- формирование отчётной документации, протоколов событий;
- предоставление интерфейса непосредственного взаимодействия с оператором АСУ.

Обобщенная структурная схема АС приведена в Приложении А.

Функциональная схема автоматизации представляет собой технический документ, в котором определена функционально–блочная структура отдельных узлов автоматического регулирования технологического процесса. На функциональной схеме в виде условных изображений показаны все системы автоматического контроля, регулирования, дистанционного управления, сигнализации разрабатываемой системы. Также на ней, при помощи линий функциональной связи, отображены каналы взаимодействия между элементами систем управления.

Разработка функциональной схемы автоматизации ТП позволяет решить задачи:

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

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям ГОСТ 21.404–13 и приведена в Приложении Б. На схеме выделены каналы измерения (1,2,3,8,11,12) и каналы управления (4–5, 6–7, 9–10). Контур 4–5 и 9–10 реализуют автоматическую стабилизацию уровней в первом и втором отсеках сепаратора. Контур 6–7 реализует автоматическое поддержание давления в выходном трубопроводе газа на факел.

3.2 Разработка схемы информационных потоков БПГ

Схема информационных потоков включает в себя три уровня сбора и хранения информации:

- нижний уровень (уровень сбора и обработки),
- средний уровень (уровень текущего хранения),
- верхний уровень (уровень архивного и КИС хранения).

На нижнем уровне представляются данные физических устройств ввода/вывода. Они включают в себя данные аналоговых сигналов и дискретных сигналов, данные о вычислении и преобразовании.

Средний уровень представляет собой буферную базу данных, которая является как приемником, запрашивающим данные от внешних систем, так и их источником. Другими словами, она выполняет роль маршрутизатора информационных потоков от систем автоматики и телемеханики к графическим экранам АРМ–приложений. На этом уровне из полученных данных ПЛК формирует пакетные потоки информации. Сигналы между контроллерами и между контроллером верхнего уровня и АРМ оператора передаются по протоколу Ethernet.

Ниже представлены параметры, которые передаются в локальную вычислительную сеть:

- объем поступающей газожидкостной смеси, м³/ч,
- объем газа на выходе, м³/ч,
- уровень нефти в факельном сепараторе, мм,
- температура газожидкостной смеси в факельном сепараторе, °С,
- давление в всасывающем коллекторе, МПа,
- давление в факельном сепараторе, МПа,
- скорость двигателя, м/с.

Каждый элемент контроля и управления имеет свой идентификатор (ТЕГ), состоящий из символьной строки. Структура шифра имеет следующий вид:

AAA_BBB_CCCC_DDDDD,

где

1) AAA – параметр, 3 символа, может принимать следующие значения:

- DAV – давление;
- TEM – температура;
- URV – уровень;
- RAS – расход;
- UPR – управляющий сигнал;
- SKR – скорость;

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

- TRB – трубопровод;
- N11 – насос Н–1/1;
- N12 – насос Н–1/2;
- K02 – регулятор давления К–2;
- FSP – факельный сепаратор;

3) CCCC – уточнение, не более 4 символов:

- VHOD – входной трубопровод в факельный сепаратор;
- VYHD – выходной трубопровод из факельного сепаратора;
- VSAS – всасывающий коллектор;
- NGNT – нагнетательный коллектор;
- GAZ – газ;
- GJSM – газожидкостная смесь;
- VALD – вал двигателя.

4) DDDDD – примечание, не более 5 символов:

- REG – регулирование;
- AVARN – верхняя аварийная сигнализация;
- AVARL – нижняя аварийная сигнализация;
- PREDH – верхняя предупредительная сигнализация;
- PREDL – нижняя предупредительная сигнализация.

Знак подчеркивания _ в данном представлении является разделителем частей идентификатора.

3.3 Выбор средств реализации БПГ

Для реализации проекта АС необходимо выбрать программно–технические средства, также проанализировать их совместимость.

Программно–технические средства АС БПГ включают в себя: измерительные и исполнительные устройства, контроллерное оборудование, а также системы сигнализации.

Сбором информации о технологическом процессе занимаются измерительные устройства, а исполнительные устройства преобразуют электрическую энергию в механическую или иную физическую величину для осуществления воздействия на объект управления в соответствии с выбранным алгоритмом управления. Контроллерное оборудование осуществляет выполнение задач вычисления и логических операций.

3.3.1 Выбор контроллерного оборудования

В качестве контроллерного оборудования были рассмотрены следующие виды:

- SiemensSIMATICS7–300;
- TREI–5B–05;
- AllenBredley.

Для решения данной задачи было выбрано контроллерное оборудование Российского производителя TREI, контроллер TREI–5B–05 (рисунок 3.2). TREI является инжиниринговой компанией, которая в своей области составляет достойную конкуренцию таким мировым лидерам, как АВВ, Yokogawa, Foxboro, Siemens и ведущим российским и зарубежным фирмам. Выбор основан на том, что рассмотренные аналоги дороже по техническому вводу в эксплуатацию, но для малых задач автматизации,

достаточно использовать выбранный нами контроллер, он полностью удовлетворяет заданному техническому заданию.



Рисунок 3.2 – ПЛК TREI–5B–05

Устройства программного управления серий TREI–5B–04 и TREI–5B–05 предназначены для локальных и распределенных систем автоматического контроля и управления технологическими процессами в ответственных системах на промышленных предприятиях с нормальным и взрывоопасным производством, а также для построения систем противоаварийных блокировок и защит.

Отрасли применения контролеров очень обширны: нефтепереработка; нефтеоргсинтез; нефтеперекачивающие станции; газоперерабатывающие станции; коммерческий учет нефти; коммерческий учет газа; коммерческий учет тепла; пожарный контроль; автоматическое пожаротушение; производство химических и минеральных удобрений; микробиология и фармацевтика; производство строительных материалов; металлургия; энергетика; коммунальная энергетика; мониторинг тепловых сетей; водоснабжение и прочее

Контроллер TREI–5B–05 имеет два исполнения:

- ОБЩЕПРОМЫШЛЕННОЕ (O)
- ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЕ (Ex)

Вид взрывозащиты – искробезопасная электрическая цепь (уровень ia).

Маркировка взрывозащищенного исполнения [Exia]IIС.

Каждый канал ввода/вывода – активный барьер взрывозащиты, с индивидуальной гальванической развязкой.

TREI–5B–05 – единственные российские контроллеры, получившие TUV сертификат на соответствие европейским нормам для применения на взрывоопасных производствах.

Конструктивное исполнение выполняется на базе унифицированных конструктивов стандарта Евромеханика 19” с высотой модулей 3U.

Особенности контроллера:

- монтаж на стандартную DIN–рейку;
- гибкая структура контроллера;
- простая интеграция в качестве модулей расширения и интеллектуальных УСО в системы на базе контроллеров TREI–5B–04;
- развитая система диагностики и сервиса;
- полная библиотека алгоритмов управления и регулирования;
- питание от 24 В;
- возможность питания от двух независимых шин (резервирование питания непосредственно в модулях);
- параллельная шина PT–BUS, позволяющая наращивать число каналов ввода/вывода для модулей M900;
- большая номенклатура интерфейсов связи в том числе: Ethernet 10/100, Bluetooth, MODBUS;
- последовательный обмен с удаленными модулями УСО, с возможностью дублирования, скорость до 2,5 Мбод;
- непосредственное подключение каналов ввода–вывода, в том числе и 220 АС;
- 100 % гальваническая развязка 1500 В;
- поддержка до 6000 физических каналов ввода–вывода;
- температура окружающей среды от минус 60 до 60 °С.

Технические характеристики TREI–5B–05 приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические характеристики TREI-5B-05

Наименование параметра	Значение
1	2
Номинальное напряжение питания	24VDC
Допустимые отклонения напряжения питания	16–28 VDC
Наработка на отказ	150 000 часов
Уровень и вид взрывозащиты (при использовании барьеров TREI-B700)	[Exia] IIС
Степень защиты оболочки	IP20
Количество каналов ввода/вывода	до 6000
Количество модулей ввода/вывода:	до 255
– M900 на каждую линию ST-BUSM	до 4
– W900, подключаемых к мастер-модулю по шине PT-BUS	до 3
– W900, подключаемых к интеллектуальному модулю по шине PT-BUS	
Flash- диск	
– M902E	от 32 Мб до 2 ГГб
– M911E	4 Мб
– M912E	256 Мб
– M915E	128 Мб
Шина ST-BUSM	RS-485
	полный дуплекс/ полудуплекс/ полудуплекс с дублированием
Скорость обмена по шине ST-BUSM, кбит/с	2,4/ 9,6/ 19,2/ 115/
	250/ 625/ 1250/ 2500
Максимальная длина шины ST-BUSM без повторителей, м	1200
Индикация входов/выходов по каждому каналу	есть
Встроенные энергонезависимые часы реального времени (RTC)	есть
Каналы связи с внешними устройствами	RS-232, RS-485, Ethernet,
Конструктивное исполнение	монтаж на стандартную
	DIN-рейку

Продолжение таблицы 3.1

Наименование параметра	Значение
1	2
Электрическая прочность изоляции относительно цепей питания, В:	
– для цепей каналов ввода/вывода	до 1500
– для цепей шин ST–BUSM и RS–485, не менее	1000
Напряжение питания, В	
– номинальное	24
– допустимое отклонение	от 16 до 28
Наработка на отказ, часов, не менее	150 000
Степень защиты оболочки (по ГОСТ 14254)	IP20
Рабочий диапазон температуры окружающего воздуха, °С	
– типовой	от 0 до 60
– опционально	от минус 60 до 60

Модуль М941А (рисунок 3.3) предназначен для обмена данными по HART протоколу с приборами низовой автоматики (преобразователями информации, датчиками, исполнительными устройствами и т.п.) и для аналогового ввода тока (4 – 20) мА.



Рисунок 3.3 – Модуль М941А

Модуль М941А обеспечивает ввод сигнала 4 – 20 мА по 2–х проводной линии от токового датчика (активного или пассивного), а также двусторонний цифровой обмен данными по той же линии в соответствии со спецификацией HART. Модуль позволяет подключать интеллектуальные датчики и исполнительные устройства с HART протоколом в стандарте Bell–202, а также датчики, использующие токовую петлю (4 – 20) мА и не поддерживающие HART протокол.

Фактически, датчики с HART можно устанавливать вместо аналоговых и использовать все преимущества цифрового обмена в уже существующих аналоговых системах.

Модуль M941A позволяет производить удаленную диагностику и настройку устройств с HART протоколом. Это особенно удобно в зимний период времени, когда датчики расположены в труднодоступных местах, на больших расстояниях друг от друга, а также в условиях вредных и опасных производств.

Модуль имеет возможность подключения к одной линии нескольких HART устройств, что позволяет сократить расходы на кабельную продукцию, установку, наладку и на текущее техническое обслуживание.

Протокол HART удобен при работе с многопараметрическими приборами (например, расходомерами), т.к. позволяет получать информацию от одного HART датчика о нескольких переменных процесса (параметров) по одной паре проводов. Непрерывная самодиагностика датчиков с HART обеспечивает высокую надежность оборудования благодаря тому, что информация о состоянии HART датчика передается в каждом сообщении.

Технические характеристики модуля приведены в таблице 3.2

Таблица 3.2 – Технические характеристики модуля M941A

Наименование параметра	Значение
1	2
Количество каналов	16
Диапазон входного сигнала, мА	от 4 до 20
Пределы допускаемой погрешности:	
– основной приведенной, %	±0,1
– дополнительной приведенной температурной, %/10 °С	±0,1
Адресация модуля	8 битная
Тип внешнего интерфейса	ST-BUSM
Напряжение питания модуля, В номинальное допустимое отклонение	24 от 16 до 28
Индикация	по каждому каналу
Электрическая прочность изоляции цепей ST-BUSM относительно цепей питания, В, не менее	1000
Электрическая прочность изоляции цепей каналов аналогового ввода относительно цепей питания, В, не менее	1000
Потребляемая мощность, Вт, не более	1,8
Габаритные размеры модуля, мм	188x128x61

3.3.2 Выбор устройств измерения

В ходе технологического процесса и диагностики электроавтоматики предпочтение отдается интеллектуальным датчикам с унифицированным токовым сигналом (4 – 20) мА и обменом данными в соответствии со спецификацией HART, при этом подбор необходимо вести для агрессивных сред, со взрывозащищенным корпусом и искробезопасными цепями.

Датчики давления

Для выбора датчиков давления был проведен сравнительный анализ следующих датчиков:

- DMD 331–А–S–LX/НХ;
- АИР–10SH;
- ЭЛЕМЕР–АИР–30;
- Курант ДД;

Результаты приведены в таблице 3.3

Таблица 3.3 – Сравнение датчиков давления

Критерии выбора	DMD 331–А–S–GX/AX	АИР–10SH	ЭЛЕМЕР–АИР–30	Курант ДД
Измеряемая среда	Газ, жидкость, пар	Газ, жидкость, пар	Газ, жидкость, пар	Газ, жидкость, пар
Диапазоны пределов измерений	(0 – 25) МПа	(0 – 60) МПа	(0 – 60) МПа	(0 – 25) МПа
Предел допускаемой погрешности	(0,075) %	0,1 %	0,1 %	0,15 %
Перестройка диапазонов измерений	1:120	1:40	1:60	–
Выходной сигнал	(4 – 20) мА HART	(4 – 20) мА HART	(4 – 20) мА HART	(4 – 20) мА; (20 – 4) мА; (0 – 5) мА; (5 – 0) мА; (0 – 20) мА;
Взрывозащищенность	Ex0ExiaIICT4 / 1ExdIICT6	ExiaIICT6 X / 1ExdIICT6	ExiaIICT5X	–
Температура окружающей среды	(минус 40 – 100) °С	(минус 40 – 85) °С	(минус 20 – 70) °С	(минус 30 – 50) °С
Степень защиты от пыли и воды	IP 68	IP65 / IP67	IP54	IP54, IP55, IP65, IP66

Из выбранных датчиков нам не подходит «Курант ДД» т.к., он не поддерживает протокол HART. Из оставшихся трех наилучший вариант это

DMD 331–A–S–GX/AX (Рисунок 3.4). Потому, что многофункциональный высокоточный интеллектуальный датчик избыточного/абсолютного давления DMD 331–A–S–GX/AX удовлетворяет самым строгим требованиям современной промышленности. Использование емкостного чувствительного элемента определяет устойчивость к перегрузкам и стабильность в течении длительного периода времени. Датчик отличается большим давлением перегрузки. Применение в чувствительных элементах мембран из специализированных сплавов позволяет использовать датчик для измерения давления высокоагрессивных сред. Метрологические характеристики, удобство использования и дополнительные возможности обусловлены применением современной элементной базы. Датчик обладает отличным соотношением цена/качество.

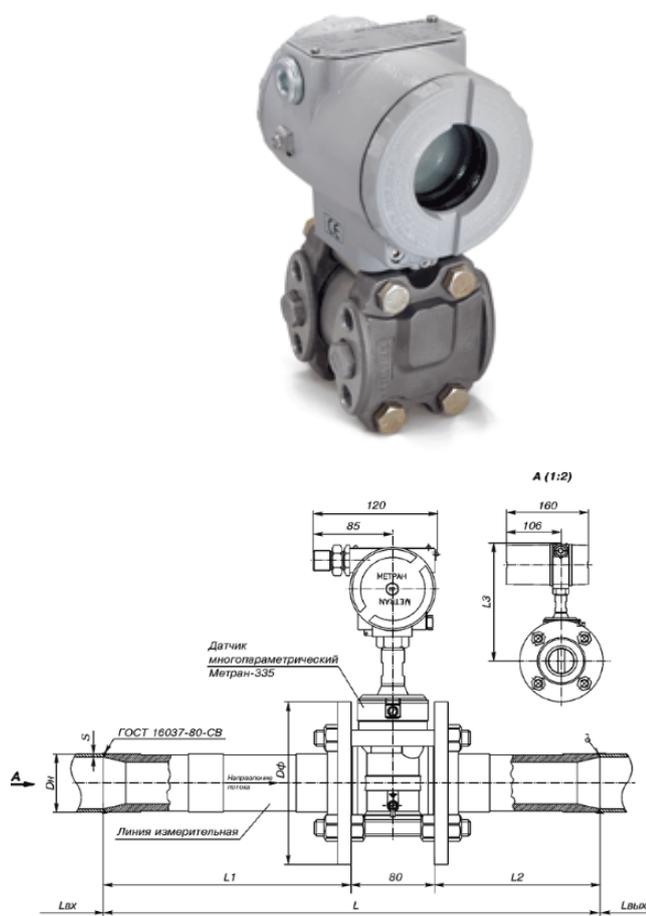


Рисунок 3.4 – Датчик давления DMD331–A–S–GX/AX

Преимущества и особенности датчиков давления DMD331–А–S–GX/AX:

- Возможность перенастройки диапазона до 1:120
- Основная погрешность 0.075 % ДИ
- Дополнительная погрешность, вызванная изменением температуры измеряемой среды: 0.04 % ДИ / 10°С
- Дополнительная погрешность, вызванная изменением напряжения питания: менее 0.005 % ДИ / В
- Самодиагностика
- Долговременная стабильность: 0.15 % ДИ / 5 лет
- Встроенный PID–контроллер, локальное конфигурирование
- Независимая установка нуля и диапазона, установка их локально и удаленно
- Соответствие требованиям электромагнитной совместимости
- Взрывозащищенное исполнение: искробезопасная электрическая цепь и взрывонепроницаемая оболочка (0ExiaIICT4 / 1ExdIICT6)
- Поворотный корпус и дисплей, прочная виброустойчивая конструкция.

На рисунке 3.5 показана схема включения датчика давления DMD331–А–S–GX/AX

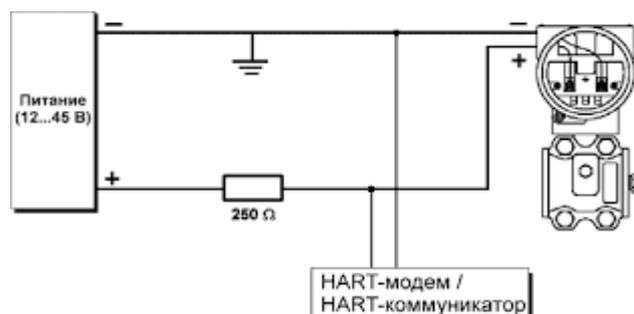


Рисунок 3.5 – Схема включения DMD331–А–S–GX/AX

Датчик температуры

Для измерения температуры рассмотрены следующие датчики:

- Rosemount 3144P;

- KOBOLD TWL–R–Exia;
- POCA–10;
- KOBOLDTDA.

Результаты сравнения занесены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Сравнительный анализ датчиков температуры

Критерии выбора	Rosemount 3144P	KOBOLDTWL–R–Exia	POCA–10	KOBOLD TDA
Измеряемые среды	Нейтральные и агрессивные среды	Нейтральные и агрессивные среды	Нейтральные и агрессивные среды	Нейтральные и агрессивные среды
Диапазон измеряемых температур	(минус 50 – 200) °С	(минус 80 – 600) °С	(минус 40 – 110) °С	(минус 50 – 125) °С
Предел допускаемой погрешности	0,1 %	0,25 %	0,1 %	0,1 %
Выходной сигнал	(4 – 20) мА HART	(4 – 20) мА HART	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА
Взрывозащищенность	Ex (ExiaCT6 X), Exd (1ExdIICT6)	Exd	ExiaCT6	–
Срок службы	5 лет	5 лет	5 лет	5 лет
Степень защиты от пыли и воды	IP67	IP68	IP54	–

Для измерения температуры был выбран термометр сопротивления по DIN стандарту с защитой от воспламенения KOBOLDTWL–R–Exia (рисунок 3.6), т.к. удовлетворяет степени защиты, имеется протокол HART, высокий класс точности.

Термометры сопротивления производства KOBOLD состоят из ударопрочного установочного фитинга, выполненного из нержавеющей стали и имеющего резьбовое, фланцевое или приварное присоединение, а также из соединительной головки из литого алюминия и сменного измерительного элемента. Смену измерительного элемента можно осуществлять, не выключая устройства, так как термокарман остается в устройстве и изолирует процесс.

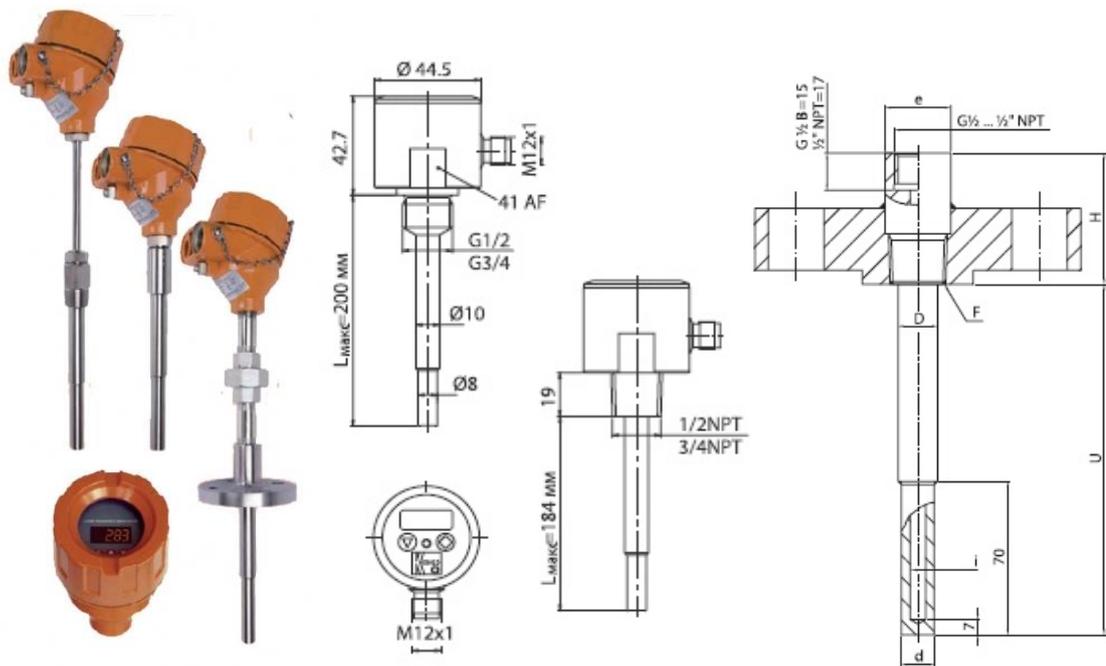


Рисунок 3.6 – TWL–R–Exia

Приборы оснащены защитой от воспламенения Exd и, соответственно, могут использоваться в достаточно суровых условиях. Температурный датчик Pt.100, соответствующий стандарту IEC 751, категории A или B, соответственно, вмонтирован в измерительную вставку. По желанию клиента температурный датчик может быть изготовлен в двух-, трех- и четырехпроводном исполнении. Данные датчики могут быть исполнены и как простые, и как двойные термометры сопротивления. Исключением является четырехпроводной термометр сопротивления, который возможен только в простом исполнении ввиду нехватки места. Опционально термометры сопротивления могут быть снабжены датчиком, вмонтированным в головку термометра. В этом случае заказчик может выбрать стандартный датчик ((4 – 20) мА выходной сигнал) с протоколом HART", а также с протоколом PROFIBUS* или протоколом Fieldbus. Помимо термометров сопротивления, соответствующих стандарту DIN, возможно изготовление на заказ термометров с указанной заказчиком глубиной погружения, присоединительной головкой, процессными соединениями, классом допуска, выполненных из выбранных заказчиком материалов

Технические характеристики KOBOLDT_WL–R–E_xiа приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – технические характеристики KOBOLDT_WL–R–E_xiа

Параметр	Значение
Измерительный принцип:	температурозависимый измерительный резистор
Диапазон измерения:	(минус 80 – 600) °С
Датчик:	Pt 100 – простой или двойной датчик (1хPt100 или 2хPt100)
Точность:	класс А или класс В (другие на заказ)
Температура среды:	окр. (минус 40 – 150) °С с керамической клеммной базой (минус 40 – 85) °С (с преобразователем)
Рабочее давление:	в завис, от термокармана
Соединительная головка:	форма В с цепью
Материалы:	
Датчик:	нерж.сталь 1.4571 (за исключением: T _W L–D)
Термокарман:	нерж.сталь 1.4571 (за исключением: T _W L–D) с монтажной резьбой, фланцами или приварным рукавом
Колено трубки:	нерж.сталь 1.4571 (за исключением: T _W L–D)
Соединительная головка:	окрашенный алюминий
Клеммная база:	керамика (без трансмиттера)
Процессное присоед:	G 1/2 внешняя резьба, G1 внешний фланец DN 25 приварной рукав 0 24 п7
Электр, присоед:	2-, 3- или 4-проводной
Выход:	значение сопротивления
Защита:	соединительная головка IP 65 датчик IP 68
Одобрено АТЕХ:	1 GD E _x iа Трансмиттер, вмонтированный в головку
Выход:	(4 – 20) мА аналоговый выход
Коммуникация:	протокол HART®, протокол PROFIBUS®/ протокол Fieldbus
Мин. измер. диапазон:	стандартный трансмиттер 25 °К трансмиттер с протоколом HART® 10 °К Трансмиттер с протоколами PROFIBUS®/Fieldbus 5 °К
Напряжение питания:	8 – 30 В пост.т. для стандартного трансмиттера и трансмиттерас протоколом HART® 9–30 В пост.т. для трансмиттерас протоколами Profibus®/Fieldbus

Термометры сопротивления с датчиками, вмонтированными в головку термометра, особенно эффективны, если необходимо передать непрерывный измерительный сигнал на длительное расстояние. Датчик, герметизированный эпоксидной смолой, расположен непосредственно в соединительной головке и передает (4 – 20) мА линейный температурный сигнал. Датчик, вмонтированный в головку термометра, доступен со

стандартными системами коммуникации, такими как протокол HART®, а также протоколы PROFIBUS® или Fieldbus.

Термометры сопротивления с резьбовым, фланцевым или приварным присоединением предназначены для измерения температуры жидких, твердых и газообразных сред. Водонепроницаемость данных приборов позволяет успешно использовать их в условиях избыточного и давления и в вакууме. Данные приборы предназначены для применения в системах кондиционирования, охлаждения, в нагревательных системах, строительстве печей, приборостроении и машиностроении, а также во многих других отраслях промышленности. Приборы могут успешно использоваться в неблагоприятных условиях, так как они снабжены защитой от воспламенения Exd.

Выбор расходомера

В качестве расходомеров были выбраны расходомеры KOBOLD TME-R, Promass 80/83 E, МИР-01, TRICOR предназначенные для измерения расхода жидкости, газа, пара в системах автоматического, регулирования и управления технологическими процессами в различных отраслях промышленности.

В таблице 3.6 приведены сравнительные характеристики расходомеров.

Таблица 3.6 – Сравнение технических характеристик расходомеров

Техническая характеристика	KOBOLD TME-R	Promass 80/83 E	МИР-01	TRICOR
Основная относительная погрешность измерений расхода, не более	±0,5 %	±0,75 %	±0,5 %	±0,1 %
Выходной сигнал	(4 – 20) мА / HART	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА /HART	(4 – 20) мА /HART
Протоколы связи с компьютерной средой	HART, Modbus, FOUNDATION fieldbus	Modbus	HART, Modbus	HART, Modbus
Средняя наработка на отказ	150000 часов	150000 часов	140000 часов	140000 часов
Межповерочный интервал	4 года	4 года	4 года	4 года

Из таблицы 3.6 видно, что для измерения расхода будем использовать кориолисовые расходомеры TRICOR (рисунок 3.7).

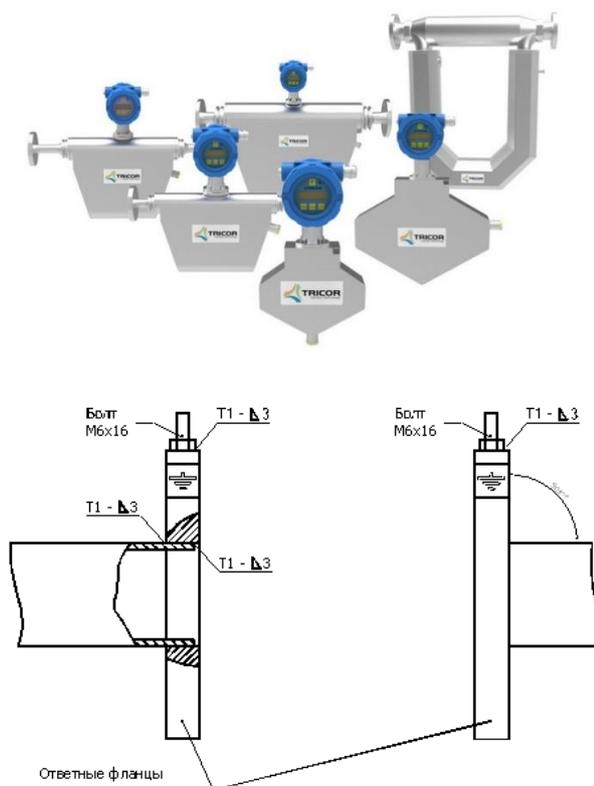


Рисунок 3.7 – Кориолисовый расходомер TRICOR

Кориолисовые расходомеры серии TRICOR предназначены для измерений массового расхода различных жидкостей. Особенно хорошо расходомер подходит для измерений расхода лаков, химических жидкостей, горючих веществ, эпоксидных компонентов, а также для агрессивных и загрязненных сред.

Особенности:

- Высокая точность измерений расхода: $\pm 0,1 \%$
- Измерение массового расхода, а также объемного расхода, плотности и температуры
- Применяется для любых жидкостей:
 - пищевые продукты: майонез, шоколад, напитки
 - нефтепродукты: нефть, бензины, мазут, смолы
 - лаки, клеи, краски, синтетические смолы
 - агрессивные и загрязненные жидкости
- Хорошо промывается и стерилизуется
- Индивидуальная калибровка по 5 контрольным точкам с протоколированием
- HART-протокол (опция), FoundationFieldbus (опция)
- Программное обеспечение дистанционного управления для Windows XP и Vista
- Рабочая среда: температура до 200 °С, давление до 100 бар (по заказу до 350 бар)
- Улучшенный пользовательский интерфейс

Расходомеры этого типа измеряют одновременно расход массы, расход объема, температуру и плотность.

Благодаря конструкции без «мертвых» зон, расходомер хорошо промывается и стерилизуется. TRICOR расходомеры не содержат подвижных частей и поэтому хорошо работают с загрязненными средами. В зависимости от задач, расходомеры могут поставляться в виде компактной версии с

установленным или выносным электронным блоком с кабелем длиной до 30 м.

Для компактной версии имеется выносной дисплей (TRD 8001), который может применяться с кабелем длиной до 1000 метров.

Выбор уровнемера

Для решения данной задачи был выбран отечественный уровнемер ТИТАН–270У (рисунок 3.8). Уровнемер ультразвуковой ТИТАН–270У — это компактный измерительный прибор, состоящий из двух основных частей – уровнемера (блока) и модуля вывода изображения (дисплея). Электроакустический преобразователь уровнемера излучает ультразвуковые импульсы, которые распространяются в направлении к поверхности. Отраженная акустическая волна принимается преобразователем и далее обрабатывается измерительным модулем. Здесь блок интеллектуального анализа проводит фильтрацию сигналов от помех, сопоставление очищенного принятого сигнала с картой ложных отражений (например, от мешалок, лестниц, ребер жесткости) и последующий выбор требуемого отражения (эха). Исходя из продолжительности распространения импульсов к поверхности и обратно и из измерения температуры в резервуаре, рассчитывается актуальное расстояние до поверхности уровня. В соответствии с значением уровнем устанавливается ток на выходе уровнемера от 4 до 20 мА, также передаваемый по HART–протоколу или по сети RS–485 с протоколом ModbusRTU. Измеренное значение уровня отображается на дисплее уровнемера.



Рисунок 3.8 – Уровнемер ТИТАН–270У

Технические характеристики уровнемера ТИТАН–270У представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Технические характеристики ТИТАН–270У

Диапазон измерений уровня	(0,5 – 20) м
Выходной сигнал	(4 – 20) мА, HART–протокол RS–485 / ModbusRTU
Предел допускаемой основной приведенной погрешности измерений	± 0,15 %
Температура окружающего воздуха	от минус 40 до 70 °С
Регулирование чувствительности измерения	3 степени (LOW — MEDIUM — HIGH)
Механическое соединение	резьбовое соединение G1"/фланец из алюминиевого сплава
Потребляемый ток, не более, мА	20
Средний срок службы, лет	12 лет
Степень защиты корпуса	IP67
Маркировка взрывозащиты	0ExiaIIС(T5/T6)X, 1ExibIIС(T5/T6)X, 1ExdIIС(T5/T6)X
Масса датчика	0,3 кг

Выбор датчика–сигнализатора уровня

Для сигнализации достижения предельного уровня газа выберем датчик–сигнализатор уровня. Рассмотрим такие сигнализаторы как: РИЗУР–900, OPTISWITCH 5300

Приведем технические характеристики выбранных датчиков–сигнализатора уровня в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – сравнение характеристик датчиков

Технические характеристики	РИЗУР–900	OPTISWITCH 5300
Температура	(минус 196 – 500) °С	(минус 196 – 4500) °С
Давление контролируемой среды	давление до 6, 16, 25, 35, 45МПа	(1 – 160) бар

Для сигнализации уровня будем использовать отечественный датчик–сигнализатор уровня жидкости РИЗУР–900 (рисунок 3.9).

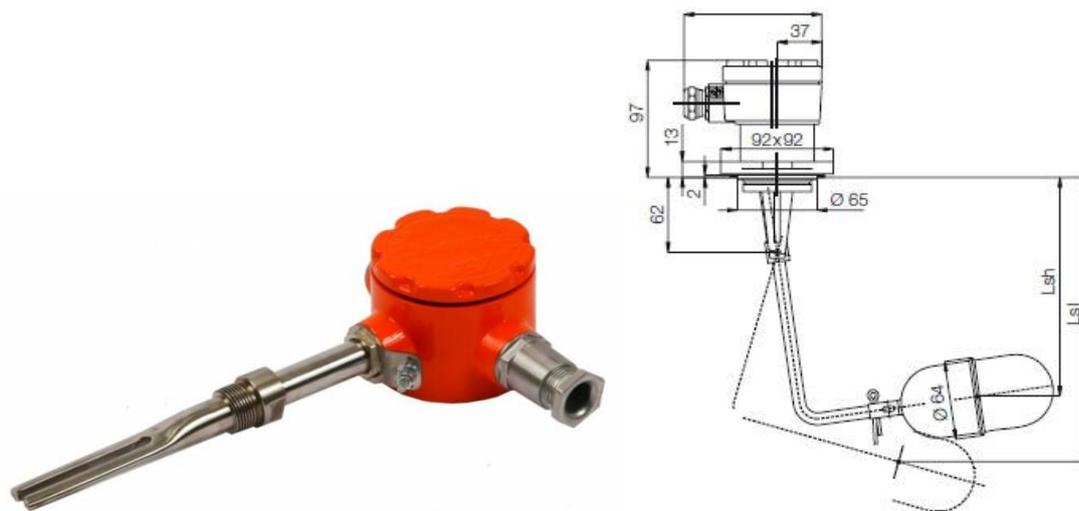


Рисунок 3.9 – РИЗУР–900

Сигнализатор уровня ультразвуковой РИЗУР–900 предназначен для контроля уровня жидкости в открытых или закрытых, в том числе, находящихся под давлением емкостях в технологических установках промышленных объектов химической, нефтехимической, медицинской, пищевой и других отраслях промышленности. Также может использоваться в качестве индикатора наличия (отсутствия) жидкости в контролируемом объеме на заранее заданной высоте емкости. Контролируемые жидкости: нефть и ее легкие фракции, вода и любые другие среды, не формирующие отложения на материале чувствительного элемента и не разрушающие его.

Технические характеристики РИЗУР–900 приведены в таблице 3.9

Таблица 3.9 – Технические характеристики РИЗУР–900

Характеристика	Значение
Температура контролируемой среды,	(минус 196 – 500) °С
Давление контролируемой среды	давление до 6,16, 25, 35, 45МПа
Вязкость	до 10 Пас
Количество точек срабатывания	До 8 точек
Время срабатывания	от 0,1 до 10 сек (согласовывается при заказе)
Напряжение питания, постоянный ток, В	(12 – 32) (по заказу возможно иное)
Потребляемый ток, не более, мА	20
Средний срок службы, лет	12 лет
Выходной сигнал	(4 – 20) мА, HART–протокол
Температура окружающей среды, °С	(минус 60 – 75) °С (минус 70 – 75) °С с термочехлом)

Продолжение таблицы 3.9

Характеристика	Значение
Степень защиты корпуса	IP67
Маркировка взрывозащиты	0ExiaIIС(T5/T6)X, 1ExibIIС(T5/T6)X, 1ExdIIС(T5/T6)X или без взрывозащиты
Ориентация прибора в пространстве при монтаже на объекте	произвольная
Материал сигнализатора контактируемый с контролируемой средой	12Х18Н10Т (по заказу возможно иное)
Количество кабельных вводов	1 или 2 (определяется при заказе)

3.3.3 Выбор исполнительных механизмов

Выбор регулирующего клапана

В данном разделе необходимо выбрать устройство реализующее управляющее воздействие со стороны регулятора на объект управления путем механического перемещения регулирующего органа. В качестве регулирующих клапанов были рассмотрены ЭМИ 493725, AumaMatic, RV111.

В качестве регулирующего клапана будет использоваться клапан регулирующий газовый со встроенным приводом ЭМИ 493725 (рис. 3.10), т.к. Auma работают полностью открыт/полностью закрыт, а RV111, являются дороже.



Рисунок 3.10 – Регулирующий клапан ЭМИ 493725

Технические характеристики данного клапана приведены в таблице 3.10

Таблица 3.10 – Технические характеристики ЭМИ 493725

Параметр	Значение
1	2
Основная рабочая среда ГОСТ 5542	природный газ
Тип присоединения	фланцевое
Тип конструкции	поворотно–золотниковый прямооточный
Нерегулируемый пропуск среды, не более	1 %
Электромеханизм	МЭОФ–100/25–0,25 99К
Усилие на рукоятке ручного привода, Н	100–250
Полный угол поворота, град.	90°
Потребляемое напряжение	220/380 В, 50–60 Гц
Потребляемая мощность, Вт,	не более 250
Степень защиты по ГОСТ 14254	IP–54
Примечание – Механизм МЭОФ имеет взрывобезопасный уровень взрывозащиты, вид взрывозащиты "взрывонепроницаемая оболочка", маркировку взрывозащиты 1ExdПВТ4 и может применяться во взрывоопасных зонах согласно ГОСТ Р 51330.9 и ГОСТ 51330.13 и другим нормативно–техническим документам, определяющим применимость электрооборудования во взрывоопасных зонах, где возможно образование взрывоопасных смесей категории ПА и ПВ групп Т1, Т2, Т3, Т4, Т5 согласно ГОСТ Р 51330.5.	
Максимальная температура рабочей среды, °С (К)	для углеводородных газов ГОСТ 5542 – 60 (333) для коксовых и доменных газов – 100 (273)
Минимальная температура рабочей среды, °С (К)	для углеводородных газов ГОСТ 5542 – минус 60 (213) для коксовых и доменных газов – 5 (278)
Температура окружающей среды ГОСТ 15150, °С (К)	УХЛ2 (районы с умеренным и холодным климатом): – 40 (313) –минус 60 (213) Т2 (районы с тропическим климатом): – 50 (323)

Клапан устанавливается в горизонтальном положении и может управляться как автоматически и дистанционно в соответствии с

командными сигналами управляющих устройств, регулирующих расход газообразного топлива, так и вручную – непосредственно с исполнительного механизма.

3.4 Разработка схемы внешних проводок

Схема внешней проводки приведена в Приложении В. Датчики температуры имеет встроенный преобразователь сигнала термосопротивления в унифицированный токовый сигнал (4 – 20) мА. У расходомера сигнал преобразуется в унифицированный токовый сигнал (4 – 20) мА. Датчик давления преобразует сигнал с сенсора на базе емкостной ячейки в унифицированный токовый сигнал (4 – 20) мА.

В качестве кабеля выбран КВВГнг. Кабель КВВГнг – представляет собой конструкцию из медных жил, заключенных в изоляцию, а также в оболочку из пластика. Электротехнический контрольный кабель КВВГ предназначен для присоединения к электроаппаратуре, электроприборам. Конструкция кабеля состоит из следующих частей: жила (мягкая медная проволока), изоляция (ПВХ пластикат), поясная изоляция (лента ПЭТФ пленки), оболочка (ПВХ пластикат пониженной горючести). Кабели КВВГнг предназначены для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам, сборкам зажимов электрических распределительных устройств с номинальным переменным напряжением до 660 В частоты до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000В.

При прокладке кабелей систем автоматизации следует соблюдать требования главы 2.3. «Кабельные линии напряжением до 220 кВ» ПУЭ и дополнительные правила разделения цепей:

– цепи сигналов управления и сигнализации напряжением 220 В переменного тока и 24 В постоянного тока должны прокладываться в разных кабелях;

- аналоговые сигналы должны передаваться с помощью экранированных кабелей отдельно от цепей сигналов управления и сигнализации;
- сигналы последовательной передачи данных (интерфейсные соединения);
- сигналы управления и контроля для взаиморезервируемых механизмов, устройств должны передаваться в разных кабелях;
- цепи отдельных шлейфов пожарной сигнализации должны прокладываться в разных кабелях.

3.5 Выбор алгоритмов управления АС БС

В автоматизированной системе на разных уровнях управления используются различные алгоритмы:

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

В данном проекте разработаны следующие алгоритмы АС:

- алгоритм сбора данных измерений.

– алгоритм автоматического регулирования технологических параметров.

3.5.1 Алгоритм сбора данных измерений

В качестве канала измерения выберем канал измерения температуры в сепараторе. Для этого канала разработаем алгоритм сбора данных. Алгоритм сбора данных с канала измерения температуры в сепараторе представлен в Приложении Г.

В первую очередь идет запуск подпрограммы инициализации показаний термопары. Далее идет запуск подпрограммы проверки на достоверность входного сигнала, как правило идет проверка на обрыв линии или на кз. После этого запускается подпрограмма масштабирования показаний, чтобы перевести 4 – 20 мА в °С. Далее идет цикл проверки изменилась ли температура в сепараторе, если нет, то переходим в конец, если изменилась то формируется и отправляется пакет данных с выводом информации на дисплей. При этом идет проверка на максимально предельный уровень, максимально допустимого и минимально допустимого уровней.

3.5.2 Алгоритм автоматического регулирования технологических параметров

В качестве алгоритма регулирования будем использовать алгоритм ПИД регулирования, который позволяет обеспечить хорошее качество регулирования, достаточно малое время выхода на режим и невысокую чувствительность к внешним возмущениям. ПИД–регулятор используется в системах автоматического управления для поддержания заданного значения измеряемого параметра.

ПИД–регулятор измеряет отклонение стабилизируемой величины от заданного значения (уставки) и выдаёт управляющий сигнал, являющийся суммой трёх слагаемых, первое из которых пропорционально этому

отклонению, второе пропорционально интегралу отклонения и третье пропорционально производной отклонения.

Процесс регулирования давления осуществляется следующим образом. На вход блока управления поступают заданное (уставка) $y^*(t)$ и текущее $y(t)$ значения регулируемой величины. Блок управления вычисляет рассогласование $e(t) = y^*(t) - y(t)$, на основе которого формирует управляющий сигнал $u(t)$, подаваемый на вход исполнительного устройства.

Задание по давлению сравнивается с текущим значением давления, полученным при помощи датчика давления. По рассогласованию регулятор уровня формирует задание по положению регулирующего органа. Заданное положение сравнивается с текущим, полученным от датчика положения регулирующего органа. На основе рассогласования по положению блок управления формирует управляющий сигнал на исполнительный механизм.

Частотный преобразователь:

$$T_1 \frac{df}{dt} + f = k_1 \cdot I \quad (3.1)$$

Электропривод

$$T_2 \frac{d\omega}{dt} + \omega = k_2 \cdot f. \quad (3.2)$$

Задвижка

$$q = kw \quad (3.3)$$

Трубопровод:

$$T_3 \frac{dP}{dt} + P = k_3 \cdot Q. \quad (3.4)$$

Так как частота регулируется из соотношения входного тока (4 – 20) мА и частоты от 0 до 300 кГц, то коэффициент передачи будет 15. Постоянная времени была взята из технической документации преобразователя. Коэффициент передачи электропривода обоснован как отношение частоты при 300 кГц и максимальной частоты вращения 600 об/мин, поэтому коэффициент принят 0,002, а постоянная времени определена из технической документации, по кривой разгона.

Подставив численные значения в выражения получаем:

$$W(p) = \frac{Q_k(p)}{Q(p)} = \frac{1}{T \cdot p + 1} \cdot e^{-\tau_0 p}, \quad (3.5)$$

$$T = \frac{2Lfc^2}{Q}, \quad \tau_0 = \frac{Lf}{Q}, \quad c = \frac{Q}{f} \cdot \sqrt{\frac{\gamma}{2\Delta p \cdot g}} \quad (3.6)$$

$$W(p) = \frac{1}{0.23 \cdot p + 1} \cdot e^{-0.031 \cdot p} \quad (3.7)$$

Таблица 3.11 – Значения параметров передаточной функции

Частота f , м ²	0.031416
Диаметр трубопровода d , м	0.2
Длина L , м	3
Расход Q , м ³ /с	3
Разница давлений Δp , Мпа	0,16
Ускорение g , м/с ²	9.8
Расход γ , $\frac{\text{кг}}{\text{с}}$	800

На рисунке 3.11 представлена структурная схема регулирования, выполненная в среде Matlab.

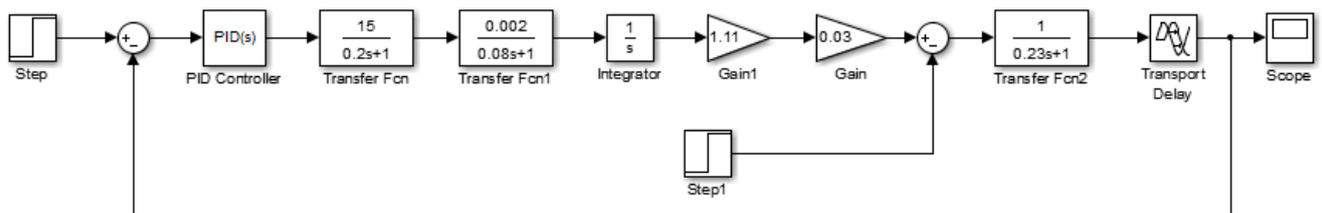


Рисунок 3.11 – Структурная схема регулирования

Выбор параметров ПИД регулятора осуществлялся путем использования автоматической настройки ПИД регулятора в среде Matlab для получения приемлемой характеристики переходного процесса. Приближенные значения составляют: $K_p = 0.0057$; $K_d = 0.0055$; $K_i = 0.000087$

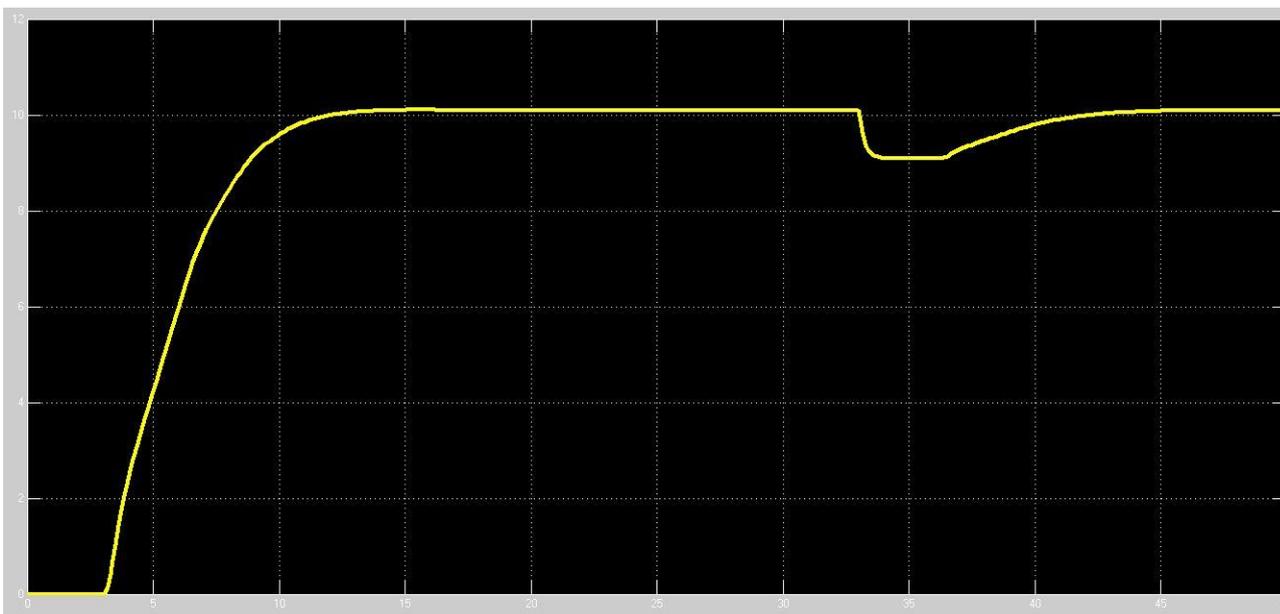


Рисунок 3.12 – График переходного процесса

В результате моделирования процесса получаем время переходного процесса 12 сек. Также наблюдаем поддержание заданного значения расхода при возникновении возмущения, в виде включения контрольной линии для режима поверки метрологических характеристик.

3.6 Экранные формы АС БС

Управление в АС блока сепарации реализовано с использованием SCADA–системы Simplight. Она предназначена для использования на действующих технологических установках в реальном времени и требует использования компьютерной техники в промышленном исполнении, отвечающей жестким требованиям в надежности, стоимости и безопасности, также обеспечивает возможность работы с оборудованием различных производителей с использованием OPC–технологии. Другими словами, выбранная SCADA–система не ограничивает выбор аппаратуры нижнего уровня, т. к. предоставляет набор драйверов или серверов ввода/вывода. Это позволяет подключить к ней внешние, независимо работающие компоненты, в том числе разработанные отдельно программные и аппаратные модули сторонних производителей.

3.6.1 Разработка дерева экранных форм

Дерево экранных форм приведено в Приложении Д.

Пользователь (диспетчер по обслуживанию, старший диспетчер, руководитель) имеет возможность осуществлять навигацию экранных форм с использованием кнопок прямого вызова. При старте проекта появляется экран авторизации пользователя, в котором предлагается ввести логин и пароль. После ввода логина и пароля, если же они оказываются верными, появляется мнемосхема основных ФС: Факельный сепаратор, входная насосная станция и каналы регулирования давления. Кроме того, с мнемосхемы основных объектов пользователь имеет прямой доступ к карте нормативных параметров факельного сепаратора.

3.6.2 Разработка экранных форм АС БС

АРМ оператора поддерживает работу различных групп пользователей с разными правами доступа к тем или иным элементам автоматизированного рабочего места. Для входа в приложение под соответствующим вам именем и паролем необходимо нажать кнопку  в левом верхнем углу приложения.

В главном меню расположены индикаторы и кнопки, выполняющие различные функции:

- кнопка «СПРАВКА» – вызов меню «Справка»;
- кнопки-индикаторы «Н-1/1», «Н-1/2», – отображение состояния насосных агрегатов и вызов мнемосхем насосных агрегатов;
- индикаторы "Нижний/верхний допустимый/аварийный уровень" – индикаторы уровня.

Вид главного меню представлен на рисунке 3.13.

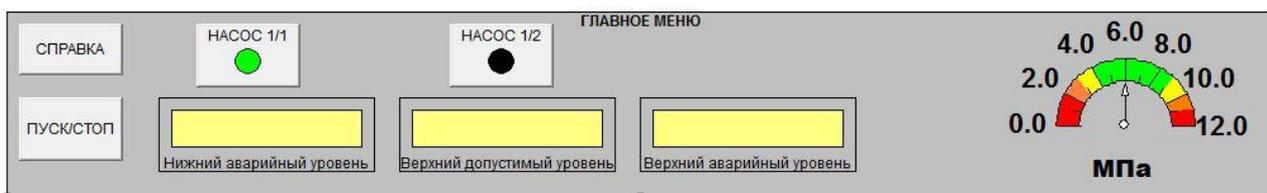


Рисунок 3.13 – Вид главного меню

3.6.3 Область видеокadra

Видеокadры предназначены для контроля состояния технологического оборудования и управления этим оборудованием. В состав видеокadров входят:

- мнемосхемы, отображающие основную технологическую информацию;
- всплывающие окна управления и установки режимов объектов и параметров;
- табличные формы, предназначенные для отображения различной технологической информации, не входящей в состав мнемосхем, а также для реализации карт ручного ввода информации (уставок и др.).

В области видеокadра АРМ оператора доступны следующие мнемосхемы:

- факельный сепаратор;
- входной насос;

На мнемосхеме «Факельный сепаратор» отображается работа следующих объектов и параметров:

- измеряемые и сигнализируемые параметры;
- измеряемые параметры трубопроводов;
- состояние и режим работы задвижек.

3.6.4 Мнемознаки

На рисунке 3.14 представлен мнемознак аналогового параметра:

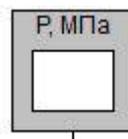


Рисунок 3.14 – Мнемознак аналогового параметра

В нижней части отображается значение аналогового параметра.

Приняты следующие цвета основной для отображения аналогового параметра:

- серый цвет – параметр достоверен и в норме;
- желтый цвет – параметр достоверен и достиг допустимого (максимального или минимального) значения;
- красный цвет – параметр достоверен и достиг предельного (максимального или минимального) значения;
- темно–серый цвет – параметр недостоверен;
- коричневый цвет – параметр маскирован.

Красный цвет основной части сопровождается миганием до тех пор, пока оператор не выполнит операцию квитирования, т.е. не подтвердит факт установки аварийного состояния аналогового параметра.

В части верхней отображается единица измерения аналогового параметра.

Мнемознак задвижка имеет следующие цветовые обозначения:

- зеленый цвет – задвижка открыта;
- желтый цвет – задвижка закрыта;
- периодическая смена зеленого и желтого цветов – задвижка открывается/закрывается;
- серый цвет – неопределенное состояние.

Мнемознак факельный сепаратор показан на рисунке 3.15:

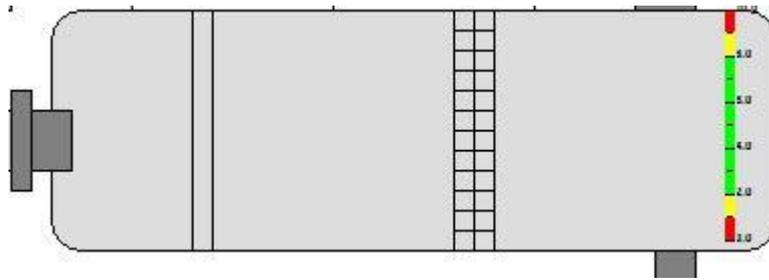


Рисунок 3.15 – Мнемознак факельный сепаратор

Прямоугольник белого фона используется для отображения, как дискретных состояний, так и предельных значений аналогового параметра, и принимает следующий вид:

- состояние 1 – красный цвет – предельный нижний уровень (значение дискретного параметра).
- состояние 2 – желтый цвет – допустимый нижний уровень (значение дискретного параметра);
- состояние 3 – зеленый цвет – норма;
- состояние 4 – желтый цвет) – допустимый верхний уровень (значение дискретного параметра);
- состояние 5 – красный цвета) – предельный верхний уровень (значение дискретного параметра).

Мнемознак лампочка имеет следующие цветовые обозначения:

- красный цвет – предельный уровень;
- желтый цвет – допустимый уровень;
- серый цвет – параметр в норме.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью организационно–экономической части дипломного проекта является технико–экономическое обоснование (ТЭО) проектирования АС блока подготовки газа (сепаратор факельной системы) установки комплексной подготовки газа (УКПГ).

В данном разделе необходимо рассмотреть следующие вопросы:

Организацию и планирование работ с использованием линейного метода, расчет трудоемкости этапов выполнения проекта;

Расчет сметы затрат на выполнение разработки;

Расчет экономического эффекта.

В первой части ТЭО необходимо определить перечень необходимых работ, установить продолжительность выполнения работ, рассчитать трудовые затраты на выполнение проекта и построить линейный график работ по разработке автоматизированной системы. Во второй части ТЭО необходимо рассчитать затраты на разработку проекта. В конце следует рассчитать экономический эффект от разработанной системы.

4.1 Организация и планирование работ

4.1.1 Перечень основных этапов и работ

Планирование НИР заключается в составлении перечня работ, необходимых для достижения поставленной задачи; определение участков каждой работы; установление продолжительности работ; построение линейного графика. Успех проведения работы зависит от рационального распределения нагрузки по времени этапов, что позволяет более эффективно распределять и использовать ресурсы ее исполнителей; предварительно определить затраты на проведение НИОКР. При комплексном проектировании работ чаще всего используют сетевые и линейные методы планирования.

Сетевые методы планирования в основном используются при большой сложности НИОКР, одновременном участии большого числа исполнителей, необходимости параллельного выполнения работ и т.д. Поскольку разрабатываемая система не велика по объему и не требует большого состава исполнителей, то в данном разделе применим линейный метод планирования.

Планирование комплекса работ с использованием линейного метода ведется в следующем порядке:

- 1) Составляется перечень работ;
- 2) Определяется трудоемкость работ;
- 3) Осуществляется расчет загрузки исполнителей;
- 4) Строится линейный график.

Для построения линейной диаграммы необходимо составить перечень предполагаемых работ. Процесс разработки подразделяется на четыре основных этапа:

- 1) Подготовительный;
- 2) Исследование и анализ предметной области;
- 3) Разработка автоматизированной системы;
- 4) Оформление документации и подготовка отчета.

В соответствии с видами работ участниками планирования выбраны:

- 1) Руководитель – общее руководство, проверка, контроль;
- 2) Инженер – проектирование, составление документации, расчетные работы, оформление отчетов и чертежей.

При составлении перечня этапов и видов работ, которые должны быть выполнены, особое внимание должно быть уделено логическому упорядочению последовательности выполнения отдельных видов работ. В основе такого упорядочения лежит анализ смыслового содержания каждого вида работ и установление взаимосвязи каждого вида работ.

В таблице 4.1 приведен перечень основных этапов и работ, имеющих место при разработке системы автоматизации.

Таблица 4.1 – Перечень основных этапов и работ

Основные этапы	№ раб.	Перечень работ
Подготовительный	1	Составление и утверждение ТЗ.
	2	Подбор и изучение материалов по тематике.
Исследование и анализ предметной области	3	Описание технологического процесса
	4	Выбор архитектуры АС
	5	Разработка структурной и функциональной схемы АС
Разработка автоматизированной системы	6	Разработка схемы информационных потоков АС
	7	Выбор средств реализации АС
	8	Разработка схемы соединения индикаторы внешних проводок
	9	Выбор (обоснование) алгоритмов давление управления АС
	10	Разработка ПО для ПЛК
	11	Разработка экранных форм АС
Оформление документации и подготовка отчета	12	Разработка и написание руководства пользователя
	13	Подготовка отчета о проделанной работе.

4.1.2 Расчет трудоемкости этапов

Трудоемкость работ определяется по сумме трудоемкости этапов и видов работ, оцениваемых экспериментальным путем в человеко–днях, и носит вероятностный характер, так как зависит от множества трудно учитываемых факторов, поэтому ожидаемое времени выполнения работ $t_{ож}$ рассчитывается по формуле:

$$t_{ож} = \frac{3t_{\min} + 2t_{\max}}{5}; \quad (4.1)$$

где $t_{ож}$ – трудоемкость выполнения отдельных видов работ, дн;

t_{\min} – минимальная продолжительность работы, дн;

t_{\max} – максимальная продолжительность работы, дн.

Экспертные оценки и расчетные величины трудоемкости сводятся в таблицу 4.2.

Для установления продолжительности работы в рабочих днях используем следующую формулу:

$$T_{РД} = \frac{t_{ож}}{K_{ВН}} \cdot K_{Д} \quad (\text{раб. дни}); \quad (4.2)$$

где $T_{РД}$ – продолжительность работы в рабочих днях;

$t_{ож}$ – ожидаемая продолжительность выполнения работы;

$K_{ВН}$ – коэффициент выполнения работ, учитывающий влияние внешних факторов на соблюдение предварительно определенных длительностей, в частности, возможно $K_{ВН} = 1$;

$K_{Д}$ – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсацию непредвиденных задержек и согласование работ.

Расчет продолжительности этапа в календарных днях ведется по формуле:

$$T_{КД} = T_{РД} \cdot T_{К} \quad (4.3)$$

где $T_{КД}$ – продолжительность выполнения этапа в календарных днях;

$T_{К}$ – коэффициент календарности, позволяющий перейти от длительности работ в рабочих днях к их аналогам в календарных днях, и рассчитываемый по формуле:

$$T_{К} = \frac{T_{КАЛ}}{T_{КАЛ} - T_{ВД} - T_{ПД}} \quad (4.4)$$

где $T_{КАЛ}$ – календарные дни ($T_{КАЛ} = 365$);

$T_{ВД}$ – выходные дни ($T_{ВД} = 52$);

$T_{ПД}$ – праздничные дни ($T_{ПД} = 10$).

$$T_{К} = \frac{365}{365 - 52 - 10} = 1,205$$

Результаты расчетов приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Экспертные оценки и расчетные величины трудоемкости работы исполнителя

Этап	Исполнитель	Продолжительность работ, дни			Трудоемкость работ по исполнителям чел.– дн.			
		t_{min}	t_{max}	$t_{ож}$	$T_{РД}$		$T_{КД}$	
					НР	И	НР	И
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Составление и утверждение ТЗ.	Р, И	1	2	1	0,6	0,6	0,9	0,9
Подбор и изучение материалов по тематике.	И	5	9	7	–	4,2	–	6,1
Описание технологического процесса	Р, И	2	3	2	0,4	1,2	0,8	1,7
Выбор архитектуры АС	Р, И	5	8	6	1,8	3,6	2,6	5,2
Разработка структурной и функциональной схемы АС	И	4	6	5	–	3	–	4,4
Разработка схемы информационных потоков АС	НР, И	1	2	1	0,4	0,6	0,7	0,9
Выбор средств реализации АС	НР, И	4	7	5	1,6	3,1	2,3	4,5
Разработка схемы соединения индикаторы внешних проводок	И	5	9	7	–	4,4	–	6,4
Выбор (обоснование) алгоритмов давление управления АС	И	7	10	8	–	5	–	7,3
Разработка ПО для ПЛК	И	8	12	10	–	6,1	–	8,8
Разработка экранных форм АС	НР, И	5	10	7	4,3	4,3	6,2	6,2
Разработка и написание руководства пользователя	НР, И	3	8	5	1,5	3	2,2	4,4
Подготовка отчета о проделанной работе.	НР, И	4	7	5	1,5	3	2,2	4,4
Итого:				69	12,1	42,1	17,9	61,2

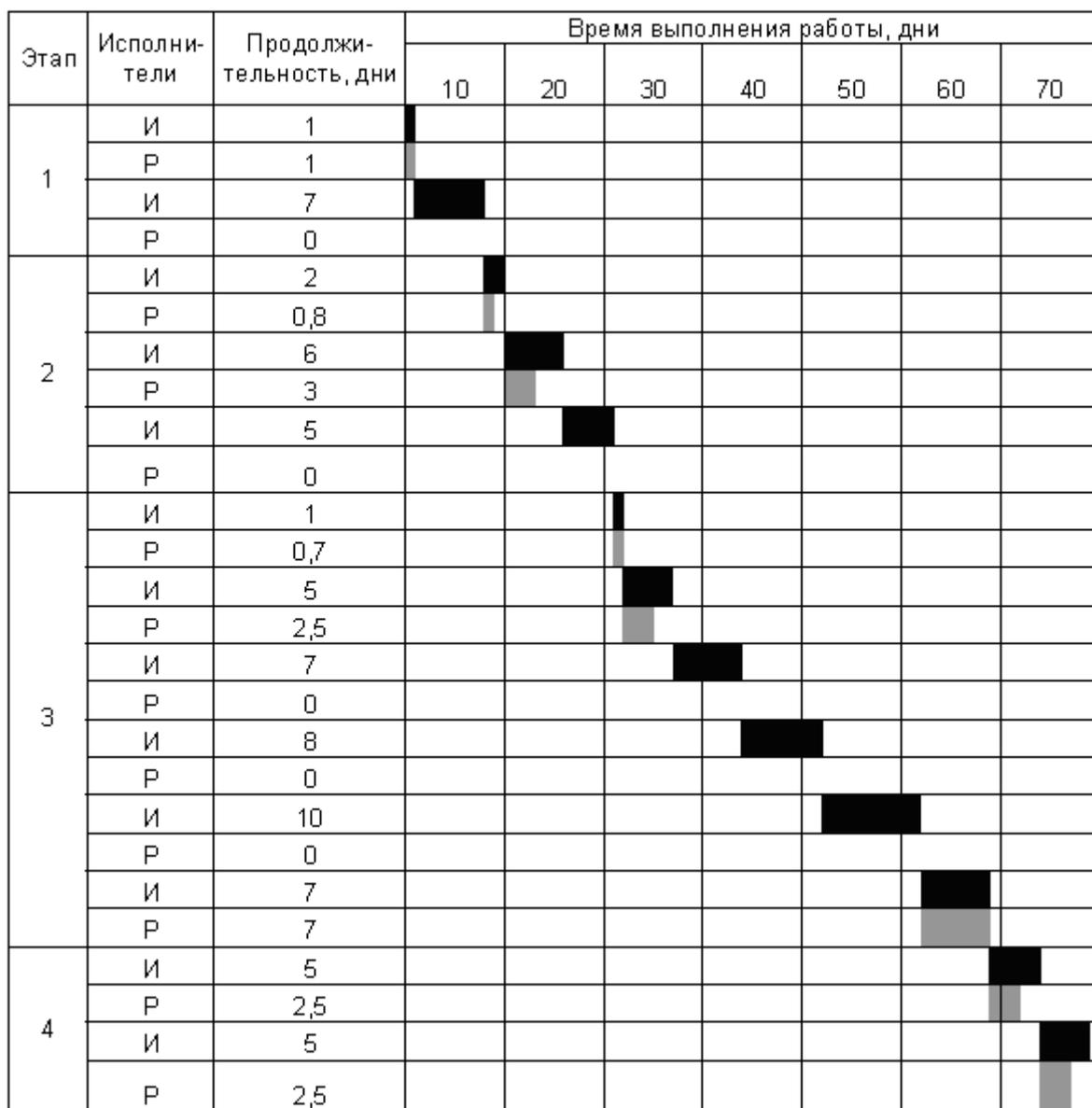


Рисунок 4.1 – Линейный график выполнения работ

4.2 Расчет сметы затрат на разработку АС

Затраты на выполнение комплекса работ по разработке автоматизированной системы рассчитываются суммированием по следующим статьям расходов:

- Материалы, покупные изделия и комплектующие;
- Основная заработная плата работников, участвующих в разработке;
- Социальный налог;
- Затраты на специальное оборудование;
- Затраты на электроэнергию;

– Затраты на амортизацию используемого оборудования.

Выполним расчеты по этим статьям.

4.2.1 Расчет затрат на материалы

В данную статью входит стоимость всех материалов, включая расходы на их приобретение и доставку. Стоимость необходимых материалов и комплектующих устанавливается по договорным ценам. Размер транспортно–заготовительных расходов принимается равным 10 % от стоимости покупных изделий.

$$C_{тран} = C_{пок} \cdot 10\% , \quad (4.5);$$

$$C_{м} = C_{тран} + C_{пок} , \quad (4.6);$$

где $C_{тран}$ – транспортно–заготовительные расходы;

$C_{пок}$ – расходы на покупку материалов, покупных изделий, комплектующих;

$C_{м}$ – затраты на материалы.

$$C_{пок} = 100 + 150 + 400 = 650 \text{ (руб.)};$$

$$C_{тран} = 650 \cdot 10\% = 65 \text{ (руб.)};$$

$$C_{м} = 650 + 65 = 715 \text{ (руб.)}.$$

Затраты на покупку необходимых материалов приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Материалы

Наименование	Ед. изм.	Кол–во	Цена за ед., руб.	Сумма, руб.
Бумага для принтера	пачка	1	150	150
Техническая литература	шт.	2	250	500
Всего за материалы и покупные изделия:				650
Транспортно–заготовительные расходы (10 %):				65
Итого:				715

4.2.2 Расчет заработной платы

Данная статья расходов включает заработную плату научного руководителя и инженера (в его роли выступает исполнитель проекта), а также премии, входящие в фонд заработной платы.

Среднедневная тарифная заработная плата ($ЗП_{дн-т}$) рассчитывается по формуле:

$$ЗП_{дн-т} = MO/25,083 \quad (4.7)$$

учитывающей, что в году 301 рабочий день и, следовательно, в месяце в среднем 25,083 рабочих дня (при шестидневной рабочей неделе).

Таблица 4.4 – Затраты на заработную плату

Исполнитель	Оклад, руб./мес.	Среднедневная ставка, руб./раб.день	Затраты времени, раб.дни	Коэффициент	Фонд з/платы, руб.
НР	33664,00	1342,09	12	1,699	27362,53
И	9043,71	361,75	42	1,62	24613,36
Итого:					51975,89

4.2.3 Расчет затрат на социальный налог

Затраты на единый социальный налог (ЕСН), включающий в себя отчисления в пенсионный фонд, на социальное и медицинское страхование, составляют 30 % от полной заработной платы по проекту, т.е. $C_{соц.} = C_{зп} * 0,3$. Итак, в нашем случае $C_{соц.} = 51975,89 * 0,3 = 15592,77$ руб.

4.2.4 Расчет затрат на электроэнергию

Данный вид расходов включает в себя затраты на электроэнергию, потраченную в ходе выполнения проекта на работу используемого оборудования, рассчитываемые по формуле:

$$C_{эл.об.} = P_{об} \cdot t_{об} \cdot ЦЭ \quad (4.7)$$

где $P_{об}$ – мощность, потребляемая оборудованием, кВт;

$\text{Ц}_{\text{Э}}$ – тариф на 1 кВт·час;

$t_{\text{об}}$ – время работы оборудования, час.

Для ТПУ $\text{Ц}_{\text{Э}} = 5,748$ руб./кВт·час (с НДС).

Время работы оборудования вычисляется на основе итоговых данных таблицы 4.2 для инженера ($T_{\text{РД}}$) из расчета, что продолжительность рабочего дня равна 8 часов.

$$t_{\text{об}} = T_{\text{РД}} * K_t, \quad (4.8)$$

где $K_t \leq 1$ – коэффициент использования оборудования по времени, равный отношению времени его работы в процессе выполнения проекта к $T_{\text{РД}}$, определяется исполнителем самостоятельно. В ряде случаев возможно определение $t_{\text{об}}$ путем прямого учета, особенно при ограниченном использовании соответствующего оборудования.

Мощность, потребляемая оборудованием, определяется по формуле:

$$P_{\text{об}} = P_{\text{ном.}} * K_C \quad (4.9)$$

где $P_{\text{ном.}}$ – номинальная мощность оборудования, кВт;

$K_C \leq 1$ – коэффициент загрузки, зависящий от средней степени использования номинальной мощности. Для технологического оборудования малой мощности $K_C = 1$.

Таблица 4.5 – Затраты на электроэнергию технологическую

Наименование оборудования	Время работы оборудования $t_{\text{об}}$, час	Потребляемая мощность $P_{\text{об}}$, кВт	Затраты $\text{Э}_{\text{об}}$, руб.
Персональный компьютер	336,8	0,28	542,06

4.2.5 Расчет амортизационных расходов

В статье «Амортизационные отчисления» рассчитывается амортизация используемого оборудования за время выполнения проекта.

Используется формула

$$C_{AM} = \frac{N_A * C_{OB} * t_{рф} * n}{F_d}, \quad (4.10)$$

где N_A – годовая норма амортизации единицы оборудования;

C_{OB} – балансовая стоимость единицы оборудования с учетом ТЗР. При невозможности получить соответствующие данные из бухгалтерии она может быть заменена действующей ценой, содержащейся в ценниках, прейскурантах и т.п.;

F_d – действительный годовой фонд времени работы соответствующего оборудования, берется из специальных справочников или фактического режима его использования в текущем календарном году. При этом второй вариант позволяет получить более объективную оценку C_{AM} .

$T_{рф}$ – фактическое время работы оборудования в ходе выполнения проекта, учитывается исполнителем проекта;

n – число задействованных однотипных единиц оборудования.

Стоимость ПК = 45000 руб., время использования 336,8 часов, тогда для него $C_{AM}(ПК) = (0,4 * 45000 * 336,8 * 1) / 2408 = 2517,61$ руб.

4.2.6 Расчет расходов, учитываемых непосредственно на основе платежных (расчетных) документов (кроме суточных)

Сюда относятся:

- командировочные расходы, в т.ч. расходы по оплате суточных, транспортные расходы, компенсация стоимости жилья;
- арендная плата за пользование имуществом;
- оплата услуг связи;
- услуги сторонних организаций;
- В настоящем проекте такие расходы отсутствуют.

4.2.7 Расчет прочих расходов

В статье «Прочие расходы» отражены расходы на выполнение проекта, которые не учтены в предыдущих статьях, их следует принять равными 10 % от суммы всех предыдущих расходов, т.е.

$$C_{\text{проч.}} = (C_{\text{мат}} + C_{\text{зп}} + C_{\text{соц}} + C_{\text{эл.об.}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{нп}}) \cdot 0,1 \quad (4.11)$$

Для нашего примера это

$$C_{\text{проч.}} = (715 + 51975,89 + 15592,77 + 542,06 + 2517,61) \cdot 0,1 = 7134,33$$

4.2.8 Расчет общей себестоимости разработки

Проведя расчет по всем статьям сметы затрат на разработку, можно определить общую себестоимость проекта.

Таблица 4.6 – Смета затрат на разработку проекта

Статья затрат	Условное обозначение	Сумма, руб.
Материалы и покупные изделия	$C_{\text{мат}}$	715
Основная заработная плата	$C_{\text{зп}}$	51975,89
Отчисления в социальные фонды	$C_{\text{соц}}$	15592,77
Расходы на электроэнергию	$C_{\text{эл.}}$	542,06
Амортизационные отчисления	$C_{\text{ам}}$	2517,61
Непосредственно учитываемые расходы	$C_{\text{нр}}$	0
Прочие расходы	$C_{\text{проч}}$	7134,33
Итого:		78477,66

Таким образом, затраты на разработку составили $C = 78477,66$ руб.

4.2.9 Расчет прибыли

Принимаем прибыль в размере 20 % от стоимости проекта.

$$П = 78477,66 \cdot 0,2 = 15695,5 \text{ руб.}$$

Расчет НДС

НДС составляет 20 % от суммы затрат на разработку и прибыли. В нашем случае это $(78477,66 + 15695,5) * 0,2 = 18834,6$ руб.

4.2.10 Цена разработки НИР

Цена равна сумме полной себестоимости, прибыли и НДС, в нашем случае $C_{\text{НИР(КР)}} = 78477,66 + 15695,5 + 18834,6 = 113007,76$ руб.

4.3 Оценка экономической эффективности проекта

Экономический эффект от внедрения системы достигается за счет сокращения числа простоев работы установки, повышения точности проводимых измерений, что в свою очередь приводит к повышению повышения КПД управляемой установки и как следствие – к снижению эксплуатационных расходов или при необходимости – к повышению ее производительности. Так как количественные экономические параметры процесса эксплуатации (например, затраты на содержание обслуживающего персонала) установки не известны, то определение показателей экономической эффективности внедрения разработанной АСУТП в рамках представленной ВКР определить невозможно.

5. Социальная ответственность

В настоящей работе объектом исследования является автоматизированная система управления блока сепарации факельной системы установки подготовки газа.

Разработанная система может применяться в системах контроля, управления и сбора данных на различных промышленных предприятиях. Данная система позволит увеличить производительность, повысить точность и надежность измерений, сократить число аварий.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

По способу защиты человека от поражения электрическим током Система управления блока сепарации факельной системы установки подготовки газа отвечает требованиям, предъявляемым к изделиям 1 класса защиты по [23].

Безопасность составных частей системы в отношении изоляции токоведущих частей, блокировки защитного заземления соответствует [23] и [24].

Обеспечение электробезопасности обслуживающего персонала предусмотрено согласно требованиям [23].

Герметичность технологической обвязки узлов исключает загрязнение воздуха рабочей зоны вредными и взрывоопасными веществами в соответствии с [14, 16] и исключает недопустимые тепловые выделения.

Экологическая чистота системы обеспечивается отсутствием неконтролируемых утечек.

Неотъемлемой частью подготовки к работе и проверки знаний персонала является производственное обучение и система инструктажей, которая включает в себя вводный, первичный, повторный, внеплановый и целевой инструктажи.

5.2 Профессиональная социальная ответственность

В условиях лаборатории, на базе которой проходила разработка системы, в задачи производственной санитарии входит предупреждение профессиональных отравлений, предотвращение воздействия на работающих ядовитых и раздражающих веществ, производственной пыли, шума и других вредных факторов, определение предельно допустимых концентраций (ПДК) вредных веществ в воздухе производственных помещений, разработка и эксплуатация средств индивидуальной защиты, система вентиляции и отопления, рационального освещения и т.п. [10].

5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

На основе анализа видов работ выявим источники опасности, т.е. части производственных систем, производственного оборудования и элементы среды, формирующие эти опасности. Данные представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по[11])		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
1. Работа с блоком сепарации	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. 2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу.	1. Пожаро–опасность, взрывоопасность.	[12], [13], [14]

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4
2. Проектирование автоматизированной системы		1. Повышенный уровень статического электричества.	[13], [14], [15]

По токсикологической характеристике, согласно [14], горючие природные газы относятся к веществам 4-го класса опасности (вещества малоопасные), но при концентрациях, снижающих содержание кислорода в атмосфере до (15–16) %, природный газ вызывает удушье. Предельно допустимые концентрации в воздухе рабочей зоны по гигиеническим нормативам:

- метана – 7000 мг/м³ (максимальная разовая);
- углеводородов алифатических предельных C₂–10 (в пересчете на C) – 900/300 мг/м³ (максимальная разовая/среднесменная).

5.2.2 Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов

Газовый фактор на месторождении имеет очень высокие показатели. К выполнению измерений и обработке результатов допускаются лаборанты и лица, имеющие среднее специальное или высшее техническое образование,.

При работе с газами и газовыми смесями в баллонах под давлением должны соблюдаться правила устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

Для обеспечения безопасного ведения технологического процесса предусмотрены следующие мероприятия:

- предусмотрено разделение технологической схемы на отдельные технологические блоки;

– для максимального снижения выбросов в окружающую среду горючих и взрывопожароопасных веществ при аварийной разгерметизации системы предусматривается установка быстродействующих отсекающих устройств с минимальным регламентированным временем срабатывания на трубопроводах с взрыво– пожароопасными веществами;

– светозвуковая сигнализация 1 и 2 порогов загазованности по месту (у входа в укрытие) и в операторной;

– в помещениях и на наружных установках установлены газоанализаторы для непрерывного дистанционного контроля предельно допустимых значений загазованности в помещениях и на наружных площадках станции;

– технологический процесс ведется в герметичных аппаратах;

– производственный процесс автоматизирован;

– в аппаратах и трубопроводах, где возможно превышение технологического давления выше расчетного значения, предусматривается регулирование давления регулирующими клапанами и защита предохранительными клапанами;

– в случае завывшения давления в аппаратах и трубопроводах предусмотрена система сброса углеводородных газов в резервуары хранения товарной нефти;

– размещение зданий, сооружений, оборудования выполнено с учётом противопожарных разрывов в соответствии с действующими нормами;

– степень огнестойкости зданий, сооружений и их элементов приняты в соответствии с действующими нормами и правилами;

– максимально применено блочное и блочно–комплектное оборудование заводского изготовления, как более надежное в эксплуатации;

– контроль и управление технологическим процессом производится из операторной;

- предусмотрены сигнализация и блокировки и при отклонении технологических параметров от регламентированных значений;
- технологическое оборудование установлено на металлических постах и на бетонных основаниях;
- применено насосное и другое оборудование с электродвигателями во взрывобезопасном исполнении согласно требованиям ПУЭ;
- максимально применено автоматизированное оборудование, не требующее постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- для обеспечения возможности автоматического введения в работу насоса, находящегося в горячем резерве выполнена установка электроприводных задвижек на всасе и выкиде насосных агрегатов;
- применена система подачи инертного газа (азота) для продувки оборудования перед пуском и после остановки оборудования с обязательным контролем ее эффективности путем проведения анализов. Сброс продувок производится через свечи;
- предусмотрена молниезащита и защита оборудования и трубопроводов от вторичных проявлений молнии и от статического электричества;
- для подключения передвижной паропроизводительной установки к оборудованию для пропарки перед ремонтом предусмотрены разъёмные соединения;
- для дренирования жидкости из аппаратов перед их ремонтом предусмотрены дренажные системы;
- в связи с возможностью замерзания трубопроводов в зимний период предусматривается электрообогрев и теплоизоляции надземных участков трубопроводов;
- предусматривается обвалование резервуарных парков;
- площадки выполняются с уклоном в сторону дренажного приемка – для сбора случайных утечек и дождевых вод;

- дыхательная арматура резервуаров и дренажных емкостей имеет огнепреградители;
- подача депрессорной присадки в поток нефти для предупреждения отложений парафинов в аппаратах и трубопроводах;
- подача ингибитора коррозии для снижения коррозионной активности пластовых флюидов в трубопроводах и аппаратах нефти;
- на резервуарах предусмотрены вентиляционные патрубки с огнепреградителями для продувки и выпуска воздуха при гидроиспытаниях, патрубки для пропарки и продувки;
- предусмотрена теплоизоляция аппаратов и поддержание температуры в заданном режиме греющими элементами;
- дренажи аппаратов предусмотрены в закрытую дренажную систему опасных стоков.

Система автоматического контроля и управления технологическими процессами обеспечивает:

- необходимый объём дистанционного контроля, управления и автоматизации объектов, позволяющий исключить необходимость постоянного нахождения обслуживающего персонала непосредственно у аппаратов и агрегатов;
- автоматическую аварийную защиту технологического оборудования при отклонении параметров работы от номинальных значений, что позволяет своевременно предупредить персонал о возможности возникновения аварийного режима работы.

Процессы, имеющие в своем составе технологические блоки I категории взрывоопасности, оснащены автоматическими системами управления на базе электронных средств контроля и автоматики которые обеспечивают:

- постоянный контроль за параметрами процесса и управление режимом;
- регистрацию срабатывания и контроль работоспособности средств противоаварийной защиты (ПАЗ);

- постоянный контроль за состоянием воздушной среды в пределах объекта;
- действие средств управления и ПАЗ, прекращающих развитие опасной ситуации.

При выборе методов и средств контроля содержания токсичных веществ в воздухе рабочей зоны следует руководствоваться требованиями раздела 4 [16].

Все средства контроля и измерения должны проходить метрологическую поверку в установленные сроки (не реже 1 раза в год) в соответствии с методиками, установленными Федеральной службой по техническому регулированию и метрологии (Госстандартом РФ).

Для обеспечения контроля уровня загазованности в помещениях и на наружных установках, где есть опасность поступления взрывоопасных паров в воздух рабочей зоны, предусмотрена система контроля загазованности:

- инфракрасная газоизмерительная головка «Polytron 2IR 334» предназначена для стационарного непрерывного контроля концентрации взрывоопасных газов и паров, содержащих углеводороды, в окружающем воздухе;
- трассовый газоанализатор «Polytron Pulsar» предназначен для стационарного, непрерывного контроля газообразных углеводородов или паров, которые могут представлять опасность взрыва;
- термохимический сигнализатор СТМ–10(сенс), СТМ–30(сенс) предназначены для контроля довзрывоопасных концентраций горючих газов, паров и их смесей в воздухе помещений и открытых пространств;
- газоанализатор ГАММА–100 предназначен для определения содержания кислорода в азоте;
- датчик газа GAM 5 предназначен для определения природного газа (метан);

– – газоанализатор НОВВИТ–Т–2СО предназначен для определения содержания токсичных газов оксида углерода СО.

Система контроля загазованности обеспечивает подачу светового и звукового сигналов:

– предупреждающая сигнализация при достижении значения первого порога нижнего концентрационного предела воспламенения;

– аварийная сигнализация при достижении значения второго порога нижнего концентрационного предела воспламенения.

С внешней стороны помещений предусмотрена установка кнопочных постов управления для опробования системы оповещения о загазованности.

Система газовых детекторов входит в состав управления процессом с подключением к элементам управления включением аварийной вентиляции при достижении 1–го порога загазованности, аварийной остановки установок при достижении 2–го порога загазованности.

Освещенность в помещении лаборатории должна составлять 200 лк, согласно [17].

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Газовый фактор на месторождении имеет очень высокие показатели. В данный момент на одну тонну извлекаемой из некоторых скважин жидкости приходится тысяча с лишним кубометров газа, – своеобразный рекорд компании, на других месторождений которой этот показатель многократно ниже (от десяти до шестидесяти куб. м. на 1 т).

Работа станции предотвращает выбросы в атмосферу десятков тысяч тонн продуктов сжигания, в том числе диоксида углерода, относящегося к категории парниковых газов. К настоящему времени уровень утилизации попутного

нефтяного газа на месторождении превышает установленную правительством РФ плану в девяносто пять процентов.

5.3.2 Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду

Процесс лабораторного исследования не оказывает негативного воздействия на окружающую среду.

5.3.3 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Мероприятия, направленные на сокращение и уменьшение воздействия на окружающую среду, условно подразделяются на профилактические и технологические.

Профилактические обеспечивают безаварийную работу оборудования. Технологические способствуют сокращению объемов выбросов и снижению их приземных концентраций.

Общие профилактические мероприятия, направленные на сокращение и уменьшение воздействия на окружающую среду:

- устройство и озеленение площадки;
- поддержание в полной технической исправности и герметичности резервуаров и емкостей, содержащих нефть и нефтепродукты, технологического оборудования и трубопроводов;
- планово–предупредительные ремонты технологического оборудования, выполняемые по утвержденным планам–графикам специализированными бригадами предприятия;
- контроль сварных стыков физическими методами;
- гидравлическое испытание трубопроводов, резервуаров и оборудования на прочность и герметичность;
- контролируемый и планируемый слив воды после гидроиспытаний;
- высокие требования к качеству металла труб;
- необходимый запас надежности по толщине стенки труб.

Общие технологические мероприятия, направленные на сокращение и уменьшение воздействия на окружающую среду:

- покрытие оборудования и трубопроводов антикоррозионной изоляцией;
- защита оборудования от атмосферной коррозии;
- система постоянного контроля регламентированных значений технологических параметров, автоматическое регулирование и система ПАЗ при отклонении от заданных параметров для предупреждения аварийных ситуаций.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

Станция принимает попутный нефтяной газ и перерабатывает его. Горючие природные газы относятся к группе веществ, образующих с воздухом взрывоопасные смеси. Концентрационные пределы распространения пламени для метана в смеси с воздухом составляют: нижний концентрационный предел распространения пламени – 4,4 %, верхний концентрационный предел распространения пламени – 17 % по [18].

По вероятности образования взрывоопасной концентрации паров нефти в смеси с воздухом сооружения станции относятся:

- зона расположения технологических нефтепроводов к наружным установкам класса В–1 Г;
- здание станции к классу В–1 А;
- укрытие ёмкостей дренажа учтенной ЕП–407 и не учтенной ЕП–408 нефти к классу В–1 А;
- пары нефти в смеси с воздухом или взрывоопасная среда классифицируется второй категорией и третьей группой (2ГЗ);

– электротехническое оборудование станции (электроприводы, пусковая аппаратура, светильники и т.д.) имеют взрывозащищенное исполнение [19].

В лаборатории газ находится в небольших количествах, однако вероятность воспламенения и даже взрыва сохраняется.

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

Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности станции разработаны с целью создания оптимальной системы противопожарной защиты, способной обеспечить необходимый уровень пожарной безопасности.

Пожарная безопасность на станции обеспечивается расположением зданий, сооружений и наружных установок в соответствии с противопожарными нормами, выбором конструкции и материалов зданий и сооружений, техническими мероприятиями. Составлен план ликвидации возможных аварий, утвержденный главным инженером предприятия и согласован с местными органами Госпожнадзора.

На территории объекта предусмотрены следующие противопожарные мероприятия:

– все разрывы между зданиями и сооружениями приняты согласно противопожарным нормам;

– проезды на площадках запроектированы из условия обеспечения подъезда пожарных машин к сооружениям и оборудованию;

– размещение зданий и сооружений на площадке произведено с учетом пожарной и взрывной безопасности.

Для зданий и сооружений предусмотрены мероприятия, предотвращающие распространение пожара, ограничивающие площадь, интенсивность и продолжительность горения:

– производственные здания запроектированы не ниже II степени огнестойкости из конструкций заводского изготовления;

– помещения с взрывопожароопасными и вредными производствами изолированы от помещений без повышенной опасности;

– в зданиях категории «А» для снижения тяжести возможного взрыва предусмотрены легкобрасываемые конструкции (ЛСК);

– в качестве ЛСК используется оконное остекление в наружных стенах, недостающая площадь компенсируется устройством участков легкобрасываемой кровли;

– полы во всех взрывоопасных помещениях предусмотрены из материалов, не дающих искры;

– на случай возникновения пожара проектом обеспечена возможность безопасной эвакуации находящихся в зданиях людей через эвакуационные выходы;

– количество запроектированных эвакуационных выходов из помещений, ширина проходов, коридоров и лестниц, а также максимальное расстояние от наиболее удаленных рабочих мест до выходов соответствует требованиям [20].

– все производственные здания высотой до верха парапета более 10 м имеют выходы на кровлю по наружным (пожарным) металлическим лестницам.

Все устанавливаемое оборудование заземляется в соответствии с нормами ПУЭ.

Заключение

В рамках дипломной работы были достигнуты следующие результаты:

1. Разработана автоматизированная система блока подготовки газа (сепаратора факельной системы) установки комплексной подготовки газа.
2. Изучен технологический процесс комплексной подготовки газа.
3. Разработана структурная и функциональная схемы автоматизации блока сепарации газа, определен состав необходимого для реализации АС оборудования.
4. Исследован рынок российских промышленных датчиков.
5. На базе ПЛК от российского производителя TREI спроектирована система автоматизации блока сепарации.
6. Разработана схема внешних проводок, были разработаны дерево экранных форм, мнемосхемы.

Таким образом, спроектированная САУ блока подготовки газа не только удовлетворяет текущим требованиям к системе автоматизации, но и имеет высокую гибкость, позволяющую изменять и модернизировать разработанную САУ в соответствии с возрастающими в течение всего срока эксплуатации требованиями.

Список использованных источников

1. Громаков Е. И., контроль Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.
2. Ключевыми А. С., Глазовым Б. В., Дубровский расходомер А. Х., Ключевыми А. А.; под редакцией ред. А.С. Ключева. Проектирование систем автоматизации электрических технологических процессов: справочное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 464 с.
3. Комиссарчик В.Ф. Автоматическое регулирование технологических процессов: учебное пособие. Тверь 2001. – 247 с.
4. ГОСТ 21.408–13 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов в системе М.: Издательство стандартов, 2014. – 44 с.
5. Разработка графических решений частота проектов СДКУ с учетом требований промышленной эргономики. Альбом формирует типовых экранов оператором форм СДКУ. ОАО «АК Транснефть». – 197 с.
6. Комягин А. Ф., Автоматизация производственных процессов в паре и АСУ ТП газонефтепроводов. Ленинград, 1983. – 376 с.
7. Попович Н. Г., Ковальчук А. В., Красовский Е. П., Автоматизация выходной производственных процессов и установок. – К.: Вища шк. Головное изд-во, 1986. – 311 с.
8. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа. – Уфа: Издательство «Гилем», 2000. – 672 с.
9. ГОСТ 12.4.011–75 Средства защиты работающих.

10. Крутиков В.Н., Фалеев М.И. Коллективные и индивидуальные средства защиты. Контроль защитных свойств: Энциклопедия. – М.: ФИД «Деловой экспресс», 2002 – 408 с.
11. ГОСТ 12.0.003–2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
12. ГОСТ 12.1.005–88 ССБТ. Общие санитарно–гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
13. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
14. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
15. ГОСТ 12.1.045–84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля
16. ГОСТ 12.1.005–88 ССБТ. Общие санитарно–гигиенически требования к воздуху рабочей зоны
17. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.
18. ГОСТ 30852.19–2002 (МЭК 60079–20:1996) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования
19. Ибрагимов Г.З., Артемьев В.Н. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа. – М.: МГОУ, 2005. – 243с.
20. СНиП 21–01–97*. Пожарная безопасность зданий и сооружений
21. ПБ 03–585–03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов
22. ГОСТ 12.2.044–80 ССБТ. Машины и оборудование для транспортирования нефти. Требование безопасности
23. ГОСТ 12.2.007.0–75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2, 3, 4)

24. ГОСТ 25861–83. Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования электрической и механической безопасности и методы испытаний

25. Волков А.А., Балашова В.Д., Коновальчук О.Ю. К вопросу разрушения стабильных водонефтяных эмульсий// Нефтепромысловое дело. – 2013. – №5. – с. 40–42.

26. ГОСТ 2477–65 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды.

27. Ковалева Л.А., Минигалимов Р.З., Зинатуллин Р.Р. Исследование устойчивости водонефтяной эмульсии в электромагнитном поле в зависимости от ее диэлектрических свойств// Изв. вузов. Нефть и газ. – 2010. – №2. – с. 59–63.

28. Ковалева Л.А., Миннигалимов Р.З., Зиннатуллин Р.Р. Определение времени расслоения водонефтяной эмульсии в электромагнитном поле // Технологии нефти и газа. – 2010. – № 2. – с. 20–22.

29. Ким С.Ф., Ушева Н.В., Самборская М.А., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Моделирование процесса разрушения водонефтяных эмульсий для крупнотоннажных технологий подготовки нефти// Фундаментальные исследования. – 2013. – №8. – с. 626–629.

30. Пергушев Л.П., Деникаев Р.Т. Расчет скорости транспортирования высокообводненной эмульсии по трубопроводу без ее расслоения // Нефтепромысловое дело. – 2001. – № 12. – С. 25–28.

31. Медведев В.Ф. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промыслах. – М.: Недра, 1987. – 144 с.

32. Синайский Э.Г. Разделение двухфазных многокомпонентных смесей в нефтепромысловом оборудовании. – М.: недра, 1990. – 272 с.

33. Гусейнов Ч.С., Асатурян А.Ш. Определение модального размера капель в двухфазном потоке // Прикладная химия, – 1977. – №4. – с. 848–853.

34. Васильева Л.Н. Переход эмульсионного течения в расслоенное в системах сбора нефти на промыслах // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. – 1985. – №8. – с. 16–19.

35. Коньгин Б.С., Иваняков С.В. Процессы седиментации в дисперсных системах. Методические указания – Самара: Самар. гос. техн. ун–т, 2009. – 21 с.

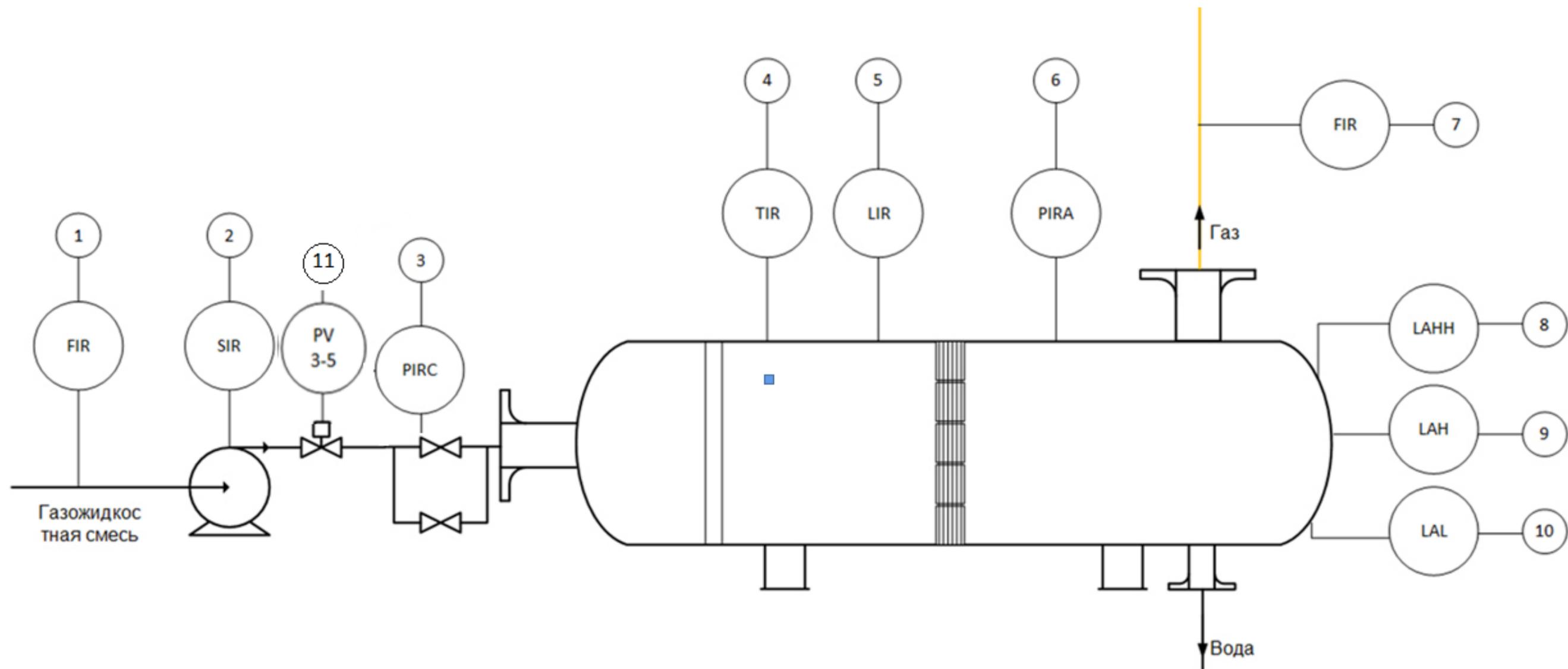
36. Кравцов А.В., Гавриков А.А., Ушева Н.В., Барамыгина Н.А. Комплексный подход к разработке моделирующих систем технологии первичной подготовки нефти и газа // Международная конференция «Информационные системы и технологии». – Томск, 2010. – С.226–230.

37. Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно–методическое пособие – Томск: Изд–во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.

38. Межгосударственный стандарт ГОСТ 12.0.230–2007 Система стандартов безопасности труда. Системы управления охраной труда. 20 с.

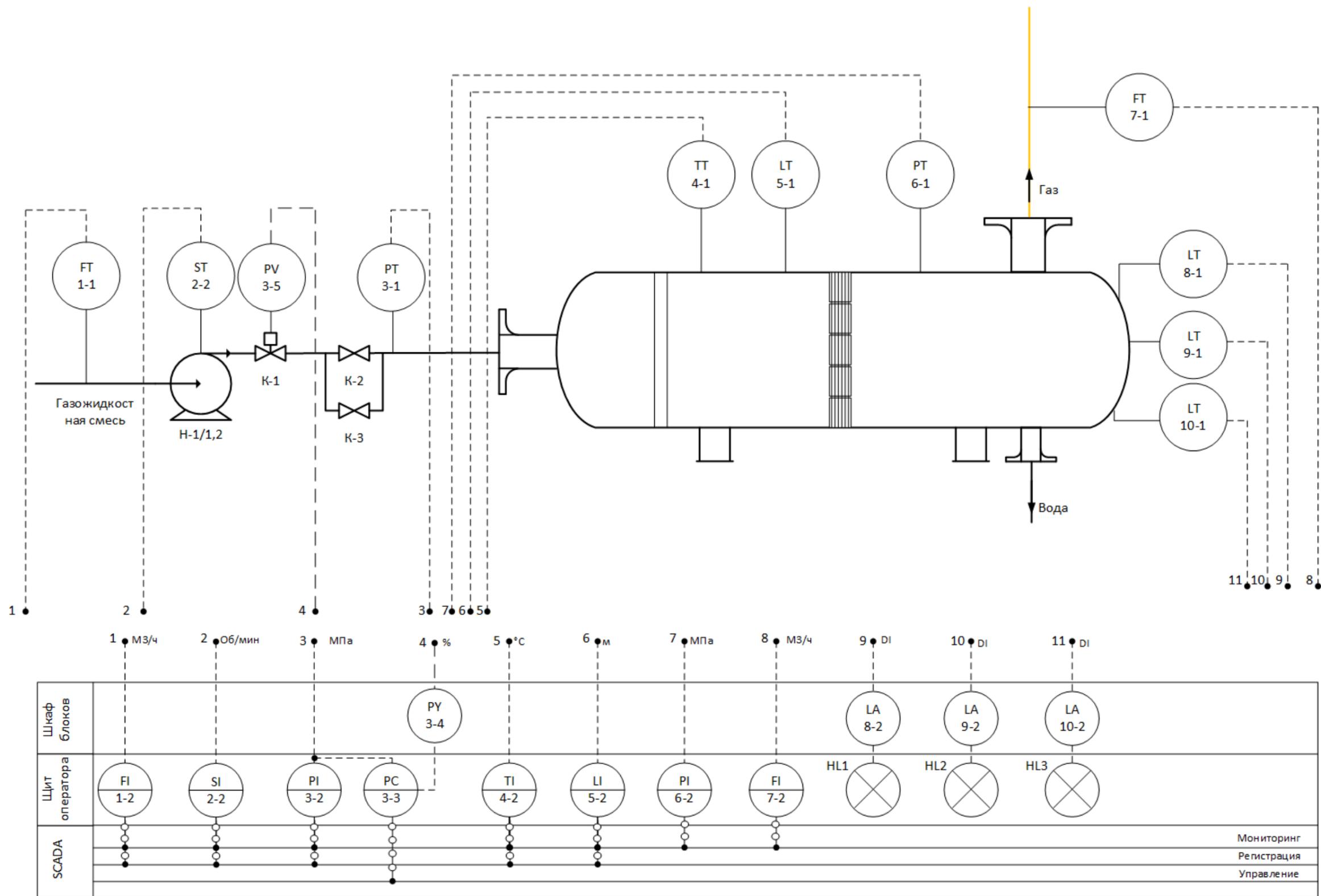
ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А. Структурная схема автоматизации



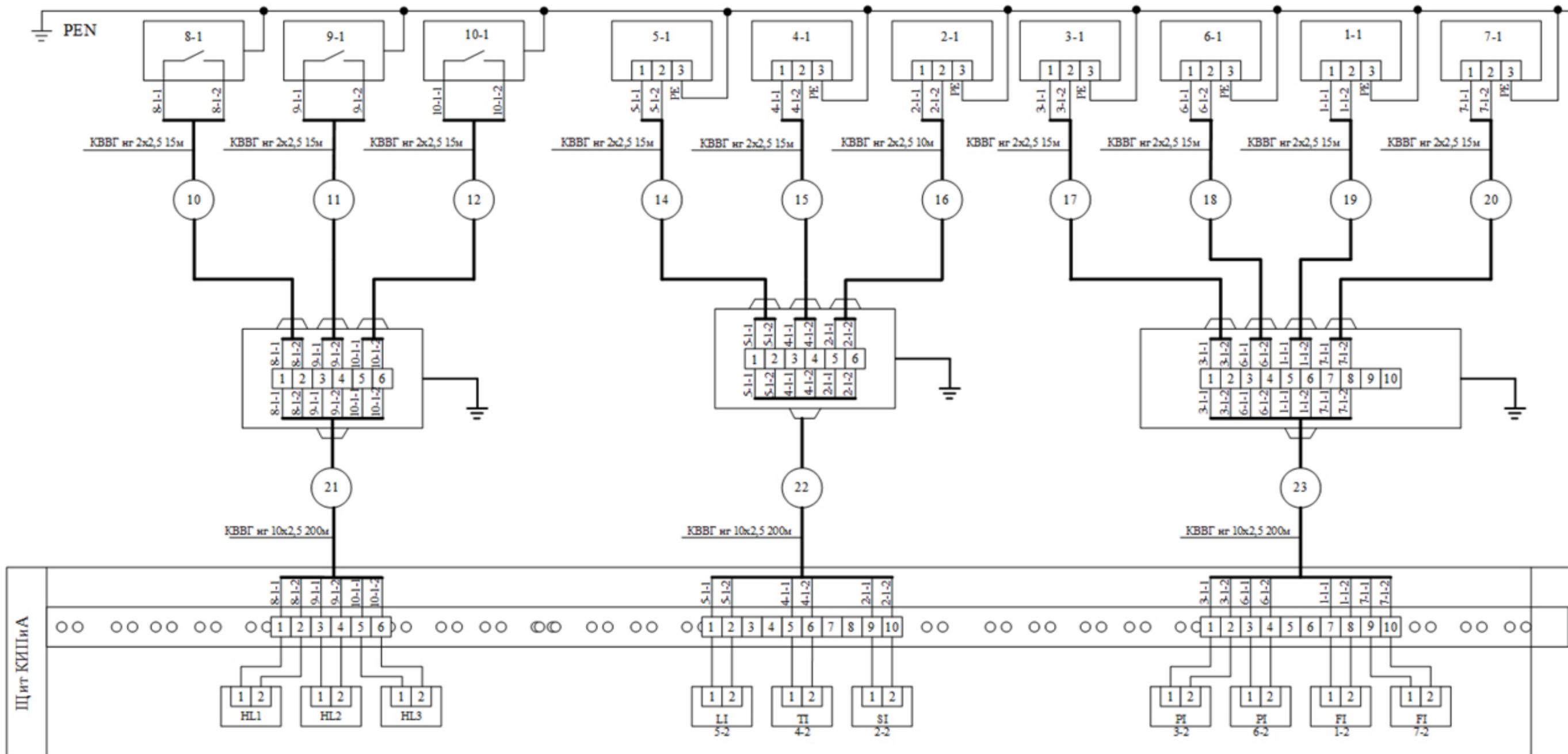
Наименование сигнала	Идентификатор сигнала	Диапазон измерения	Единица измерения	Тип сигнала	Технологические уставки		Аварийные	
					Предупредит		min	max
					min	max	min	max
Расход поступающей газожидкостной смеси	RAS_TRB_VHOD	0...480	м3/ч	4-20мА	+	-	-	-
Расход выходящей газожидкостной смеси	RAS_TRB_VYHD	0...480	м3/ч	4-20мА	+	-	-	-
Давление в нагнетательном коллекторе	DAV_N11_NGNT	0,0105...25	МПа	4-20мА	-	-	-	+
Управление задвижкой, точка 4	UPR_K1_VHOD_REG	0..100	%	4-20мА	-	-	-	-
Уровень газожидкостной смеси в факельном сепараторе	URV_FSP_GJSM	0...11920	мм	4-20мА	-	-	-	-
Нижний уровень газожидкостной в факельном сепараторе	URV_FSP_GJSM_PREDL	-	-	DI	+	-	-	-
Верхний уровень газожидкостной в факельном сепараторе	URV_FSP_GJSM_PREDH	-	-	DI	-	+	-	-
Верхний аварийный уровень газожидкостной смеси в факельном сепараторе	URV_FSP_GJSM_AVARH	-	-	DI	-	-	-	+
Температура газожидкостной смеси в факельном сепараторе	TEM_FSP_GJSM	-30...+50	°C	4-20мА	-	-	-	-
Давление в газожидкостной смеси в факельном сепараторе	DAV_FSP_GJSM	0,0105...25	МПа	4-20мА	-	-	-	+
Скорость на валу двигателя насоса	SKR_N12_DVAL	0,0105...25	МПа	4-20мА	-	-	-	+

Приложение Б. Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.403-2013

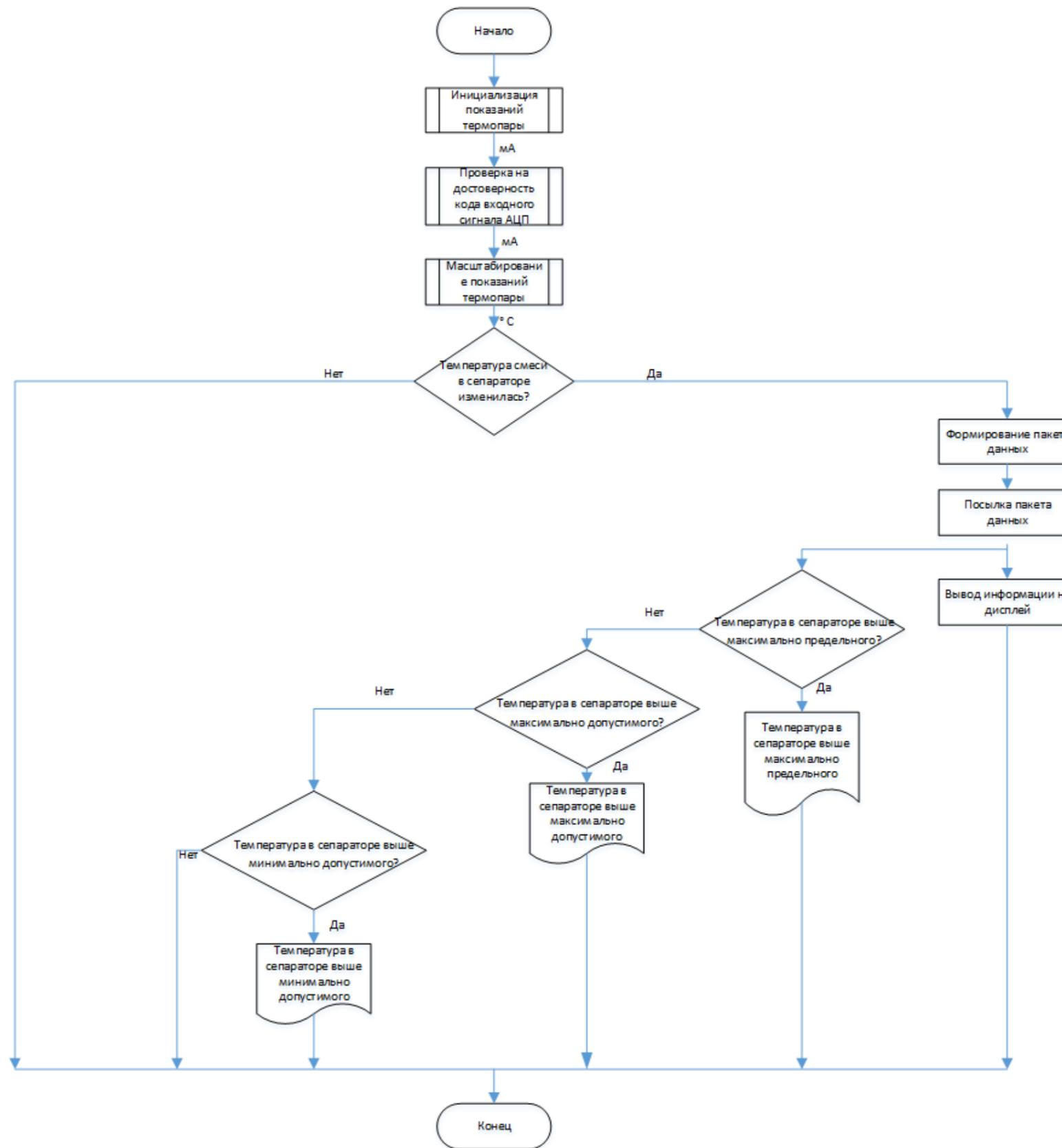


Приложение В. Схема внешних проводов

Наименование параметра	Уровень газожидкостной смеси				Температура	Скорость	Давление		Расход нефти	
	Сепаратор	Сепаратор	Сепаратор	Сепаратор	Сепаратор	Двигатель	Нагнетат. коллектор	Сепаратор	Вход сепаратора	Газ на выходе
Место отбора импульса	Сепаратор	Сепаратор	Сепаратор	Сепаратор	Сепаратор	Двигатель	Нагнетат. коллектор	Сепаратор	Вход сепаратора	Газ на выходе
Тип датчика	РИЗУР-900	РИЗУР-900	РИЗУР-900	ТИТАН-270У	TWL-R-Exia	ТМГ-30П	DMD 3331-A-8	DMD 3331-A-8	TRICOR	TRICOR
Позиция	8-1	9-1	10-1	5-1	4-1	2-1	3-1	6-1	1-1	7-1



Приложение Г. Алгоритм сбора данных измерений



Приложение Д. Дерево экранных форм

