

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Разработка автоматизированной системы управления блока подготовки газа факельного сепаратора

УДК 681.586-043.61:622.767.63

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т31	Ситник Александр Сергеевич		

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ВКР	Комиссаров Сергей Николаевич			
Руководитель ООП	Воронин Александр Васильевич	доцент, к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2018 г.

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
гр. 3-8Т31	Ситник Александру Сергеевичу

Тема работы:

Разработка автоматизированной системы управления блока подготовки газа факельного сепаратора
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)

--	--

Срок сдачи студентом выполненной работы

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа, сепаратор факельной системы блока подготовки газа. Режим работы непрерывный.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Описание технологического процесса; Выбор архитектуры АС; Разработка структурной схемы АС;

<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>	Функциональная схема автоматизации; Разработка схемы информационных потоков АС; Выбор средств реализации АС; Разработка схемы соединения внешних проводов; Выбор (обоснование) алгоритмов управления АС; Разработка экранных форм АС.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Функциональная схема технологического процесса, выполненная в Visio; Перечень входных/выходных сигналов ТП; Схема соединения внешних проводов, выполненная в Visio; Схема информационных потоков; Структурная схема САР локального технологического объекта. Результаты моделирования (исследования) САР в MatLab; Алгоритм сбора данных измерений. Блок схема алгоритма; Дерево экранных форм; SCADA–формы экранов мониторинга и управления диспетчерского пункта; Обобщенная структура управления АС; Трехуровневая структура АС.

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

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

Задание выдал руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Начальник ЭМС	Комиссаров Сергей Николаевич			

Задание принял к исполнению студент;

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т31	Ситник Александр Сергеевич		

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

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

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

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

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОАР	Семенов Николай Михайлович			

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Воронин Александр Васильевич	К.Т.Н		

Реферат

Пояснительная записка содержит 93 страницы машинописного текста, 19 таблиц, 43 рисунка, 1 список использованных источников из 7 наименований, 1 альбом графической документации.

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

Цель работы – разработка автоматизированной системы управления сепаратора факельной системы УКПГ с использованием ПЛК, на основе выбранной SCADA-системы.

В данном проекте была разработана система контроля и управления технологическим процессом на базе промышленных контроллеров Siemens, с применением SCADA-системы CodeSys.

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.

Ниже представлен перечень ключевых слов.

установка комплексной подготовки газа, блок подготовки газа, клапан с электроприводом, сепаратор факельной системы, автоматизированная система управления, пид-регулятор, локальный программируемый логический контроллер, коммутационный программируемый логический контроллер, протокол, scada-система.

Глоссарий

Термин	Определение
АС	<p>Автоматизированная система это - комплекс аппаратных и программных средств, предназначенный для управления различными процессами в рамках технологического процесса. Термин автоматизированная, в отличие от термина автоматическая подчеркивает сохранение за человеком-оператором некоторых функций, либо наиболее общего, целеполагающего характера, либо не поддающихся автоматизации</p>
Интерфейс (RS-232C, RS-422, RS-485, CAN)	<p>Интерфейс – это совокупность средств (программных, технических, лингвистических) и правил для обеспечения взаимодействия между различными программными системами, между техническими устройствами или между пользователем и системой</p>
Видеокадр	<p>Видеокадр – это область экрана, которая служит для отображения мнемосхем, трендов, табличных форм, окон управления, журналов и т.п.</p>
Мнемосхема	<p>Мнемосхема – это представление технологической схемы в упрощенном виде на экране АРМ</p>
Мнемознак (мнемосимвол)	<p>Мнемознак – это представление объекта управления или технологического параметра (или их совокупности) на экране АРМ.</p>
Интерфейс оператора	<p>Интерфейс оператора – это совокупность аппаратно-программных компонентов АСУ ТП, обеспечивающих взаимодействие пользователя с системой</p>
Профиль АС	<p>Понятие «профиль» определяется как <i>подмножество и/или комбинации базовых стандартов информационных технологий и общепринятых в международной практике фирменных решений (Windows, Unix, MacOS),</i></p>

	<p>необходимых для реализации требуемых наборов функций АС. Для определения места и роли каждого базового стандарта в профиле требуется концептуальная модель. Такая модель, называемая OSE/RM (OpenSystemEnvironment/ReferenceModel), предложена в ГОСТ Р ИСО МЭК ТО 10000-3–99</p>
<p>Протокол (CAN, OSI, ProfiBus, Modbus, HART, Profibus DP, Modbus RTU, Modbus +, CAN, DeviceNet)</p>	<p>Протокол – это набор правил, позволяющий осуществлять соединение и обмен данными между двумя и более включёнными в соединение программируемыми устройствами</p>
<p>Кавитация</p>	<p>Кавитация – это образование в жидкости полостей (кавитационных пузырьков, или каверн), заполненных газом, паром или их смесью.</p>
<p>Техническое задание на АС (ТЗ)</p>	<p>Утвержденный в установленном порядке документ, определяющий цели, требования и основные исходные данные, необходимые для разработки автоматизированной системы</p>
<p>Технологический процесс (ТП)</p>	<p>Технологический процесс – последовательность технологических операций, необходимых для выполнения определенного вида работ. Технологический процесс состоит из рабочих операций, которые в свою очередь складываются из рабочих движений (приемов)</p>
<p>СУБД</p>	<p>Система управления базами данных это – совокупность программных и языковых средств, предназначенных для управления данными в базе данных, ведения базы данных, обеспечения многопользовательского доступа к данным</p>
<p>Архитектура АС</p>	<p>Архитектура автоматизированной системы – это набор значимых решений по организации системы программного обеспечения, набор структурных</p>

	элементов и их интерфейсов, при помощи которых компонуется АС
SCADA (англ. Supervisory Control and Data Acquisition – диспетчерское управление и сбор данных)	Под термином SCADA понимают инструментальную программу для разработки программного обеспечения систем управления технологическими процессами в реальном времени и сбора данных
OPC-сервер	OPC-сервер – это программный комплекс, предназначенный для автоматизированного сбора технологических данных с объектов и предоставления этих данных системам диспетчеризации по протоколам стандарта OPC
Стандарт	Стандарт – образец, эталон, модель, принимаемые за исходные для сопоставления с ними др. подобных объектов. Стандарт в Российской Федерации – документ, устанавливающий комплекс норм, правил, требований к объекту стандартизации, в котором в целях добровольного многократного использования устанавливаются характеристики продукции, правила осуществления и характеристики процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнения работ или оказания услуг
Объект управления	Объект управления – обобщающий термин кибернетики и теории автоматического управления, обозначающий устройство или динамический процесс, управление поведением

	которого является целью создания системы автоматического управления
Программируемый логический контроллер (ПЛК)	Программируемый логический контроллер или программируемый контроллер – специализированное компьютеризированное устройство, используемое для автоматизации технологических процессов. В отличие от компьютеров общего назначения, ПЛК имеют развитые устройства ввода-вывода сигналов датчиков и исполнительных механизмов, приспособлены для длительной работы без серьёзного обслуживания, а также для работы в неблагоприятных условиях окружающей среды. ПЛК являются устройствами реального времени.
Диспетчерский пункт (ДП)	Диспетчерский пункт – центр системы диспетчерского управления, где сосредотачивается информация о состоянии производства
Автоматизированное рабочее место (АРМ)	Автоматизированное рабочее место – программно-технический комплекс, предназначенный для автоматизации деятельности определенного вида. При разработке АРМ для управления технологическим оборудованием как правило используют SCADA-системы
Распределенная система управления (РСУ)	Распределенная система управления – система управления технологическим процессом, характеризующаяся построением распределённой системы ввода вывода и децентрализацией обработки данных
ТЕГ	ТЕГ – метка как ключевое слово, в более узком применении идентификатор для категоризации, описания, поиска данных и задания внутренней структуры

<p>Корпоративная информационная система (КИС)</p>	<p>Корпоративная информационная система – это масштабируемая система, предназначенная для комплексной автоматизации всех видов хозяйственной деятельности больших и средних предприятий, в том числе корпораций, состоящих из группы компаний, требующих единого управления.</p>
<p>Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП)</p>	<p>Автоматизированная система управления технологическим процессом – комплекс программных и технических средств, предназначенный для автоматизации управления технологическим оборудованием на предприятиях. Под АСУ ТП обычно понимается комплексное решение, обеспечивающее автоматизацию основных технологических операций на производстве в целом или каком-то его участке, выпускающем относительно завершённый продукт</p>
<p>Пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) регулятор</p>	<p>Пропорционально-интегрально-дифференциальный регулятор – устройство, используемое в системах автоматического управления для поддержания заданного значения измеряемого параметра. ПИД-регулятор измеряет отклонение стабилизируемой величины от заданного значения (уставки) и выдаёт управляющий сигнал, являющийся суммой трёх слагаемых, первое из которых пропорционально этому отклонению, второе пропорционально интегралу отклонения и третье пропорционально производной отклонения.</p>
<p>Modbus</p>	<p>Modbus – это коммуникационный протокол, основанный на архитектуре «клиент-сервер»</p>

Обозначения и сокращения

Аббревиатура	Краткая характеристика
OSI(OpenSystemsInterconnection)	Эталонная модель взаимодействия открытых информационных систем
PLC (ProgrammableLogicControllers)	Программируемые логические контроллеры (ПЛК).
HMI (HumanMachineInterface)	Человеко-машинный интерфейс
OSE/RM (Open System Environment Reference Model)	Базовая модель среды открытых систем
API (ApplicationProgramInterface)	Интерфейс прикладных программ
EEI (ExternalEnvironmentInterface)	Интерфейс внешнего окружения
OPC (ObjectProtocolControl)	OLE для управления процессами
OLE (Object Linking and Embedding)	Протокол, определяющий взаимоотношение объектов различных прикладных программ при их компоновке в единый объект/документ
SNMP (Simple Network Management Protocol)	Протокол управления сетями связи на основе архитектуры TCP/IP
ODBC (OpenDataBaseConnectivity)	Программный интерфейс доступа к базам данных (открытая связь с базами данных)
ANSI/ISA (American National Standards Institute/ Instrument Society of America)	Американский национальный институт стандартов/Американское общество приборостроителей
DIN (DeutschesInstitutfürNormung)	Немецкий институт по стандартизации
IP (InternationalProtection)	Степень защиты
LAD (Ladder Diagram)	Язык релейной (лестничной) логики
ППЗУ	Программируемое постоянное запоминающее устройство

КМР	Клапан малогабаритный регулирующий
АЦП	Аналого-цифровой преобразователь
ЦАП	Цифро-аналоговый преобразователь
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматика
ПО	Программное обеспечение
УСО	Устройство сопряжения (связи) с объектом, устройство ввода/вывода

Таблица цветов

	Красный	Аварийный
	Оранжевый	Предупредительный
	Зеленый	Рабочее состояние
	Серый	Неактивный (резервный)

Содержание

Введение	16
1 Техническое задание	19
1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП	19
1.2 Назначение системы.....	19
1.3 Цели создания системы.....	19
1.4 Требования к техническому обеспечению.....	20
1.5 Требования к метрологическому обеспечению.....	21
1.6 Требования к программному обеспечению	21
1.7 Требования к математическому обеспечению	22
1.8 Требования к информационному обеспечению.....	23
2. Основная часть.....	24
2.1. Описание технологического процесса	24
2.2 Выбор архитектуры АС	25
2.3. Разработка структурной схемы АС	30
2.4 Функциональная схема автоматизации.....	32
2.4.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408-2013	33
2.4.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA.....	33
2.5 Разработка схемы информационных потоков БПГ	34
2.6 Выбор средств реализации ФС	38
2.6.1 Выбор контроллерного оборудования БПГ	38
2.6.2 Выбор датчиков	43
2.6.3 Выбор исполнительных механизмов	73
2.6.4 Разработка схемы внешних проводок	80
2.6.5 Выбор алгоритмов управления АС ФС.....	81
2.6.6 Экранные формы АС БПГ	85

3. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности	92
3.1 Потенциальные потребители результатов исследования	92
3.2 Анализ конкурентных технических решений.....	93
3.3 SWOT – анализ	95
3.4 Планирование научно-исследовательских работ	96
3.4.1 Структура работ в рамках научного исследования	96
3.4.2 Разработка графика проведения научного исследования	97
3.5 Бюджет научно-технического исследования.....	99
3.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование	99
3.5.3 Основная заработная плата исполнителей темы	100
3.5.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	101
3.5.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	101
3.5.6 Накладные расходы	102
3.5.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	102
3.7 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	103
4. Социальная ответственность.....	108
4.1. Датчики	109
4.2. Контроллер	111
4.3. Обеспечение отказоустойчивости системы	112
4.4. Интерфейс	113
Заключение.....	115
Список используемых источников	117
Приложение А.....	118
Приложение Б	119
Приложение В.....	120
Приложение Г	121
Приложение Д.....	122

Приложение Е.....	123
Приложение З.....	125
Приложение К.....	126
Приложение Л.....	127
Приложение М.....	128

Введение

Автоматизация – одно из направлений научно-технического прогресса, применение саморегулирующих технических средств, экономико-математических методов и систем управления, освобождающих человека от участия в процессах получения, преобразования, передачи и использования энергии, материалов или информации, существенно уменьшающих степень этого участия или трудоёмкость выполняемых операций. Требует дополнительного применения датчиков (сенсоров), устройств ввода, управляющих устройств (контроллеров), исполнительных устройств, устройств вывода, использующих электронную технику и методы вычислений, иногда копирующие нервные и мыслительные функции человека.

Автоматизация производства позволяет осуществлять технологические процессы без непосредственного участия обслуживающего персонала. Первоначально осуществлялась лишь частичная автоматизация отдельных операций. В дальнейшем сфера применения автоматизации расширилась как на основные, так и на вспомогательные операции. При полной автоматизации роль обслуживающего персонала ограничивается общим наблюдением за работой оборудования, настройкой и наладкой аппаратуры.

В последнее время функции систем автоматизации непрерывно расширяются. Все чаще в их задачу входит автоматическая перенастройка оборудования при изменении условий работы с целью получения наиболее эффективных, оптимальных режимов работы установок. Увеличивается количество установок, отдельных линий, цехов и даже предприятий, работающих без участия обслуживающего персонала.

В настоящее время различают четыре основные особенности автоматизации, которые обуславливают задачи и цели ее осуществления.

Первой особенностью автоматизации является возможность повышения производительности труда. Наряду с этим все чаще ставится вопрос о повышении качества и надежности производимой продукции.

Вторая особенность автоматизации обусловлена возможностью управления установкой или производственным процессом в опасных, труднодоступных или вообще недоступных для человека сферах (забои горных предприятий, химические реакторы, ядерные двигатели, атомные электростанции, космические приборы и аппараты и др.).

Третья особенность состоит в возможности замены человека машиной при решении задач, требующих трудоемких и длительных вычислений, а также сопоставления полученных результатов и оперативного логического реагирования.

К четвертой особенности относится повышение культурного и профессионального уровня обслуживающего персонала, в результате чего изменяется характер самого труда. Это имеет большое социальное значение и способствует стиранию граней между умственным и физическим трудом.

Различают следующие основные этапы автоматизации:

1. Частичная автоматизация, когда автоматизируются отдельные, не связанные друг с другом, механизмы или установки.

2. Комплексная автоматизация, при которой все операции технологического процесса согласованы друг с другом и выполняются автоматически по определенной заданной программе.

3. Полная автоматизация, когда автоматизируются как основные, так и вспомогательные операции. При этом предусматривается автоматический выбор оптимальных режимов работы машин и оборудования. На данном этапе широко применяется вычислительная техника, используются принципы кибернетики и оптимального управления.

Современный период технического развития характеризуется созданием и внедрением в промышленность автоматизированных систем управления (АСУ), промышленных роботов, а также гибких производственных систем, объединяющих производственные центры, роботы и манипуляторы, ЭВМ в единую систему, обеспечивающую резкое повышение технико-экономических показателей за счет возможности

автоматической перенастройки оборудования в процессе работы для решения изменяющихся производственных задач, роста производительности труда и качества продукции.

Целями выпускной квалификационной работы является проектирование автоматизированной системы управления блока подготовки газа факельного сепаратора.

1 Техническое задание

1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП

Факельные сепараторы (ФС) предназначены для очистки от капельной жидкости газа, сбрасываемого на факел. Они входят в состав факельной системы при обустройстве газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений, а также газо- и нефтеперерабатывающих заводов.

1.2 Назначение системы

Назначением системы является проектирование АСУ ТП блока подготовки газа, а именно сепаратора факельной системы. АСУ ТП должна обеспечивать:

- автоматизированный контроль и управления в реальном масштабе времени технологическим процессом приема, очистки от капельной жидкости , отпуска газа;

- 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);

- 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.

1.3 Цели создания системы

Целью создания системы является формирование высокого качественного уровня для решения следующих основных технологических, организационных и экономических задач:

- получение достоверной информации с технологических объектов;

- оптимизация режимов работы технологических объектов;
- повышение точности и оперативности измерения параметров технологических процессов;
- внедрение автоматизированных и математических методов контроля и управления технологическими процессами и объектами;
- снижение трудоемкости управления технологическими процессами;
- повышение безопасности производства, улучшение экологической обстановки в районе производства.
- минимизация технологических издержек (экономия электроэнергии, продление ресурса электродвигателей).

1.4 Требования к техническому обеспечению

Оборудование, устанавливаемое на открытых площадках, в зависимости от зоны расположения объекта должно быть устойчивым к воздействию температур от -50 °С до +50 °С и влажности не менее 80 % при температуре 35 °С.

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

Датчики, используемые в системе, должны отвечать требованиям взрывобезопасности. 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 должна быть не менее IP56.

Показатели надежности датчиков общепромышленного назначения рекомендуется выбирать, ориентируясь на показатели мирового уровня и лучшие образцы отечественных изделий, а именно:

- 1) время наработки на отказ не менее 100 тыс. час;
- 2) срок службы не менее 10 лет.

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.

Контроль уровня в емкостях с нефтью должен производиться не менее, чем тремя независимыми датчиками с сигнализацией верхнего предельного уровня не менее, чем от двух измерителей.

1.5 Требования к метрологическому обеспечению

Для узла измерения давления газожидкостной смеси и газа в трубопроводе использовать расходомеры на базе диафрагм. Основная относительная погрешность измерения расходомера должна составлять не более 1%.

Основная относительная погрешность датчиков температуры, вибрации, сигнализаторов должна составлять не более 0,2%.

Для узла измерения уровня газожидкостной смеси в сепараторе использовать радарный уровнемер. Основная погрешность измерения уровня должна составлять не более 0,125%.

1.6 Требования к программному обеспечению

Программное обеспечение (ПО) АС включает в себя:

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

Набор функций конфигурирования в общем случае должен включать в себя

:

- создание и ведение базы данных конфигурации (БДК) по входным/выходным сигналам;
- конфигурирование алгоритмов управления, регулирования и защиты с использованием стандартных функциональных блоков;
- создание мнемосхем (видеокадров) для визуализации состояния технологических объектов;
- конфигурирование отчетных документов (рапортов, протоколов).

Средства создания специального прикладного ПО должны включать в себя технологические и универсальные языки программирования и соответствующие средства разработки (компиляторы, отладчики). Технологические языки программирования должны соответствовать стандарту ИЕС 61131-3.

Базовое прикладное ПО должно обеспечивать выполнение стандартных функций соответствующего уровня АС (опрос, измерение, фильтрация, визуализация, сигнализация, регистрация и др.).

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

1.7 Требования к математическому обеспечению

Математическое обеспечение должно включать в свой состав совокупность всех алгоритмов, обеспечивающих реализацию возлагаемых на систему функций во всех режимах работы. Математические методы и алгоритмы, используемые для шифрования/дешифрования данных, а также программное обеспечение, реализующее их, должны быть сертифицированы уполномоченными организациями для использования в государственных органах Российской Федерации.

1.8 Требования к информационному обеспечению.

Информационное обеспечение должно быть достаточно по объему и содержанию для оперативной и достоверной оценки состояния технологического оборудования, режимов его работы, функционирования подсистем АСУ ТП и распознавания отказов. Его возможности должны быть таковы, чтобы, не допуская информационной перегрузки оперативного персонала, предоставлять ему своевременную и достаточную информацию для принятия оптимальных решений.

2. Основная часть

2.1. Описание технологического процесса

Функциональная схема ФС приведена в приложении А

Факельный сепаратор представляет собой горизонтальный цилиндрический аппарат, в котором установлены уголковая и вертикальная сетчатая насадки. Для поддержания заданного режима работы и удобства обслуживания аппараты снабжены необходимыми технологическими штуцерами, штуцерами для приборов КИП и А и люком-лазом. Газожидкостная смесь подается в сепараторы через штуцер входа. Затем газ проходит на уголковую насадку для равномерного распределения потока по сечению аппарата и частичного отделения капельной жидкости. Дальнейшая очистка газа от жидкости происходит в вертикальной сетчатой насадке и в зоне гравитационного осаждения. Отделенная жидкость выводится через штуцер в дренажную емкость.

Газожидкостная смесь в факельный сепаратор поступает через расходомер. При приеме нефти открывается задвижка К-1. Нефть перекачивается в факельный сепаратор насосами Н-1/1-2. Насосы включены параллельно, таким образом, насосы имеют общие приемные и напорные коллекторы. В нормальном режиме работы включен один насос, открыты задвижки К-1,2. Второй насос находится в резерве, задвижка К-3 закрыта.

При заполнении факельного сепаратора задвижки К-1,2 открыты, задвижка К3 закрыта (находится в резерве и открывается в случае ремонтных работ или поломки задвижки К-2), задвижка К-2 закрыта. В процессе подачи газожидкостной смеси в факельный сепаратор необходимо постоянно следить за ее уровнем и в нужный момент закрыть задвижки К-1 и К-2. Кроме того, необходимо следить за температурой и давлением в сепараторе.

После насосов Н-1/1-2 находится регулятор давления К-2. Регулятор давления К-2 регулирует давление на выходе насосного агрегата таким

образом, чтобы оно было не выше заданного исходя из условий прочности трубопровода и не ниже заданного давления на входе насосной.

Таблица состава (перечня) вход/выходных сигналов (измерительных, сигнальных, командных и управляющих) приведена в приложении Б.

2.2 Выбор архитектуры АС

В основе разработки архитектуры пользовательского интерфейса проекта АС лежит понятие ее профиля. Под профилем понимается набор стандартов, ориентированных на выполнение конкретной задачи. Основными целями применения профилей являются:

- снижение трудоемкости проектов АС;
- повышение качества оборудования АС;
- обеспечение расширяемости (масштабируемости) АС по набору прикладных функций;
- обеспечение возможности функциональной интеграции задач информационных систем.

Профили АС включают в себя следующие группы:

- профиль прикладного программного обеспечения;
- профиль среды АС;
- профиль защиты информации АС;
- профиль инструментальных средств АС.

В качестве профиля прикладного программного обеспечения будет использоваться открытая и готовая к использованию SCADA-система CodeSys. Профиль среды АС будет базироваться на операционной системе WindowsXP. Профиль защиты информации будет включать в себя стандартные средства защиты Windows. Профиль инструментальных средств будет основываться на среде OpenPCS.

Концептуальная модель архитектуры OSE/RM БПГ ФС представлена на рисунке 1.

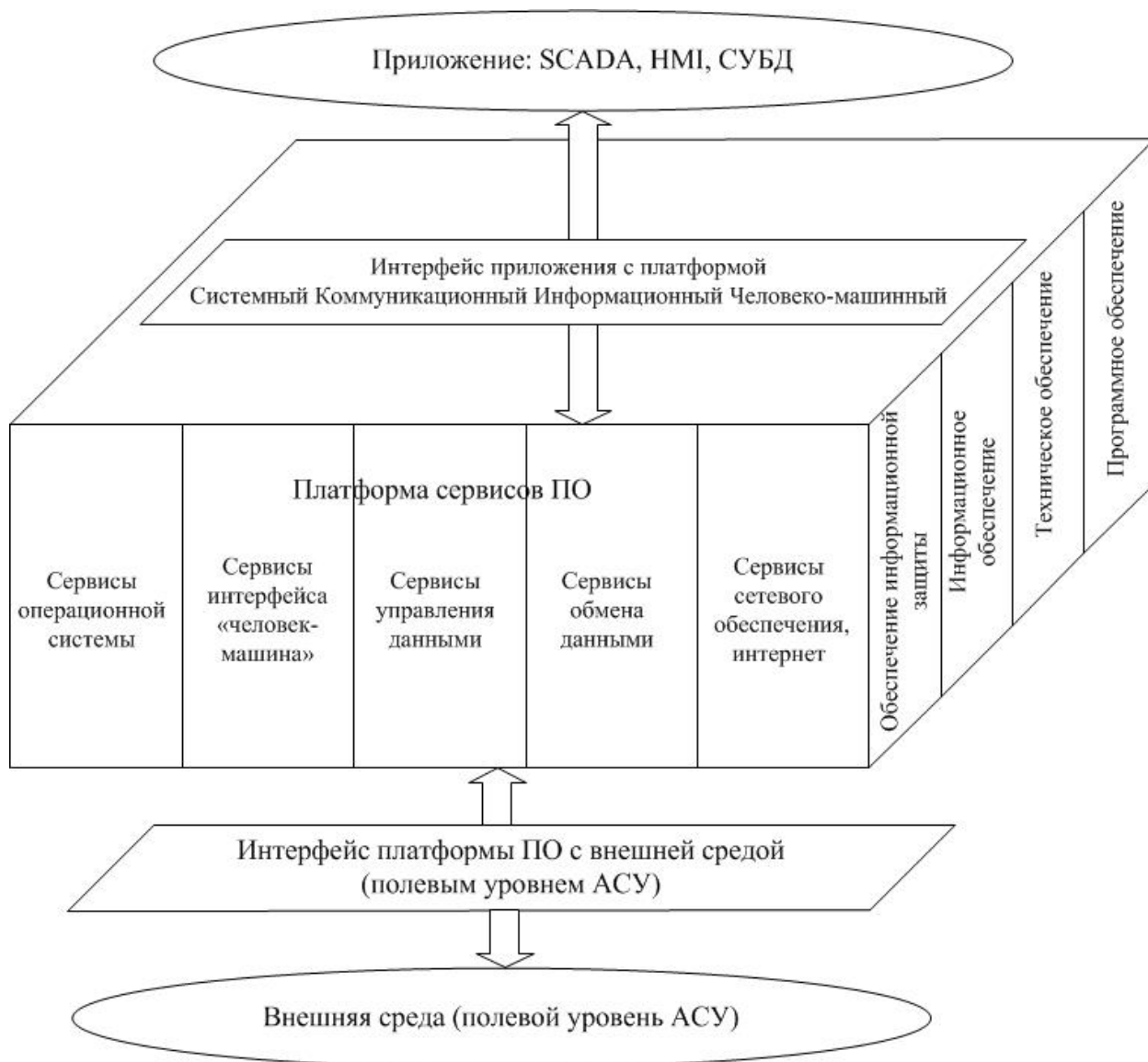


Рисунок 1 – Концептуальная модель архитектуры OSE/RM

Концептуальная модель архитектуры OSE/RM предусматривает разбиение ПО на три уровня:

- внешняя среда;
- платформа сервисов;
- прикладное ПО.

Уровни связываются (взаимодействуют) между собой через интерфейсы.

Внешней средой АС является полевой уровень АС.

Платформа сервисов предоставляет сервисы классов API и EEI через соответствующие интерфейсы.

Верхний уровень (прикладное ПО) включает в себя SCADA-системы, СУБД и НМИ.

Наиболее актуальными прикладными программными системами АС являются открытые распределенные АС с архитектурой клиент-сервер. Для решения задач взаимодействия клиента с сервером используются стандарты OPC. Суть OPC сводится к следующему: предоставить разработчикам промышленных программ универсальный интерфейс (набор функций обмена данными с любыми устройствами АС).

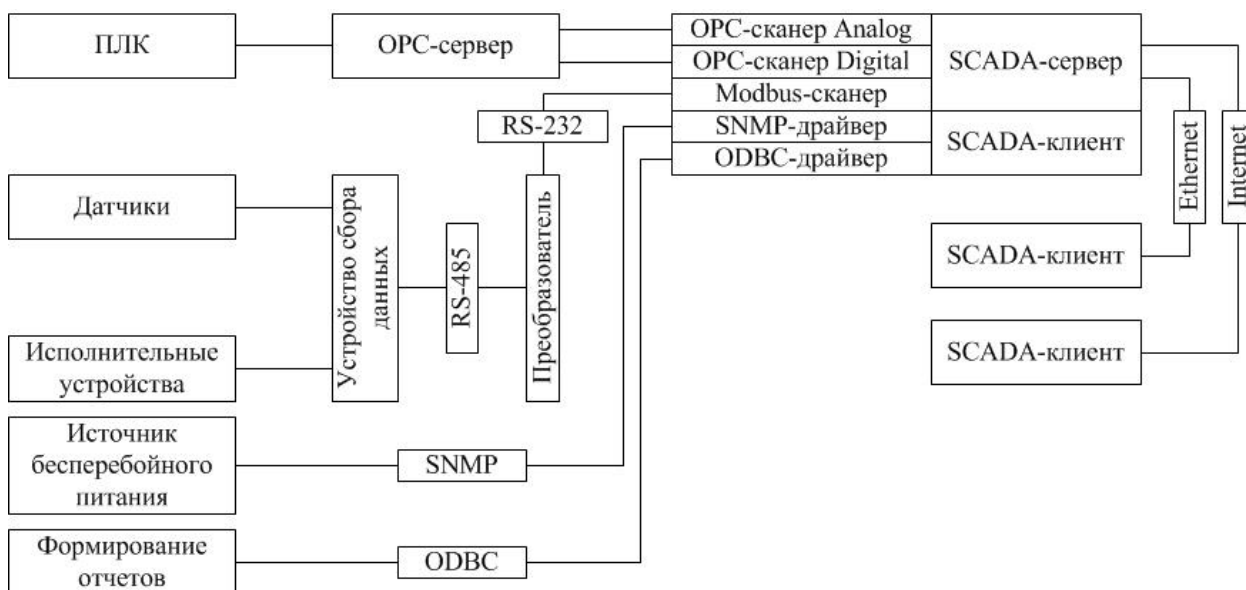


Рисунок 2 – Структура OPC-взаимодействий SCADA

Взаимодействие ПЛК со SCADA осуществляется посредством OPC-сервера.

Датчики и исполнительные устройства связаны со SCADA посредством унифицированного токового сигнала 4...20 мА. Широко применяется для организации связи промышленного электронного оборудования. Использует для передачи данных последовательные линии связи RS-485, RS-422, RS-232, а также сети TCP/IP. Доступ к устройствам полевого уровня (датчикам, исполнительным устройствам) со всех уровней управления предприятием осуществляется посредством стандарта PROFINET (IEC 61850), который поддерживает практически все существующие сети полевого уровня (PROFIBUS, Ethernet, AS-I, CAN, LonWorks и др.).

Связь источника бесперебойного питания со SCADA осуществляется посредством протокола SNMP, который позволяет контролировать всю сетевую инфраструктуру, управляя сетевым оборудованием различных типов, наблюдать за работой служб OSE/RM и анализировать отчеты по их работе за заданный период. SNMP предназначен для мониторинга состояния сети АС и управления сетевыми устройствами.

Формирование отчетов, информационный обмен данными в АС строится с использованием протокола ODBC, который позволяет единообразно оперировать с разными источниками данных.

Основными стандартами OPC являются следующие:

- OPC DA (DataAccess), описывающий набор функций обмена данными в реальном времени с ПЛК и другими устройствами;
- OPC AE (Alarms&Events), предоставляющий функции уведомления по требованию о различных событиях;
- OPC DX (DataeXchange), предоставляющий функции организации обмена данными между OPC-серверами через сеть Ethernet;
- OPC XML-DA (XML-DataAccess), предоставляющий гибкий, управляемый правилами формат обмена данными через Intranet-среду.

Профиль среды АС должен включать в себя стандарт протокола транспортного уровня Modbus, стандарты локальных сетей (стандарт Ethernet IEEE 802.3 или стандарт FastEthernet IEEE 802.3 u), а также стандарты средств сопряжения проектируемой АС с сетями передачи данных общего назначения (в частности, RS-485, сети CAN, ProfiBus и др.).

Профиль защиты информации должен обеспечивать реализацию политики информационной безопасности. Функциональная область защиты информации включает в себя функции защиты, реализуемые разными компонентами АС:

- функции защиты, реализуемые операционной системой;
- функции защиты от несанкционированного доступа, реализуемые на уровне программного обеспечения промежуточного слоя;

- функции управления данными, реализуемые СУБД;
- функции защиты программных средств, включая средства защиты от вирусов;
- функции защиты информации при обмене данными в распределенных системах;
- функции администрирования средств безопасности.

Основополагающим документом в области защиты информации в распределенных системах являются рекомендации X.800, принятые МККТТ (сейчас ITU-T) в 1991 г. Подмножество указанных рекомендаций составляет профиль защиты информации в АС с учетом распределения функций защиты информации по уровням концептуальной модели АС и взаимосвязи функций и применяемых механизмов защиты информации.

Профиль инструментальных средств, встроенных в АС, должен отражать решения по выбору методологии и технологии создания, сопровождения и развития конкретной АС. Функциональная область профиля инструментальных средств, встроенных в АС, охватывает функции централизованного управления и администрирования, связанные:

- с контролем производительности и корректности функционирования системы в целом;
- управлением конфигурацией прикладного программного обеспечения, тиражированием версий;
- управлением доступом пользователей к ресурсам системы и конфигурацией ресурсов;
- перенастройкой приложений в связи с изменениями прикладных функций АС;
- настройкой пользовательских интерфейсов (генерация экранных форм и отчетов);
- ведением баз данных системы;
- восстановлением работоспособности системы после сбоев и аварий.

Номенклатура базовых стандартов и ПО для профиля АС БПГ ФС приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Номенклатура базовых стандартов

№ документа	Web-адрес базового стандарта	Назначение	Web-адрес поставщика
IEC 61131-3	http://www.plcopen.org/pages/tc1_standards/iec_61131_3	Языки ПЛК	http://www.systec-electronic.com
Ethernet IEEE 802.3 или стандарт Fast Ethernet IEEE 802.3 u	http://ru.wikipedia.org/wiki/IEEE_802.3	Локальная вычислительная сеть	http://ru.wikipedia.org/wiki/IEEE_802.3
X.800 (ITU-T)	http://www.ntc-sss.ru/mejdunarodne-rekomendacii-itu-t--standarty-etsi.html	Профиль защиты информации	http://www.ntc-sss.ru/mejdunarodne-rekomendacii-itu-t--standarty-etsi.html
Iconics Genesis32 Suite		Программно-инструментальный комплекс для разработки SCADA и MES решений	http://iconics.com/products/graphworx32.asp
стандарты OPC		Решение задач взаимодействия клиента с сервером	http://ru.wikipedia.org/wiki/OPC

2.3. Разработка структурной схемы АС

Объектом управления является факельный сепаратор, в соответствии с ТЗ разработаем систему автоматизированного управления. В сепараторе осуществляется замер уровня нефти, температуры, давления, а в трубопроводах – давления на всасывании насосного агрегата, скорость двигателя насоса, расход на всасывающем и нагнетающем коллекторе. Исполнительными устройствами являются клапаны с электроприводом.

Специфика каждой конкретной системы управления определяется используемой на каждом уровне программно-аппаратной платформой. Трехуровневая структура АС приведена в приложении В.

Нижний (полевой) уровень состоит из первичных датчиков (три сигнализатора уровня, один датчик температуры с индикацией и регистрацией (TIR), один уровнемер, два расходомера, датчик скорости и исполнительных устройств (клапанов с электроприводом).

Средний (контроллерный) уровень состоит из локального контроллера.

Верхний (информационно-вычислительный) уровень состоит из коммуникационного контроллера, который играет роль концентратора, а также компьютеров и сервера базы данных, объединенных в локальную сеть Ethernet. На компьютерах диспетчера и операторов установлены операционная система WindowsXP и программное обеспечение CodeSys.

Обобщенная структура управления АС приведена в приложении Г.

Информация с датчиков полевого уровня поступает на средний уровень управления локальному контроллеру (ПЛК). Он выполняет следующие функции:

- сбор, первичную обработку и хранение информации о состоянии оборудования и параметрах технологического процесса;
- автоматическое логическое управление и регулирование;
- исполнение команд с пункта управления;
- обмен информацией с пунктами управления.

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

- сбор данных с локальных контроллеров;
- обработка данных, включая масштабирование;
- поддержание единого времени в системе;
- синхронизация работы подсистем;
- организация архивов по выбранным параметрам;

– обмен информацией между локальными контроллерами и верхним уровнем.

ДП включает несколько станций управления, представляющих собой АРМ диспетчера/оператора. Также здесь установлен сервер базы данных. Компьютерные экраны диспетчера предназначены для отображения хода технологического процесса и оперативного управления.

Все аппаратные средства системы управления объединены между собой каналами связи. На нижнем уровне контроллер взаимодействует с датчиками и исполнительными устройствами. Связь между локальным контроллером и контроллером верхнего уровня осуществляется на базе интерфейса Ethernet.

Связь автоматизированных рабочих мест оперативного персонала между собой, а также с контроллером верхнего уровня осуществляется посредством сети Ethernet.

2.4 Функциональная схема автоматизации

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

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

При разработке функциональной схемы автоматизации технологического процесса решены следующие задачи:

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

В соответствии с заданием разработаны два варианта функциональных схем автоматизации:

- по ГОСТ 21.408-2013 «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов» и ГОСТ 21.208-2013 «Система проектной документации для строительства. Автоматизация технологических процессов. Обозначение условные приборов и средств автоматизации в схемах»;
- по Стандарту американского общества приборостроителей ANSI/ISA5.1. «Instrumentation Symbols and Identification».

2.4.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408-2013

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям ГОСТ 21.408–2013 и приведена в приложении Д. На схеме выделены каналы измерения и каналы управления. Контур 3-4 реализуют автоматическое поддержание давление в нагнетательном коллекторе насосов Н -1/1-2.

2.4.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям ANSI/ ISA5.1 и приведена в приложении Е. Согласно этой схеме осуществляются следующие операции:

- измерение давления в нагнетательных трубопроводах, его регистрация на АРМ оператора, и регулирование с помощью регулятора давления.

- измерение объема поступающей газожидкостной смеси, и её регистрация на АРМ.
- измерение уровня газожидкостной смеси в сепараторе и индикация верхних и нижних уровней, а так же верхнего аварийного и нижнего аварийного уровня нефти.
- измерение расхода газожидкостной смеси поступающей в сепаратор и расхода газа на нагнетающем коллекторе после сепаратора.

2.5 Разработка схемы информационных потоков БПГ

Схема информационных потоков, которая приведена в приложении Ж, 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.

Параметры, передаваемые в локальную вычислительную сеть в формате стандарта OPC, включают в себя:

- 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;

– AVARH – верхняя аварийная сигнализация;

– AVARL – нижняя аварийная сигнализация;

– PREDH – верхняя предупредительная сигнализация;

– PREDL – нижняя предупредительная сигнализация.

Знак подчеркивания _ в данном представлении служит для отделения одной части идентификатора от другой и не несет в себе какого-либо другого смысла.

Кодировка всех сигналов в SCADA-системе представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Кодировка ТЕГов

Кодировка	Расшифровка кодировки
RAS_TRB_VHOD	Расход поступающей газожидкостной смеси
RAS_TRB_VYHD	Расход выходящей газожидкостной смеси
DAV_N11_NGNT	Давление в нагнетательном коллекторе
UPR_N11_VHOD_REG	Управление задвижкой
URV_FSP_GJSM	Уровень газожидкостной смеси в факельном сепараторе
URV_FSP_GJSM_PREDL	Нижний уровень газожидкостной в факельном сепараторе
URV_FSP_GJSM_PREDH	Верхний уровень газожидкостной в факельном сепараторе
URV_FSP_GJSM_AVARH	Верхний аварийный уровень газожидкостной смеси в факельном сепараторе
TEM_FSP_GJSM	Температура газожидкостной смеси в факельном сепараторе
DAV_FSP_GJSM	Давление в газожидкостной смеси в факельном сепараторе
UPR_N12_VYHD_REG	Управление электродвигателем насоса
SKR_N12_DVAL	Скорость на валу двигателя насоса

Верхний уровень представлен базой данных КИС и базой данных АСУ ТП. Информация для специалистов структурируется наборами экранных форм АРМ. На мониторе АРМ оператора отображаются различные информационные и управляющие элементы. На АРМ диспетчера автоматически формируются различные виды отчетов, все отчеты формируются в формате XML. Генерация отчетов выполняется по следующим расписаниям:

- каждый четный / нечетный час (двухчасовой отчет);
- каждые сутки (двухчасовой отчет в 24.00 каждых суток);
- каждый месяц;
- по требованию оператора (оперативный отчет).

Отчеты формируются по заданным шаблонам:

- сводка по текущему состоянию оборудования;
- сводка текущих измерений.

Историческая подсистема АС сохраняет информацию изменений технологических параметров для сигналов с заранее определенной детальностью. Сохранение данных в базе данных происходит при помощи модуля истории CodeSysHISTORY. Данные, хранящиеся более трех месяцев, прореживаются для обеспечения необходимой дискретности.

Для регуляризации информации в базах данных используются таблицы и поля записи. Поля записей канала сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Поля записей канала

Имя поля	Значение	Комментарий
code	...	Код канала
description	...	Описание (первичная цепь, температура нефти)
type	...	Тип: аналоговый сигнал
address	...	Адрес
Event code	...	Код технологического события
Alarm code	...	Код аварии
Sample (sec)	...	Интервал выборки
Raw value	...	Первичное значение
Converted value	...	Преобразованное значение °С

Alarm state	...	Аварийное состояние
coefficient	...	Коэффициент преобразования
units	...	Единица измерения
min	...	Минимальное значение
max	...	Максимальное значение

2.6 Выбор средств реализации ФС

Задачей выбора программно-технических средств реализации проекта АС является анализ вариантов, выбор компонентов АС и анализ их совместимости.

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

Измерительные устройства осуществляют сбор информации о технологическом процессе. 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.

2.6.1 Выбор контроллерного оборудования БПГ

Основное техническое средство первого уровня АСУ ТП – программируемый логический контроллер (ПЛК), способный реализовать прием и первичную обработку информационных сигналов от устройств нулевого уровня, алгоритмы регулирования, логического управления и защиты, выдачу управляющих сигналов на исполнительные механизмы. Помимо этого ПЛК должен поддерживать стандартные протоколы обмена информацией как между технологическими контроллерами, так и со вторым уровнем АСУ ТП.

ПЛК должен обеспечивать ввод/вывод следующих типов сигналов:

Входные сигналы:

- унифицированный аналоговый сигнал 4-20 мА, 0-10 В, ±10 В;
- сигналы от термометров сопротивления;
- дискретные сигналы типа «сухой контакт»;
- дискретные сигналы в диапазоне от 24 до 220 В;
- цифровые сигналы;
- числоимпульсные сигналы.

Выходные сигналы:

- унифицированный аналоговый сигнал 4-20 мА;
- дискретные сигналы постоянного тока в диапазоне от 24 до 220 В;
- цифровые сигналы.

ПЛК должны обеспечивать:

- сохранение работоспособности в автономном режиме при отказе аппаратуры второго уровня;
- возможность наращивания входов/выходов;
- сохранность накопленной информации при работе в автономном режиме и в случае отключения электроэнергии.

В настоящее время на Российском рынке преобладают контроллеры иностранных фирм: Siemens, Schneider Electric, Mitsubishi, ABB. Среди отечественных производителей наибольшей популярностью пользуются контроллеры фирм НИЛ АП, Овен, Текон, Элемер, Фаствел, Элеси и др. В нефтегазовой отрасли хорошо зарекомендовало себя оборудование производителей Siemens и Schneider Electric.

Для выбора конкретного контроллера, проведем анализ их функциональных возможностей:

Таблица 4 – Анализ контроллеров

Сложность проектируемой системы	Количество вводов/выводов	Функции	Модель ПЛК
Низкая степень сложности	<100	Логические, временные, счетные, арифметические в формате с плавающей защитой, ПИД-регулирование	SIMATIC S7-200
Средняя степень сложности	100...1000	Логические, временные, счетные, арифметические в формате с плавающей защитой, ПИД-регулирование, регулирование по законам нечеткой логики. Сетевые возможности	SIMATIC S7-300
Высокая степень сложности	1000...100000	Логические, временные, счетные, арифметические в формате с плавающей защитой, ПИД-регулирование, регулирование по законам нечеткой логики, Сетевые возможности, работа с таблицами, средствами MMI интерфейса.	SIMATIC S7-400

Для построения системы управления БПГ достаточно мощности контроллера SIMATIC S7-300. Данный контроллер имеет модульную конструкцию, и может включать в свой состав:

- модуль центрального процессора (CPU);
- модули блоков питания (PS);
- сигнальные модули (SM);
- коммуникационные процессоры (CP);
- функциональные модули (FM);
- интерфейсные модули (IM).

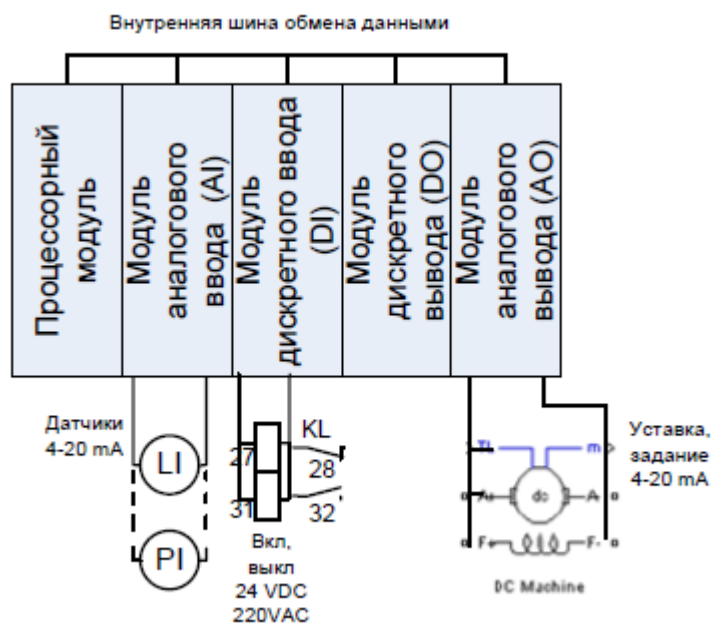


Рисунок 3 – Блок-схема УСО ПЛК

Модульная конструкция контроллера позволяет в случае необходимости наращивать структуру системы управления.

Технические характеристики модуля ввода/вывода аналоговых сигналов SM 334 и модуля ввода/вывода дискретных сигналов SM 323 приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Технические характеристики модулей ввода/вывода

Технические параметры		Значения
Модуль ввода/вывода дискретных сигналов SM 323		
Габариты ШxВxГ (мм)		40x125x120
Масса (кг)		0,26
Количество входов		16
Количество выходов		16
Длина кабеля (обычного/экранированного), не более		600м/1000м
Фронтальный соединитель		40-полюсный
Напряжение питания	номинальное значение	=24В
	допустимый диапазон изменений	20,4...28,8В

Количество одновременно опрашиваемых входов	16	
Гальваническое разделение	есть	
Потребляемый ток, не более	80мА	
Потребляемая мощность	6,5Вт	
Индикация состояний входов и выходов	1 зеленый диод на каждый канал	
Модуль ввода/вывода аналоговых сигналов SM 334		
Габариты ШхВхГ (мм)	40x125x120	
Масса (кг)	0,2	
Количество входов	4	
Количество выходов	2	
Длина экранированного кабеля, не более	100м	
Фронтальный соединитель	20полюсный	
Напряжение питания нагрузки	=24В	
Питание датчиков	есть	
Защита от неправильной полярности	есть	
Гальваническое разделение	есть	
Защита датчиков от короткого замыкания	есть	
Потребляемый ток, не более	80мА	
Потребляемая мощность	2Вт	
Параметры аналого-цифрового преобразователя	принцип измерения	интегрирование
	Разрешающая способность, включая знаковый разряд	12бит
	настройка параметров интегрирования	есть
	время интегрирования	20мс

	Базовое время ответа модулю	350мс
Параметры цифро-аналогового преобразователя	Разрешающая способность, включая знаковый разряд	12бит
	Время преобразования на канал, не более	500мкс
	Время установки выходного сигнала, не более	0,8мс

2.6.2 Выбор датчиков

2.6.2.1 Выбор расходомера

Для выбора расходомеров были рассмотрены следующие варианты:

- Yokogawa;
- Метран;
- Kobold;

Среди рассматриваемых фирм предпочтение отдали фирме Метран. Исходя из технико-экономических показателей, а также удовлетворению требованиям технического задания наилучший эффект показывает данная фирма.

В процессе работы БПГ необходимо отслеживать расход поступающей газожидкостной смеси и знать объем поступившей газожидкостной смеси. Характеристики перекачиваемой жидкости приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристики перекачиваемой жидкости

	Наименование	Ед. изм.	Количество
1	Плотность	кг/м ³	838
2	Вязкость при 20°С	мм ² /с	5,86
3	Выход фракций, не менее, до температуры: 200 °С 300°С 350°С	% об.	27 47 57
4	Массовая доля парафина, не более	% масс.	6,0
5	Массовая доля воды, не более	% масс.	0,5
6	Класс опасности в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76*		3
7	Предельно допустимая концентрация аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны (при перекачке и отборе проб)	мг/м ³	10
8	Температура самовоспламенения	°С	250
9	Рабочее давление в трубопроводе, не более	МПа	9

Для измерения давления и расхода будем использовать расходомер Метран-350 на базе ОНТ Annubar (Рисунок 5). Расходомеры на базе осредняющей напорной трубки Annubar предназначены для измерения расхода жидкости, газа, пара в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологи-ческими процессами в различных отраслях промышленности, а также в системах технологического и коммерческого учета. Основные преимущества:

- интегральная конструкция расходомера исключает потребность в импульсных линиях и дополнительных устройствах, сокращается количество потенциальных мест утечек среды;
- низкие безвозвратные потери давления в трубопроводе сокращают затраты на электроэнергию;
- многопараметрические преобразователи 3051SMV в составе расходомеров обеспечивают вычисление мгновенного массового расхода жидкости, пара, газа или объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям;

- установка расходомера экономична и менее трудоемка по сравнению с установкой измерительного комплекса на базе стандартной диафрагмы.



Рисунок 5 – Метран-350

Технические характеристики расходомера Метран-350 приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристики Метран-350

Техническая характеристика	Значение
Измеряемые среды	жидкость, газ, пар
Температура измеряемой среды	-40...232°C (интегральный монтаж датчика); -100...454°C (удаленный монтаж датчика импульсными линиями)
Избыточное давление в трубопроводе, не более	10 МПа
Диаметр условного прохода трубопровода	Dу 50...2400
Динамический диапазон	8:1, 14:1
Основная относительная погрешность измерений расхода, не более	±0,8%

Температура окружающего воздуха	-40...85°C – без ЖК-индикатора
Выходной сигнал	4...20 мА/HART
Расстояние передачи токового сигнала	до 2,5 км
Физические интерфейсы связи с компьютерной средой	Hart
Протоколы связи с компьютерной средой	HART
Взрывозащищенное исполнение	есть
Степень защиты от воздействия пыли и влаги	IP 66, IP 68
Напряжение питания от внешнего источника постоянного тока	11...55 В без внешней нагрузки (при передаче сигнала по 4...20 мА) или с $R_n > 250$ Ом (при передаче сигнала по HART-протоколу)
Средний срок службы расходомера	10 лет
Средняя наработка на отказ	150000 часов
Межповерочный интервал	4 года

Принцип действия расходомеров основан на измерении расхода среды (жидкости, газа, пара) методом переменного перепада давления с использованием осредняющей напорной трубки (далее ОНТ) Annubar.

ОНТ Annubar 485 (рисунок 6) представляет собой погружную конструкцию, использующую в основе профиль Т-образной формы. Такая конструкция применяется для измерения расхода в трубопроводах Ду от 50 до 2400 мм.

Annubar 485 устанавливается фронтальной частью навстречу потоку, пересекая его по всему сечению. В центре фронтальной поверхности профиля, по всей его длине симметрично относительно центра оси трубопровода располагаются щелевидные пазы, осредняющие скорость потока измеряемой среды и воспринимающие давление торможения, которое передается в "плюсовую" камеру P1. Благодаря замене точечных отверстий щелевидными пазами, осреднение скорости стало более полным и точным, а сама ОНТ меньше засоряется.

Фронтальная часть профиля Т-образной формы широкая и плоская, поэтому точка отрыва потока более стабильна (значит, стабильнее сигнал перепада давления), а зона повышенного давления перед профилем более обширна. В результате, сигнал давления, передаваемый камерой Р1 на измерительную мембрану датчика, на Т-образном профиле выше, чем на других формах профилей при том же расходе.

По всей длине Annubar 485 с тыльной стороны профиля расположены отверстия, воспринимающие давление разрежения, которое передается в "минусовую" камеру Р2. Разность давлений Р1 и Р2 является перепадом давления $\Delta P = P1 - P2$ пропорциональным расходу.

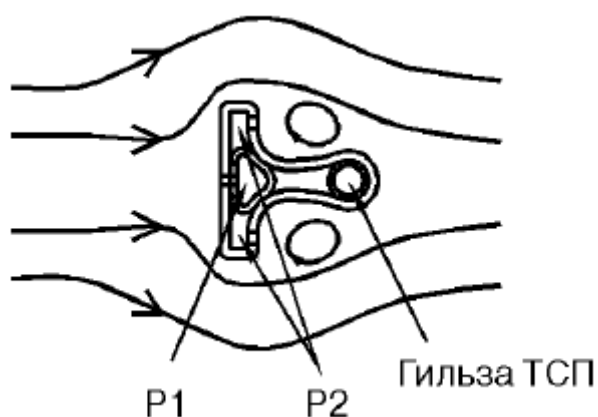


Рисунок 6 – ОНТ Annubar

Монтаж расходомера: Расходомеры интегральной конструкции (монтаж датчика непосредственно на ОНТ Annubar) не требуют соединения импульсными линиями и другой арматуры.

В общем случае монтаж расходомера включает четыре этапа (рисунок 7):

1. В месте установки в стенке трубопровода сверлится отверстие.
2. Приваривается соединительная бобышка (материал бобышки соответствует материалу трубопровода).
3. Расходомер с бобышкой стягивается шпильками и болтами.
4. Расходомер подключается к блоку питания и ПК (при необходимости).

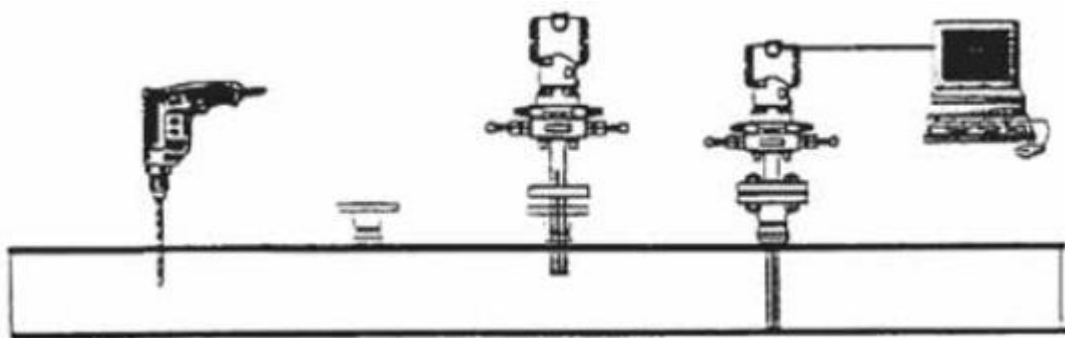


Рисунок 7 – Подключение Метран-350

При монтаже расходомера для измерений расхода жидкости необходимо, чтобы боковой дренажный/вентиляционный клапан был расположен отверстием вверх для выхода газа. Рекомендуемое расположение расходомера при монтаже на горизонтальном трубопроводе приведено на рисунке 8.

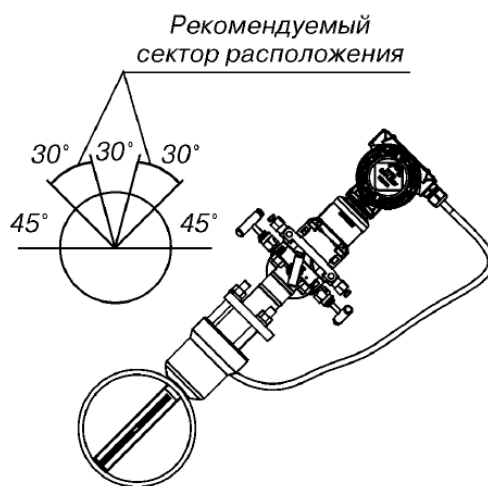


Рисунок 8 – Монтаж Метран-350

Кроме того, предъявляются требования к ориентации ОНТ Annubar относительно трубопровода. Допускаемые отклонения ориентации ОНТ Annubar при монтаже представлены на рисунке 9.

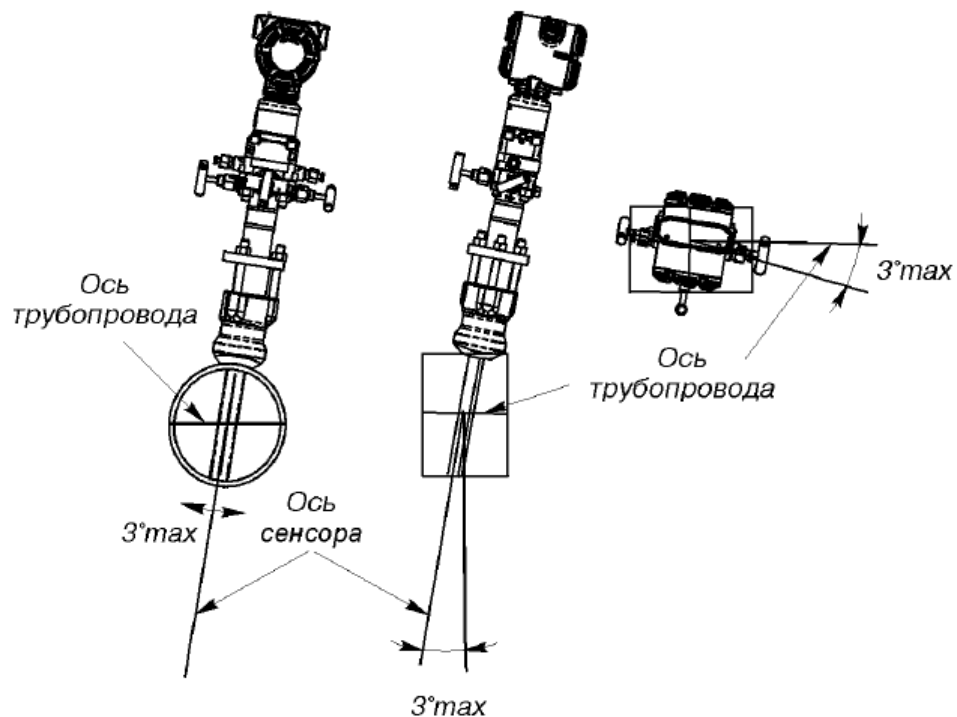
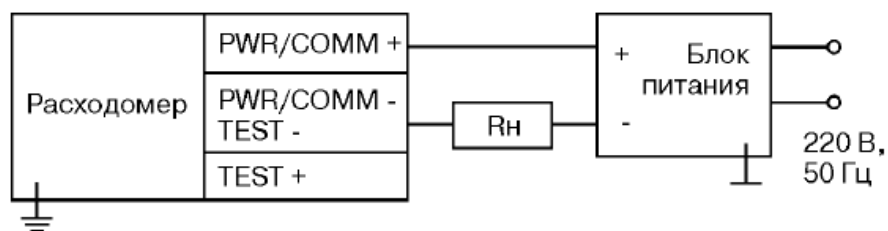


Рисунок 9 – Допускаемые отклонения при монтаже Метран-350

Схема подключения к источнику питания приведена на рисунке 10.



R_n - сопротивление нагрузки.

Рисунок 10 – Схема подключения к ИП Метран-350

Необходимо так же заказать закладную конструкцию для крепления к трубопроводу (рисунок 11).

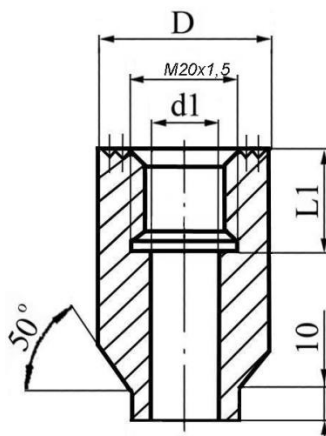


Рисунок 11 – Закладная Метран-350

**Опросный лист для расходомеров на основе
OHT 485 Annubar (Метран-350SFA, 3051SFA)**

* - поля, обязательные для заполнения

Общая информация						
Предприятие*: <u>ТПУ</u>			Дата заполнения:			
Контактное лицо*:			Тел/факс*:			
Адрес*:			E-mail:			
Опросный лист №		Позиция по проекту:		Количество*:		
Информация об измеряемой среде						
Измеряемая среда*:		Фазовое состояние*: <input type="checkbox"/> газ <input checked="" type="checkbox"/> жидкость <input type="checkbox"/> пар				
Полный состав в молярных долях (для природного, попутного газа или смеси)*	Метан CH4	_____%	i-Пентан C5H12	_____%	Гелий He	_____%
	Азот N2	_____%	n-Пентан C5H12	_____%	Аргон Ar	_____%
	Диоксид Углерода CO2	_____%	n-Гексан C6H14	_____%	Вода H2O	_____%
	Этан C2H6	_____%	n-Гептан C7H18	_____%	Сероводород H2S	_____%
	Пропан C3H8	_____%	n-Октан C8H18	_____%	Водород H2	_____%
i-Бутан C4H10	_____%	n-Нонан C9H20	_____%	Оксид Углерода CO	_____%	
n-Бутан C4H10	_____%	n-Декан C10H22	_____%	Кислород O2	_____%	
Для природного, попутного газа или смеси плотность при стандарт.усл. (20° С и 101,325 кПа-абс)*: _____ кг/м3						
Информация о процессе						
Измеряемый расход*	Мин <u>200</u>	Ном <u>500</u>	Макс <u>1000</u>	<input type="checkbox"/> м3/ч (в рабочих условиях) <input type="checkbox"/> м3/ч (приведенный к стандартным условиям) <input checked="" type="checkbox"/> кг/ч, <input type="checkbox"/> т/ч прочие единицы		
	Давление избыточное*	Мин _____	Ном _____	Макс _____	<input type="checkbox"/> кгс/см2 <input type="checkbox"/> МПа <input type="checkbox"/> кПа	
Температура среды*	Мин <u>+10</u>	Ном <u>+30</u>	Макс <u>+55</u>	° С		
Плотность*	Мин _____	Ном _____	Макс _____	кг/м3		
Вязкость*	Мин _____	Ном _____	Макс _____	<input type="checkbox"/> сП <input type="checkbox"/> сСт		
Информация о трубопроводе в месте установки расходомера						
Внутренний диаметр трубопровода (указать точно)*: <u>190</u> мм Толщина стенки: <u>10</u> мм Материал (марка стали):						
Ориентация трубопровода*: <input checked="" type="checkbox"/> горизонтальный; <input type="checkbox"/> вертикальный (направление потока: <input type="checkbox"/> вверх <input type="checkbox"/> вниз)						
Длины прямых участков трубопровода в месте установки: до расходомера <u>5</u> м; после расходомера _____ м						
Местные сопротивления до расходомера (одиночное колено, группа колен в одной плоскости /разных плоскостях, задвижка полнопроходная/неполнопроходная, сужение/расширение трубопровода)				_____ 35		
Требования к исполнению расходомера						
На выходе расходомера требуется получать расход в*:			<input type="checkbox"/> м3/ч (в рабочих условиях) <input type="checkbox"/> м3/ч (приведенный к стандартным условиям) <input checked="" type="checkbox"/> кг/ч, <input type="checkbox"/> т/ч прочие единицы			
Основная относительная погрешность измерения расхода не более			<u>0,5</u> %			
Температура окружающей среды: от <u>40</u> до <u>+50</u> °С						
Исполнение по взрывозащите: <input type="checkbox"/> без взрывозащиты <input checked="" type="checkbox"/> взрывонепр. оболочка <input checked="" type="checkbox"/> искробезопасная цепь						
Эксплуатация расходомера: <input type="checkbox"/> отдельно <input type="checkbox"/> в составе узла учета (тип: <input type="checkbox"/> коммерческий <input type="checkbox"/> технологический)						
Желаемый монтаж преобразователя и первичного сенсора: <input type="checkbox"/> интегральный <input type="checkbox"/> удаленный (импульсные линии)						
Дополнительное оборудование, аксессуары, услуги						
<input checked="" type="checkbox"/> ЖК-индикатор		<input checked="" type="checkbox"/> встроенный <input type="checkbox"/> автономный цифровой индикатор				
<input type="checkbox"/> Вентильный блок		<input type="checkbox"/> трехвентильный <input type="checkbox"/> пятивентильный				
<input type="checkbox"/> Возможность монтажа/демонтажа без сброса давления в трубопроводе (при невозможности остановки тех. процесса)						
<input type="checkbox"/> Клеммный блок с защитой от переходных процессов						
<input type="checkbox"/> Импульсные линий		длина _____ мм		<input type="checkbox"/> под сварку <input type="checkbox"/> резьбовые		
<input checked="" type="checkbox"/> Коммуникационные средства		<input checked="" type="checkbox"/> HART-коммуникатор <input type="checkbox"/> ПО «Помощник инженера»				
<input checked="" type="checkbox"/> HART-конвертор 333 (3 дополнительных сигнала 4-20 мА)		<input type="checkbox"/> Wireless HART (беспровод.)				
<input type="checkbox"/> Другое (указать) _____		<input type="checkbox"/> шеф-надзор				

2.6.2.2 Выбор датчиков давления

Среди датчиков давления рассмотрены следующие фирмы:

- Метран;
- Сапфир;

– Yokogawa.

Так как датчики фирмы Сапфир имеют межповерочный интервал чаще чем другие, а также другие технические показатели ниже, такие как приведенная погрешность, отсутствие протокола HART, то данный датчик не удовлетворяет всем показателям. Из оставшихся выбрали датчики Метран, в связи удобством поставки, технико-экономических показателей.

Датчик давления необходим для отслеживания давления в всасывающем коллекторе перед насосами, так как при понижении давления ниже заданного в трубопровод начнет выделяться газ, который приводит к разрушению и останову насосных агрегатов. Для измерения давления будем использовать датчики давления Метран-75 (рисунок 12).



Рисунок 12 – Метран-75

Интеллектуальные датчики давления серии Метран-75 предназначены для непрерывного преобразования в унифицированный токовый выходной сигнал и/или цифровой сигнал по протоколу HART входных измеряемых величин:

- избыточного давления (Метран-75G);
- абсолютного давления (Метран-75А);
- давления-разрежения (Метран-75G).

Технические характеристики датчика давления Метран-75 приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики Метран-75

Техническая характеристика	Значение
Измеряемые среды	Жидкости, газ, газовые смеси, пар
Пределы измерений	От 10,5 кПа до 25МПа
Основная приведенная погрешность	$\pm 0,5\%$; $\pm 0,2\%$; $\pm 0,1\%$
Выходной сигнал	4-20 мА/HART
Взрывозащищенные исполнения	1ExdIICT6X
Диапазон температур окружающей среды	от -40 до 85°C; от -51 до 85°C (опция)
Интервал между поверками	до 5 лет
Степень защиты датчиков от воздействия пыли и воды	IP 66

Схема измерительного блока приведена на рисунке 13. Датчик состоит из сенсорного модуля и электронного преобразователя. Сенсорный модуль состоит из измерительного блока и платы аналого-цифрового преобразователя (АЦП). Давление подается в камеру измерительного блока, преобразуется в деформацию чувствительного элемента и изменение электрического сигнала. Электронный преобразователь преобразует электрический сигнал в соответствующий выходной сигнал.

В измерительном блоке используется тензорезистивный модуль на кремниевой подложке. Чувствительным элементом тензомодуля является пластина 1 из кремния с пленочными тензорезисторами (структура КНК – кремний на кремнии). Давление через разделительную мембрану 3 и разделительную жидкость 2 передается на чувствительный элемент тензомодуля. Воздействие давления преобразуется в деформацию чувствительного элемента, вызывая при этом изменение электрического сопротивления его тензорезисторов и разбаланс схемы моста Уинстона. Электрический сигнал, образующийся при разбалансе мостовой схемы, измеряется АЦП и подается в электронный преобразователь. Электронный преобразователь преобразует это изменение в выходной сигнал.

В модели 75А полость над чувствительным элементом вакуумирована и герметизирована.

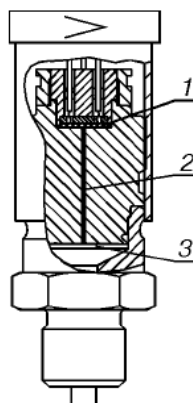


Рисунок 13 – Измерительный блок Метран-350

Электрическое питание датчиков общепромышленного исполнения и взрывозащищенного исполнения Exd осуществляется от источника питания постоянного тока напряжением 10,5-42,4 В, при этом пределы допустимого сопротивления нагрузки (сопротивления приборов и линии связи) зависят от установленного напряжения питания датчиков и не должны выходить за границы рабочей зоны.

Установочные и присоединительные размеры датчиков приведены на рисунке 14.

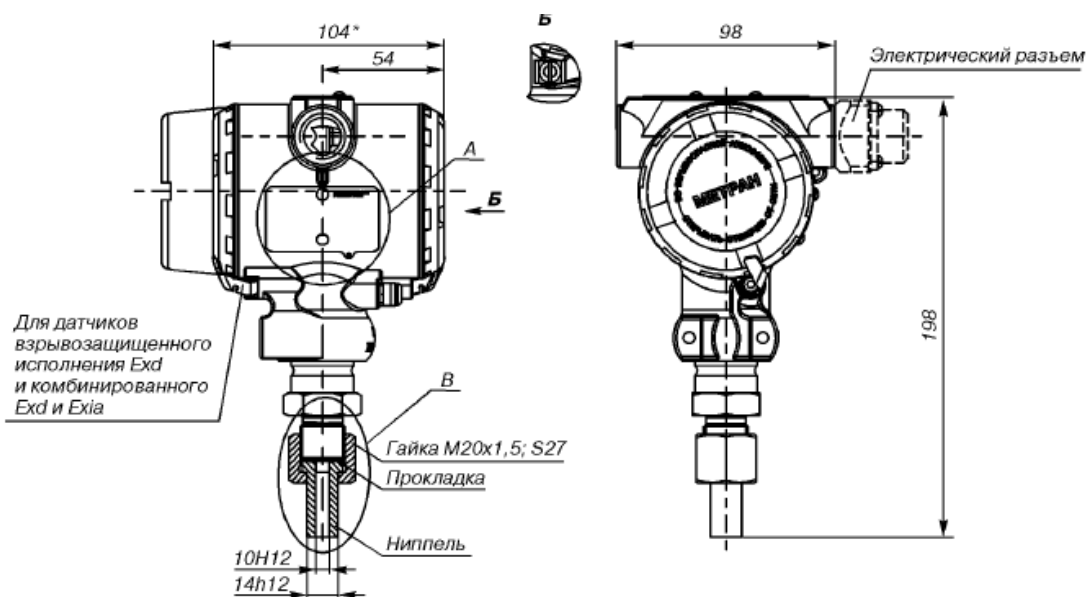


Рисунок 14 – Принципиальный монтаж датчика

Для установки датчиков применяются монтажные детали – переходники типа 1/4NPT наружная или 1/2NPT наружная или типа 1/4NPT внутренняя или 1/2NPT внутренняя (рисунок 15)

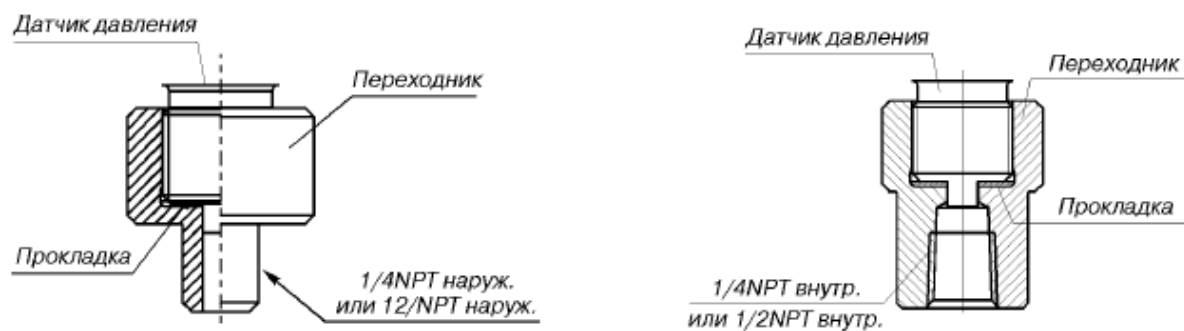


Рисунок 15 – Закладные Метран-75

Общая информация	
Предприятие *: ТПУ	Дата заполнения:
Контактное лицо *:	Тел. / факс *:
Адрес *: Опросный лист № Позиция по проекту (таб):	E-mail: Количество *:
Параметры процесса	
Измеряемый параметр *	<input checked="" type="checkbox"/> Избыточное давление <input type="checkbox"/> Разрежение <input type="checkbox"/> Абсолютное давление <input type="checkbox"/> Гидростатическое давление <input type="checkbox"/> Перепад давления
Измеряемая среда	нефть, вода
Диапазон измерения (шкала прибора) *	от 0,1 до 20
Требуемая основная приведенная погрешность измерения	0,025
Температура окружающей среды	от <u> </u> -50 до +40 °C
Температура измеряемой среды	от +30 до +70 °C
Рабочее избыточное давление (для датчиков перепада и гидростатического давления) *	5 МПа
Требования к датчику	
Выходной сигнал *	<input checked="" type="checkbox"/> 4-20 мА + HART <input type="checkbox"/> обратный <input type="checkbox"/> 0-5 мА <input type="checkbox"/> квадратный корень (только для датчиков разности давлений)
	Резьбовое подключение <input checked="" type="checkbox"/> M20x1,5 <input type="checkbox"/> ниппель с накидной гайкой материал ниппеля:
Соединение с технологическим процессом *	<input type="checkbox"/> К 1/2" <input type="checkbox"/> 1/2"-14 NPT <input type="checkbox"/> наружная резьба <input type="checkbox"/> К 1/4" <input checked="" type="checkbox"/> 1/4"-18 NPT <input type="checkbox"/> внутренняя резьба
	Фланцевое соединение, ГОСТ 12815-80 исполнение 2 <input type="checkbox"/> DN 50 <input type="checkbox"/> PN 6 (только для DN 50) <input checked="" type="checkbox"/> DN 80 <input type="checkbox"/> PN 40 <input type="checkbox"/> другое (сборка с разделительной мембраной 1199)
Электрическое подключение	Описание соединения _____ <input type="checkbox"/> электрический разъем (вилка 2PM14, розетка 2PM14) <input type="checkbox"/> электрический разъем (вилка 2PM22, розетка 2PM22) <input type="checkbox"/> штепсельный разъем DIN
	Кабельный ввод <input checked="" type="checkbox"/> никелированная латунь <input type="checkbox"/> небронированный кабель <input type="checkbox"/> нержавеющая сталь <input type="checkbox"/> бронированный кабель <input type="checkbox"/> полиамид
Требования к исполнению датчика	
Исполнение по взрывозащите	<input checked="" type="checkbox"/> взрывонепр. оболочка (Ex d) <input type="checkbox"/> комбинированное (Ex ia и Ex d) <input checked="" type="checkbox"/> искробезопасная цепь (Ex ia) <input type="checkbox"/> общепромышленное
Дополнительные опции	
<input checked="" type="checkbox"/> встроенный ЖК-индикатор <input type="checkbox"/> кнопки для конфигурирования <input checked="" type="checkbox"/> кронштейн для крепления датчика на трубе ø50 мм <input type="checkbox"/> клапанный блок <input type="checkbox"/> кронштейн для установки датчика на плоской поверхности <input checked="" type="checkbox"/> гарантия 5 лет <input type="checkbox"/> дополнительная маркировочная табличка на проволоке	<input type="checkbox"/> в сборе с клапанным блоком серия _____ количество вентилей _____ <input type="checkbox"/> кронштейн для крепления клапанного блока на трубе ø50 мм
Примечания:	

2.6.2.3 Выбор датчика температуры

Среди датчиков температуры рассмотрены следующие варианты:

- Метран;
- Kobold;
- ОВЕН;

Исходя из экономических показателей и требованиям к ТЗ, показателями цен/стоимость преимущественно отдаем предпочтение фирме Метран.

Для измерения температуры будем использовать датчик температуры Метран-274 (рисунок 16).



Рисунок 16 – Метран-274

Метран-274 предназначен для измерения температуры нейтральных и агрессивных сред, по отношению к которым материал защитной арматуры является коррозионностойким.

Чувствительный элемент первичного преобразователя и встроенный в головку датчика измерительный преобразователь преобразуют измеряемую температуру в унифицированный выходной сигнал постоянного тока, что дает возможность построения АСУТП без применения дополнительных нормирующих преобразователей.

Технические характеристики Метран-274 приведены в таблице 9

Таблица 9– Технические характеристики Метран-274

Техническая характеристика	Значение
Диапазон преобразуемых температур, °С	-50...100
Выходной сигнал, мА	4-20
Предел допускаемой основной приведенной	0,25; 0,5

погрешности, $\pm\gamma, \%$	
Зависимость выходного сигнала от температуры	линейная
Степень защиты от воздействия пыли и воды	IP65
Виброустойчивость	V1
Напряжение питания	от 18 до 42 В постоянного тока – для термопреобразователей с выходным сигналом 4-20 мА;
Межповерочный интервал	4 года
Температура окружающего воздуха, $^{\circ}\text{C}$	От - 45 до 70

Схема внешних электрических подключений приведена на рисунке 17.

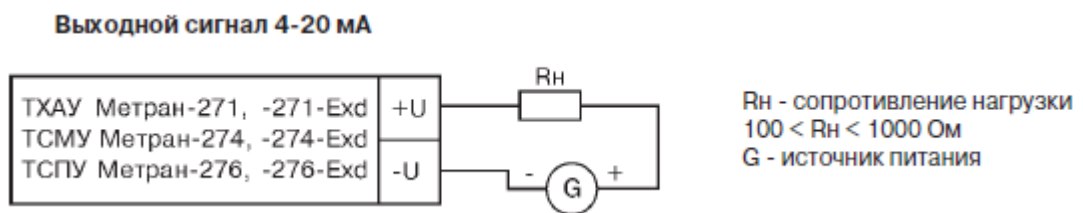


Рисунок 17 – Схема подключения к ИП

Габаритные и присоединительные размеры приведены на рисунке 18:

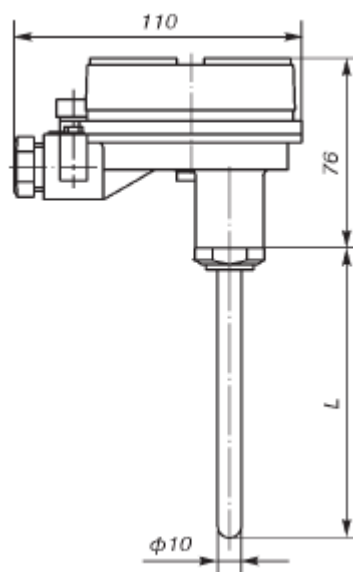


Рисунок 18 – Габаритно-установочные размеры Метран-274

Длина монтажной части L может быть от 120 мм до 2500 мм.

2.6.2.4 Выбор уровнемера

Среди уровнемеров были рассмотрены:

- Rosemount;
- Сапфир;
- Kobold.

Среди рассмотренных выбран Rosemount. Так как по точности измерения, принципу действия и другими показателями ТЗ удовлетворяет в полной мере.

Для измерения уровня будем использовать уровнемер Rosemount 5600 (рисунок 19).



Рисунок 19 – Rosemount 5600

Уровнемеры 5600 - это интеллектуальные приборы для бесконтактных измерений уровня различных продуктов в резервуарах различных типа и размеров. Благодаря высокой чувствительности уровнемеры 5600 обеспечивают надежные и точные измерения в сложных условиях технологического процесса и могут применяться для измерений уровня продуктов с низкой диэлектрической проницаемостью, работать в широком диапазоне значений температур и давлений, а также обеспечивают высокую гибкость измерений благодаря широкому выбору антенн и материалов.

Уровнемеры 5600 просты в обслуживании и управлении, что в совокупности снижает затраты на ввод в эксплуатацию и обслуживание.

Уровнемеры 5600 представляют собой сложные интеллектуальные приборы нового поколения, предназначенные для бесконтактных измерений уровня различных сред в резервуарах любого типа, и рекомендуются для измерений уровня сырой нефти, нефтепродуктов и других материалов и продуктов: жидких и сыпучих. Благодаря высокой чувствительности и уникальной способности обработки эхо-сигналов, уровнемеры 5600 широко применяются в сложных условиях технологических процессов. Широкий выбор источников питания постоянного или переменного тока повышает их универсальность при подключении к электрической сети. Уровнемеры 5600 могут применяться как для автономной эксплуатации, так и для работы в составе различных автоматизированных систем управления; поддерживают цифровую архитектуру PlantWeb и оснащены аналоговым выходным сигналом 4-20 мА с наложенным цифровым сигналом по протоколу HART или Modbus, что позволяет встраивать их в системы АСУТП любой сложности. Дополнительно данные уровнемеры могут быть оснащены дисплейной панелью, позволяющей производить настройку, вести оперативный мониторинг измеряемых и вычисляемых величин, и, кроме того, осуществлять контроль температуры внутри резервуара благодаря возможности подключения к ней датчиков температуры. Технические характеристики расходомера Rosemount серии 5600 приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики Rosemount 5600

Техническая характеристика	Значение
Измеряемые среды	– нефтепродукты, щелочи, кислоты, растворители, водные растворы, – суспензии, глина, извести, руды и бумажная пульпа; – гранулированные материалы от руды до пластиковых гранул, мелкодисперсионные порошковые материалы, цемент и пр.

Диапазон измерений	от 0 до 50 м
Разрешающая способность	1 мм
Частота	10 ГГц
Рабочий диапазон давлений, МПа	от -0,1 до 5,5 МПа
Рабочий диапазон температур окружающей среды	от -40 до +70 °С
Рабочий диапазон температур процесса	от -40 до +400 °С
Выходные сигналы	4...20 мА/HART/ Fieldbus
Расстояние передачи данных	до 2,5 км
Физические интерфейсы связи с компьютерной средой	Hart, FOUNDATION Fieldbus
Протоколы связи с компьютерной средой	HART, Fieldbus
Погрешность измерений уровня	± 5 мм
Источник питания	24В постоянного или 240 В переменного тока, 50/60 Гц
Потребляемая мощность	5 Вт
Взрывозащищенное исполнение	есть
Гарантийный срок эксплуатации	1 год
Межповерочный интервал	1 год

Уровнемер 5600 состоит из блока электроники, присоединения к резервуару и антенны. Блок электроники может быть отсоединен от присоединения к резервуару без нарушения герметичности резервуара и необходимости останова технологического процесса. Блок электроники содержит микропрограммный модуль, в котором учтен весь накопленный опыт работы тысяч радарных уровнемеров, применяемых в различных отраслях промышленности, по отслеживанию отраженных эхо-сигналов от поверхности среды. Для мониторинга и управления непосредственно на месте установки уровнемер может быть оборудован дисплейной панелью с четырьмя кнопками управления, которые позволяют выполнять базовые функции конфигурирования. Кроме того, уровнемер 5600 обеспечивает возможность подключения выносного индикатора и до шести внешних

датчиков температуры. Выносная дисплейная панель позволяет выполнять те же функции, что и стандартное программное обеспечение "RosemountRadarMaster". Четыре кнопки управления обеспечивают конфигурирование, мониторинг измерений и диагностику уровнемера. Конструкция уровнемера показана на рисунке 20.

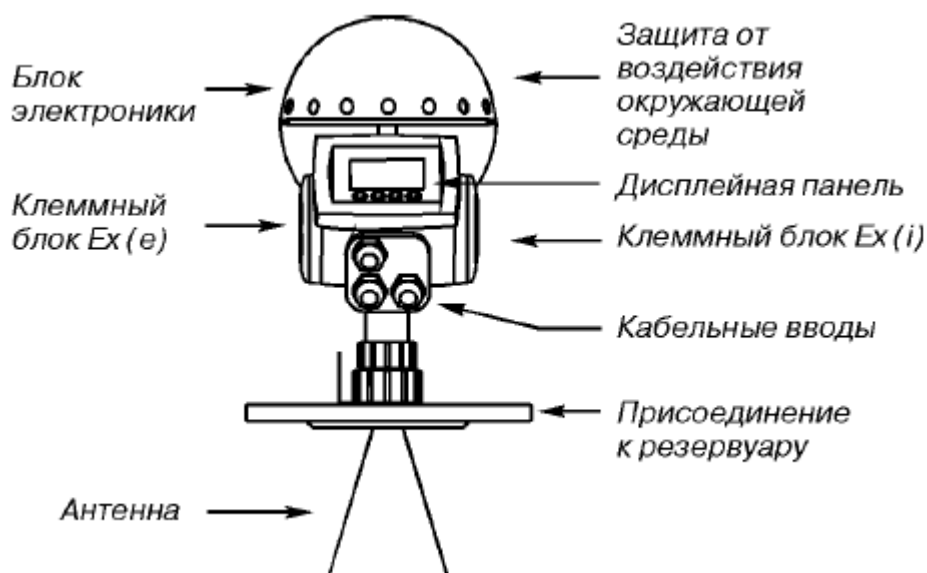


Рисунок 20 – Конструкция уровнемера Rosmount 5600

Принцип измерений (рисунок 21), реализованный в уровнемерах 5600, основан на методе линейной частотной модуляции (FMCW), который в настоящее время широко применяется в высокоточных радиолокационных уровнемерах, предназначенных для работы в системах коммерческого учета. Излученный радарный импульс отражается от поверхности продукта и, через определенное время, зависящее от скорости распространения и расстояния до поверхности продукта, вновь попадает в приемник. В блоке электроники уровнемера происходит преобразование излученного и принятого сигнала - в результате, на выходе образуется сигнал, частота которого равна разности частот принятого и излученного сигнала. По разности частот определяется расстояние до продукта, а затем вычисляется уровень наполнения резервуара. Используемая радарная технология позволяет применить к обработке сигнала средства спектрального анализа, обеспечивающие высокоэффективное подавление ложных отражений радарного импульса, а также помех, связанных с волнением поверхности измеряемого продукта и загрязнениями антенны

уровнемера. Таким образом, можно с высокой точностью вычислить расстояние до продукта и уровень продукта в резервуаре даже в сложных условиях процесса.

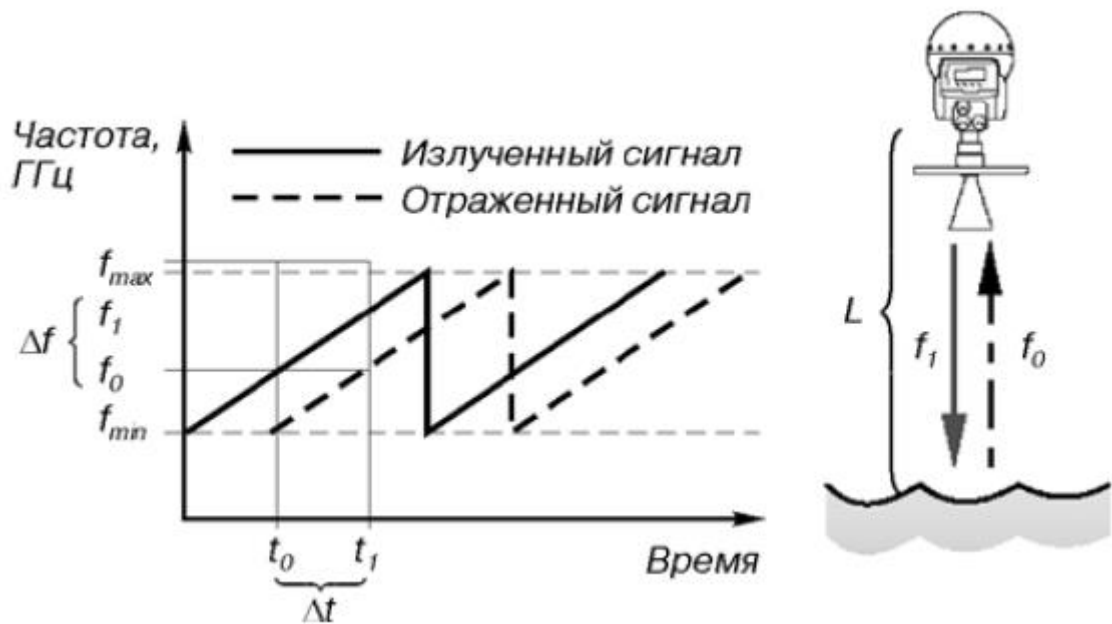


Рисунок 21 – Принцип действия уровнемера

Уровнемеры 5600 используют рабочую частоту 10 ГГц, что способствует снижению чувствительности к воздействию пара, пены и загрязнению антенны. Угол излучения при этом постоянно остается небольшим, что позволяет свести к минимуму вероятность возникновения ложных отражений от стенок и прочих объектов, находящихся внутри резервуара и являющихся источниками помех. Это позволяет минимизировать требования к установке прибора на резервуаре.

Важной особенностью радарных измерений является сфокусированное направленное излучение микроволн, которое позволяет минимизировать требования к установке прибора на резервуаре (рисунок 22). Такой показатель как диаметр измерительного пятна контакта D особенно важен при наличии в резервуаре дополнительных устройств и оборудования (лестниц, лопастей мешалок, обогревателей и т. п.). Зависимость размера измерительного пятна от размера антенны и расстояния до поверхности среды приведена в таблице 11.

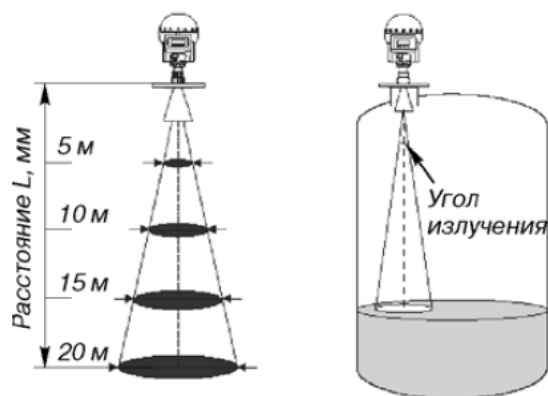


Рисунок 22 – Способ установки Rosemount 5600

Таблица 11– Зависимость размера измерительного пятна от размера антенны и расстояния до поверхности среды

Тип и размер антенны (угол излучения)	Расстояние от фланца до поверхности среды (L), м			
	5	10	15	20
	Диаметр пятна контакта D, м			
Коническая 3" (25°)	2,2	4,4	6,7	8,9
Коническая 4"/с уплотнением 4" (21°)	1,9	3,7	5,6	7,4
Коническая 6"/с уплотнением 6" (18°)	1,6	3,1	4,7	6,3
Коническая 8" (15°)	1,3	2,6	3,9	5,3
Параболическая 18" (10°)	0,9	1,7	2,6	3,5

На рисунке 23 представлена таблица зависимостей диапазона измерений от типа измеряемой среды, типа антенны, диэлектрической постоянной (ϵ_r) и условий технологического процесса (состояния поверхности среды). Для достижения оптимальной производительности процесса измерений максимальное расстояние до поверхности среды должно находиться в пределах диапазона, отмеченного темным. Измерения в зоне, отмеченной светлым, нежелательны.

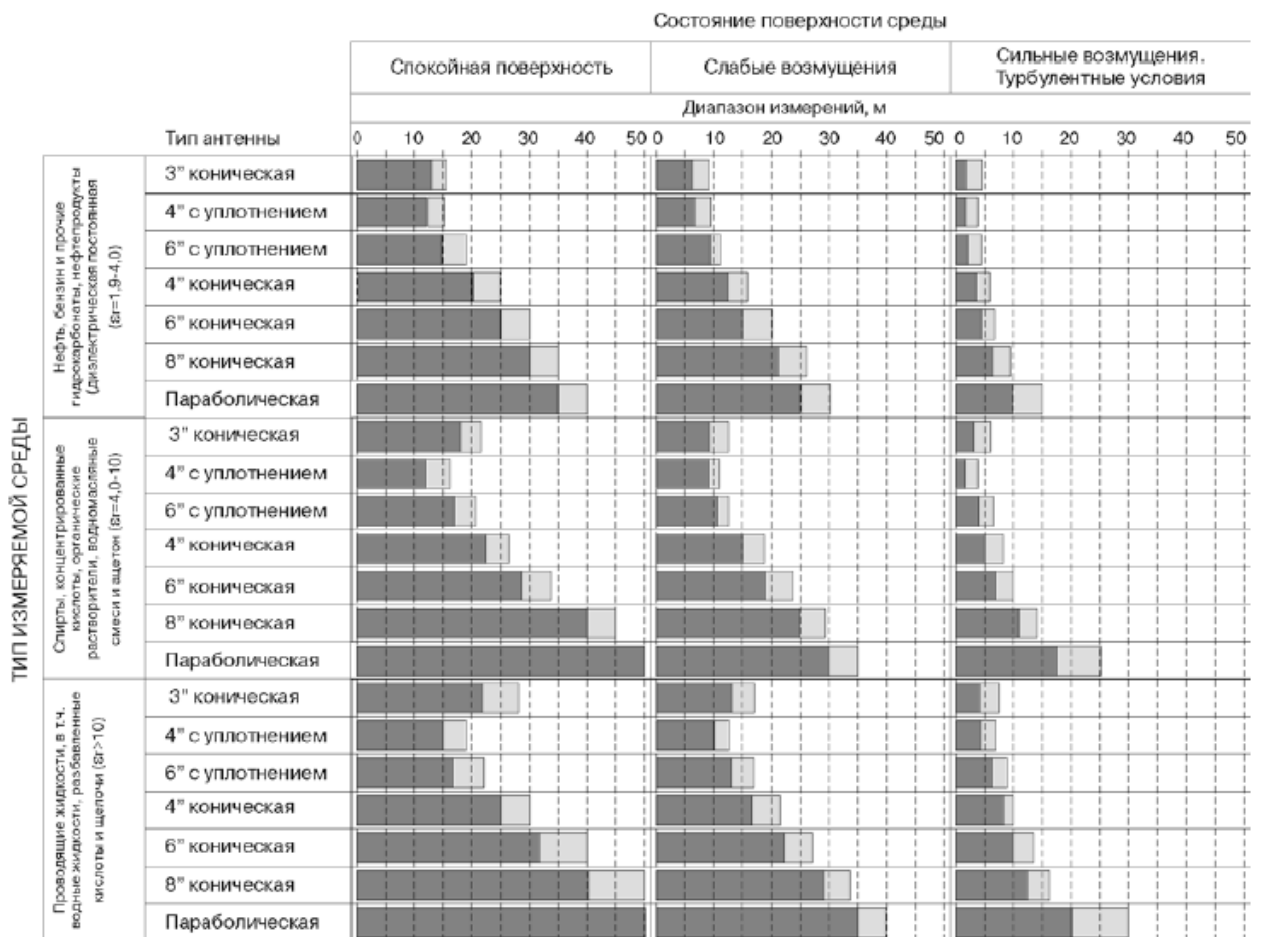


Рисунок 23 – Зависимость диапазона измерений от измеряемой среды

Согласно рисунку 23 произведем выбор необходимой антенны. Исходя из этой таблицы необходимая антенна 4" коническая (рисунок 24).



Рисунок 24 – Типа антенны Rosemount 5600

Для достижения высокого качества измерений и оптимальной производительности уровнемера необходимо принять во внимание следующие рекомендации:

- старайтесь избегать каких-либо препятствий в зоне распространения радарного импульса;
- устанавливайте уровнемер как можно дальше от впускных патрубков для налива/насыпания продукта;
- для уменьшения влияния турбулентности на процесс измерений применяйте успокоительные или байпасные устройства;
- для получения наиболее сильного отраженного эхо/сигнала используйте антенну как можно большего диаметра;
- располагайте край антенны ниже края патрубка.

Место монтажа уровнемера должно удовлетворять требованиям свободного распространения микроволнового излучения и обеспечивать доступ к уровнемеру в случае необходимости технического обслуживания (рисунок 25). Стенки резервуара должны находиться на определенном расстоянии от антенны, чтобы не вызывать возникновения шумов и помех.

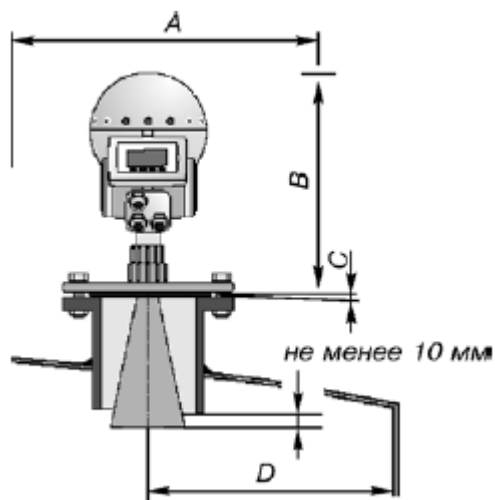


Рисунок 25 – Принципиальный монтаж Rosemount 5600

С условием использования конической антенны размеры будут следующие: ширина пространства для обслуживания $A = 550$ мм, высота пространства для обслуживания $B = 650$ мм, наклон не более $C=1^\circ$, минимальное расстояние до стенки резервуара $D = 600$ мм.

Габаритные и установочные размеры показаны на рисунке 26.

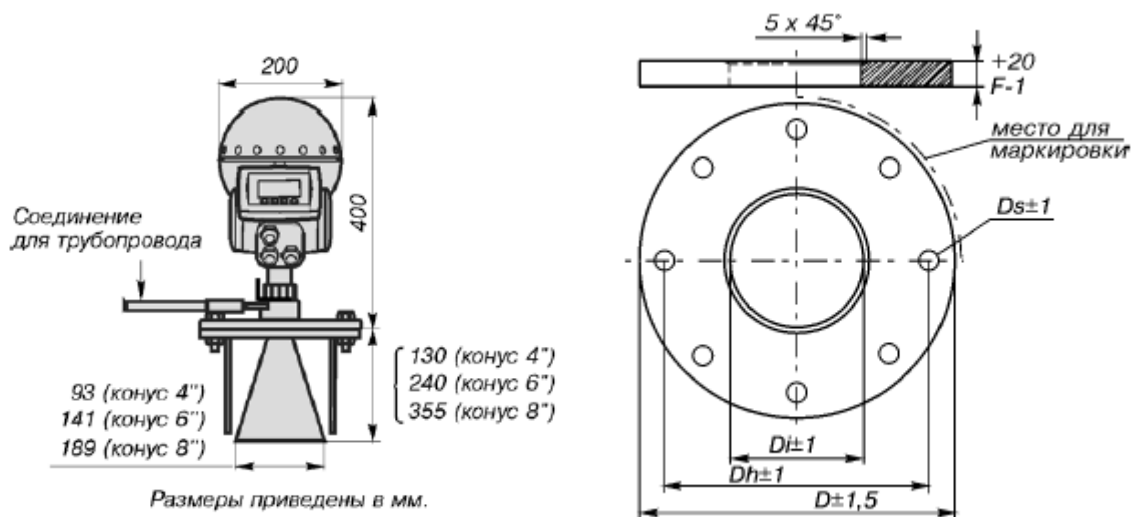


Рисунок 26 – Габаритно-установочные размеры Rosemount 5600

Информация о заказчике			
Предприятие *:		Промышленность:	
Адрес:		Тел. / факс *:	
Контактное лицо *:		e-mail:	
		Должность:	
Требуемое измерение *		Требования к уровнемеру	
<input checked="" type="checkbox"/> Уровень <input type="checkbox"/> Раздел фаз <input type="checkbox"/> Объем <input type="checkbox"/> (другое)		Погрешность: <input type="text"/> <input type="checkbox"/> Встроенный дисплей Тип взрывозащиты *: Взрывозащищенное Выходной сигнал: 4-20мА + HART Материал корпуса: Нерж. сталь Кабельный ввод: 1/2-14 NPT	
Предпочтительный тип уровнемера			
<input type="checkbox"/> Бесконтактный радарный	<input checked="" type="checkbox"/> Волноводный радарный	<input type="checkbox"/> Ультразвуковой	Количество: <input type="text"/>
Позиция (Тэг) : <input type="text"/>			
Информация о процессе			
Наименование процесса *: наполнение сепаратора			
Измеряемая среда *: жидкость		Агрессивность среды: Агрессивная	
Диэлектрическая проницаемость: <input type="checkbox"/> 1,6 - 2 <input checked="" type="checkbox"/> 2 - 3 <input type="checkbox"/> 3 - 10 <input type="checkbox"/> >10			
Температура процесса *: Мин. 20 Норм. 50 Макс. 70 °C			
Температура окружающей среды: Мин. <input type="text"/> Норм. <input type="text"/> Макс. <input type="text"/> °C			
Давление процесса *: Мин. 50 Норм. 100 Макс. 200 <input type="text"/> атм ±			
Плотность среды: <input type="text"/> кг/м³		Вязкость: <input type="text"/> <input type="checkbox"/> сР <input type="checkbox"/> сСт <input type="checkbox"/> при температуре: <input type="text"/> °C	
Турбулентность: <input type="text"/>		Причина турбулентности: <input type="text"/>	
Примерное колебание уровня из-за турбулентности: <input type="text"/> мм			
Скорость изменения уровня при наливе: <input type="text"/> мм/с		Скорость изменения уровня при сливе: <input type="text"/> мм/с	
Какие из следующих характеристик имеет измеряемая среда? (отметить все, что имеет место)			
<input checked="" type="checkbox"/> Насыщена пузырьками газа (аэрирована)		<input type="checkbox"/> Может обволакивать смачиваемые детали	
<input type="checkbox"/> Многофазная жидкость (заполнить таблицу ниже)		<input checked="" type="checkbox"/> Пары могут обволакивать не смачиваемые поверхности	
<input type="checkbox"/> Возможна кристаллизация / <input type="checkbox"/> налипание		<input type="checkbox"/> Имеется твердый осадок	
Объем над жидкостью имеет (отметьте все, что имеет место):			
<input type="checkbox"/> Пары продукта <input type="checkbox"/> легкие / <input checked="" type="checkbox"/> тяжелые		<input type="checkbox"/> Подушку инертного газа	
<input type="checkbox"/> Пыль		<input type="checkbox"/> Конденсацию на поверхностях	
Пена: <input type="text"/>		Примерная толщина слоя: <input type="text"/> мм	

2.6.2.5 Выбор датчика – сигнализатора уровня

Для сигнализации уровня будем использовать датчик вибрационный сигнализатор уровня жидкости Rosemount 2120 (рисунок 27).



Рисунок 27 – Rosemount 2120

Прибор обладает следующими отличительными особенностями:

- Точность измерения практически не зависит от влияния течения, пузырьков, турбулентности, пены, вибрации, твердых частиц, покрытия, свойств жидкости и колебания характеристик среды;
- Отсутствие необходимости в калибровке, минимальный объем работ при монтаже
- Удобный доступ к клеммам и устройствам электрозащиты;
- Отсутствие подвижных деталей и щелевых отверстий, благодаря чему прибор практически не требует технического обслуживания;
- Светодиодный индикатор для отображения состояния и режима работы прибора;
- Регулируемая задержка переключения программируется для работы в условиях турбулентности и разбрызгивания;
- Магнитная контрольная точка для быстрого тестирования работы
- Длина вилки со всеми установленными удлинительными элементами до 157,5 дюйма (4 м);

- Конструкция вилки обеспечивает быстрое стекание с нее измеряемой среды и благодаря этому уменьшенное время отклика;

- Выпускаются следующие варианты исполнения: для зон общего назначения, взрывобезопасный/взрывонепроницаемый и искробезопасный варианты.

Технические характеристики сигнализатора уровня Rosemount серии 2120 приведены в таблице 12

Таблица 12 – Технические характеристики сигнализатора уровня Rosemount2120

Техническая характеристика	Значение
Измеряемые среды	практически все жидкости с плотностью не ниже 600 кг/м ³ и вязкостью от 0,2 до 10000 сП
Температура процесса	от -40 до +150 °С
Температура окружающей среды	от -40 до +80 °С
Давление процесса	от -0,1 до 10 МПа (до 3 МПа – при использовании гигиенических соединений)
Фланцевые соединения	Фланец: от DN40 до DN200 либо от 1,5 дюйма до 8 дюймов по ANSI
Выходные сигналы	дискретные
Режим работы	«сухой» или «мокрый» контакт
Длина вибрационной вилки	Короткая вилка для установки с минимальной погружаемой частью минимум 50 мм (2 дюйма). Удлинение вилки до 3 м (118 дюймов).
Расстояние передачи данных	до 2,5 км
Конструкционные материалы	Нержавеющая сталь марки 316L (1.4404), Hastelloy C или Halar (ECTFE) / PFA
Гистерезис (вода)	±1мм (±0,039 дюйма)
Напряжение питания	от 20 до 264 В переменного тока 50/60 Гц или от 20 до 60 В постоянного тока
Взрывозащищенное исполнение	есть
Степень защиты от пыли и воды	IP66, IP67 по ГОСТ 14254

Сигнализатор Rosemount 2120 работает по принципу камертона. Пьезоэлектрический кристалл возбуждает колебания камертонной вилки с ее собственной частотой. Изменение этой частоты непрерывно отслеживается. Частота колебаний сенсора с вибрирующей вилкой изменяется в зависимости от среды, в которую он погружен. (Чем плотнее жидкость, тем ниже частота.)

В случае использования сигнализатора для формирования сигнала низкого уровня при падении уровня жидкости в резервуаре или трубопроводе ниже уровня вилки происходит изменение собственной частоты колебаний вилки. Данное изменение обнаруживается электронным модулем, который переключает выходное состояние прибора.

При использовании сигнализатора Rosemount 2120 для формирования сигнала высокого уровня изменение выходного состояния прибора происходит при повышении уровня в резервуаре или трубопроводе и контакте среды с вилкой.

Конструкция сигнализатора уровня приведена на рисунке 28.



Рисунок 28 – Конструкция сигнализатора Rosemount 2120

Схема показывающая точку переключения при наполнении резервуара приведена на рисунке 29.

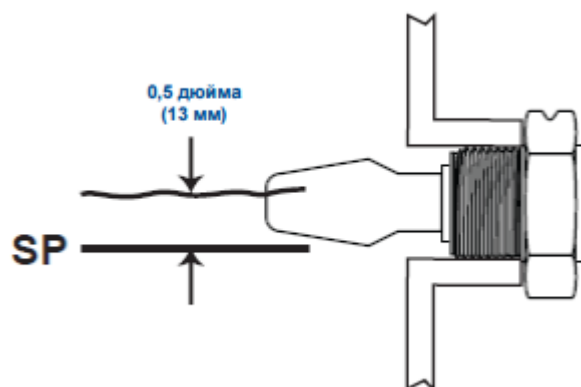


Рисунок 29 – Схема показывающая точку переключения

Устанавливать сигнализатор следует так, чтобы обеспечивалась возможность его демонтажа. Для демонтажа крышки прибора требуется зазор шириной не менее 30 мм. Необходимо также предусмотреть достаточное пространство для электрического подключения прибора. Корпус из стеклонаполненного нейлона можно поворачивать для упрощения подключения кабелей. Вращение металлических корпусов не предусмотрено.

Перед затягиванием крышки убедиться, что уплотнительное кольцо корпуса установлено ровно, после чего надежно затянуть крышку для обеспечения герметичности прибора.

Наиболее эффективным методом заземления металлического корпуса является его непосредственное соединение с заземляющей шиной с минимальным полным сопротивлением.

Пример монтажа сигнализатора высокого и низкого уровня показан на рисунке 30. «А»- сухой контакт, «В» - мокрый:



Рисунок 30 – Пример монтажа Rosemount 2120

2.6.2.6 Нормирование погрешности канала измерения

Нормирование погрешности канала измерения выполняется в соответствии с РМГ 62-2003 «Обеспечение эффективности измерений при

управлении технологическими процессами. Оценивание погрешности измерений при ограниченной исходной информации ВНИИМС ГОСстанадра».

В качестве канала измерения выберем канал измерения расхода. Требование к погрешности канала измерения не более 1 %. Разрядность АЦП составляет 12 разрядов.

Расчет допустимой погрешности измерения расходомера производится по формуле

$$\delta_1 \leq \sqrt{\delta^2 - (\delta_2^2 + \delta_3^2 + \delta_4^2 + \delta_5^2 + \delta_6^2)},$$

где $\delta = 1\%$ – требуемая суммарная погрешность измерения канала измерений при доверительной вероятности 0,95;

δ_2 – погрешность передачи по каналу измерений;

δ_3 – погрешность, вносимая АЦП;

$\delta_4, \delta_5, \delta_6$ – дополнительные погрешности, вносимые соответственно окружающей температурой, температурой измеряемой среды, электропроводностью измеряемой среды.

Погрешность, вносимая десятиразрядным АЦП, рассчитывается следующим образом:

$$\delta_3 = \frac{1 \cdot 100}{2^{12}} = 0,02 \text{ \%}.$$

Погрешность передачи по каналу измерений устанавливается рекомендациями:

$$\delta_2 = \frac{1 \cdot 15}{100} = 0,15 \text{ \%}.$$

При расчете учитываются также дополнительные погрешности, вызванные влиянием:

- температуры окружающего воздуха;
- температуры измеряемой среды;
- электропроводностью измеряемой среды.

Дополнительная погрешность, вызванная температурой окружающего воздуха, устанавливается согласно рекомендации:

$$\delta_4 = \frac{1 \cdot 27}{100} = 0,27 \text{ \%}.$$

Дополнительная погрешность, вызванная температурой измеряемой среды, устанавливается согласно рекомендации [4]:

$$\delta_5 = \frac{1 \cdot 27}{100} = 0,27 \text{ \%}.$$

Дополнительная погрешность, вызванная электропроводностью измеряемой среды, устанавливается согласно рекомендации:

$$\delta_6 = \frac{1 \cdot 8}{100} = 0,08 \text{ \%}.$$

Следовательно, допускаемая основная погрешность расходомера должна не превышать

$$\delta_1 \leq \sqrt{1 - (0,0225 + 0,0004 + 0,0729 + 0,0729 + 0,0064)} = 0,9.$$

В итоге видно, что основная погрешность выбранного расходомера не превышает допустимой расчетной погрешности. Следовательно, прибор пригоден для использования.

2.6.3 Выбор исполнительных механизмов

2.6.3.1 Выбор регулирующего клапана

Исполнительным устройством называется устройство в системе управления, непосредственно реализующее управляющее воздействие со стороны регулятора на объект управления путем механического перемещения регулирующего органа.

Регулирующее воздействие от исполнительного устройства должно изменять процесс в требуемом направлении для достижения поставленной задачи – стабилизации регулируемой величины.

В качестве способа регулирования давления будем использовать метод дросселирования (рисунок 31). РЕ-РТ-РС-РУ– контур регулирования давления (Р).

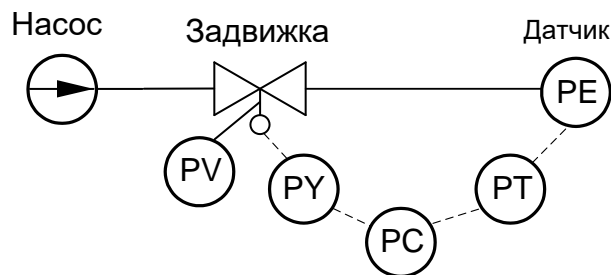


Рисунок 31 – Метод дросселирования

Для быстрого и плавного изменения величины давления в настоящее время наибольшее распространение получил метод дросселирования потока. Дросселирующим устройством может служить задвижка (кран, вентиль) или специальная шайба. Применяются также дроссельные втулки.

Для дросселирования используют задвижку только на напорном трубопроводе насоса, но не на всасывающем. Дросселирование всасывающей задвижкой увеличит сопротивление линии всасывания и может вывести насос на режим кавитации.

Регулирование подачи задвижкой удобно тем, что с ее помощью можно быстро изменить режим работы насоса в зависимости от обстоятельств, т. е. если насос работает в переменном режиме. В то же время, если требуется

какая-то определенная подача, то после остановки насос необходимо снова регулировать, выводя его на заданный режим работы. В этом случае следует применять дроссельную шайбу, которая обеспечит постоянный перепад давления (при постоянном расходе).

Выбран конструкционный тип клапана – клеточно-плунжерный регулирующие-отсечной типа КМР.

Пропускную способность клапана Kv (м³/час) рассчитывают по формуле:

$$Kv = Q_{\max} \sqrt{\frac{\Delta p_0}{\Delta p}} \cdot \sqrt{\frac{\rho}{\rho_0}},$$

где Δp_0 – потеря давления на клапане (ее принимают равной 1 кгс/см²);

Δp – изменение давления в трубопроводе до и после клапана;

ρ – плотность среды (кг/м³);

$\rho_0=1000$ кг/м³ – плотность воды (в соответствии с определением значения Kv).

Исходными данными для расчета пропускной способности являются следующие:

Δp_0 – потеря давления на клапане принята равной 1 кгс/см²;

Δp – изменение давления в трубопроводе 0,5 кгс/см²;

ρ – плотность нефти 838 кг/м³;

Q_{\max} – максимальное значение расхода 480 м³/ч.

Расчетная пропускная способность клапана должна быть не менее 621 м³/ч.

В соответствии с таблицей зависимости диаметра трубопровода от расхода жидкости получен присоединительный размер клапана к трубопроводу – $D_v = 200$ мм.

В качестве регулирующего клапана будет использоваться клапан VFM 2 (рисунок 32).



Рисунок 32 – VMF2

Технические характеристики данного клапана приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Технические характеристики VMF2

Техническая характеристика	Значение
Условный проход Ду, мм	200
Пропускная способность Kv, м ³ /ч	630
Ход штока, мм	50
Динамический диапазон регулирования	Более 100 : 1
Характеристика регулирования	линейная (30%)/логарифмическая (70%)
Коэффициент начала кавитации Z	0,3
Протечка через закрытый клапан, % от Kvs	0,03
Условное давление P _y , МПа	16
Макс. перепад давления для закрытия клапана ΔP _{макс.} , МПа	10
Температура регулируемой среды T, °C	-40...150
Присоединение	Фланцевое
Корпус клапана и крышка	Серый чугун
Седло, золотник и шток	Нержавеющая сталь
Уплотнение сальника	EPDM

Характеристика регулирования приведена на рисунке 33.

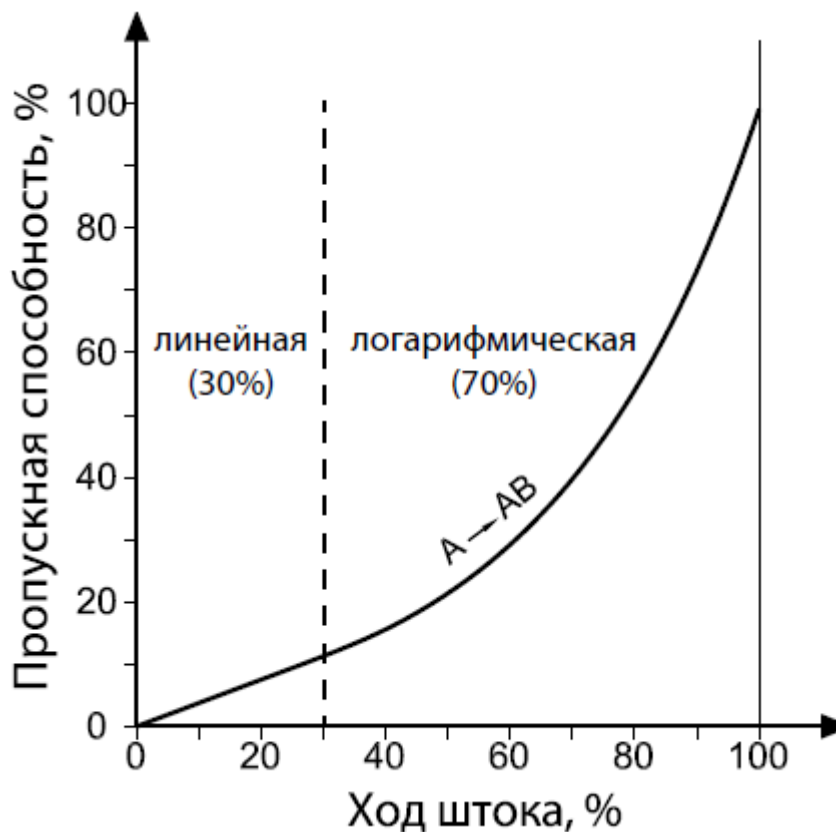


Рисунок 33 – Характеристика регулирования

При монтаже клапана необходимо убедиться, чтобы направление движения регулируемой среды совпадало с направлением стрелки на его корпусе. Необходимо предусмотреть достаточное пространство вокруг клапана с электроприводом для их демонтажа и обслуживания.

Устройство клапана приведено на рисунке 34.

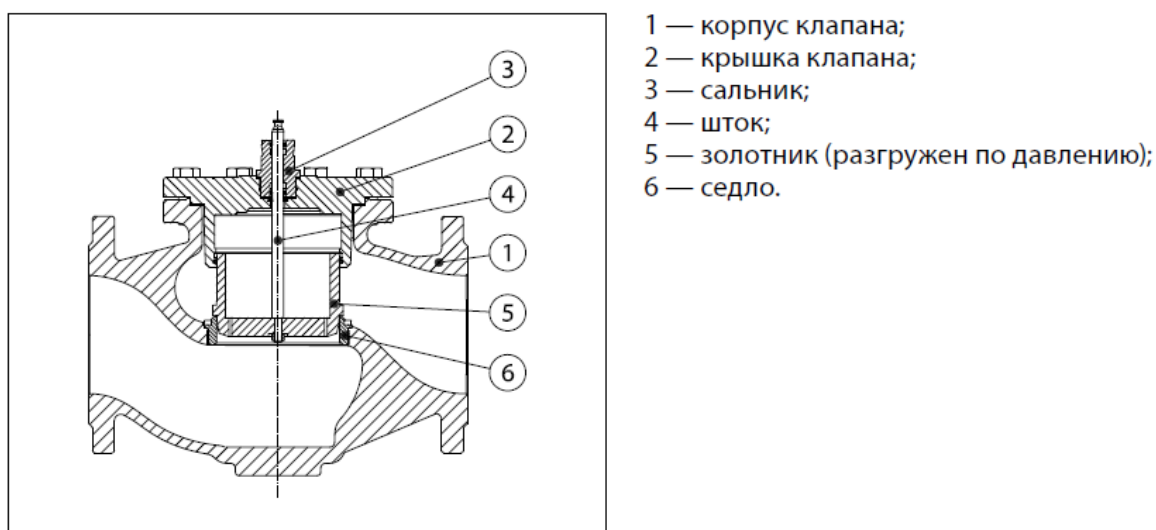


Рисунок 34 – Устройство клапана VMF2

Клапан может сочетаться со следующими электрическими приводами

Danfoss:

- АМЕ 655;
- АМЕ 658 SD, SU.

Для управления клапана выбран электропривод Danfoss АМЕ 655 (рисунок 35).



Рисунок 35 – Электропривод Danfoss АМЕ655

Таблица 14 – Технические характеристики Danfoss АМЕ655

Тип электропривода	АМЕ 655	АМЕ 658 SD, SU
Питающее напряжение	24 или 230 В; от +10 до -15%; переменный или постоянный ток	
Потребляемая мощность, ВА	14,4 (24 В) 16,1 (230 В)	19,2 (24 В) 35,7 (230 В)
Частота тока, Гц	50/60	
Входной управляющий сигнал Y	От 0 до 10 В (от 2 до 10 В) [Ri = 40 кОм]	
	От 0 до 20 мА (от 4 до 20 мА) [Ri = 500 Ом]	
Выходной сигнал X	Трехпозиционный	
	От 0 до 10 В (от 2 до 10 В) [Ri = 10 кОм] От 0 до 20 мА (от 4 до 20 мА) [Ri = 510 Ом]	
Развиваемое усилие, Н	2000	
Максимальный ход штока, мм	50	
Время перемещения штока на 1 мм, с	2 или 6	2 или 6
Максимальная температура теплоносителя, °С	200 (350 с с адаптером ZF4 для VFGS)	
Рабочая температура окружающей среды, °С	От 0 до +55	
Относительная влажность окружающей среды, %	0-95, без выпадения конденсата	
Температура транспортировки и хранения, °С	От -40 до +70 (хранение в течение 3 дней)	
Степень безопасности	II	
Класс защиты	IP 54	
Масса, кг	5,3	8,6
Устройство защиты	—	Есть
Время перемещения штока на 1 мм, при котором срабатывает устройство защиты; с	—	≥1
Ручное позиционирование	Электрическое и механическое	Электрическое и механическое
Реакция на перебой питания	Шток остается в том же положении	Устройство защиты опускает (версия SD) или поднимает (версия SU) шток
CE — маркировка соответствия стандартам	Директива по низким напряжениям 2006/95/ЕС. EMC-директива 2004/118/ЕС	

2.6.3.2 Выбор регулятора привода

Для регулирования оборотами электродвигателя будем использовать преобразователь частоты. ПЧ генерирует трехфазное напряжение переменной частоты и амплитуды из однофазного или трехфазного напряжения с фиксированной частотой. Далее трехфазное напряжение выпрямляется с помощью диодного моста и конденсатора большой емкости. Напряжение постоянного тока в звене постоянного тока конвертируется в трехфазное напряжение изменяемой частоты и амплитуды. Во входной цепи трехфазного электродвигателя для этой цели используются быстродействующие электронные ключи, так называемые IGBT транзисторы (биполярные транзисторы с изолированным затвором). Ключи подключают каждую фазу электродвигателя либо к положительной, либо к отрицательной шине. Продолжительность подачи напряжения и его полярность можно настроить очень точно, так, чтобы с помощью такой широтно- импульсной модуляции напряжения постоянного тока смоделировать требуемое синусоидальное напряжение.

Выберем преобразователь частоты Danfoss VLT Micro Drive (рисунок 36).



Рисунок 36 – Danfoss VLT Micro Drive

Выбор данной модели обусловлен необходимой мощностью 0,7 кВт и необходимым током 15 А.

Таблица 17 – Технические характеристики преобразователя

Техническая характеристика	Значение
Пылевлагозащита	IP20
Мощность двигателя, не более (кВт)	2
Номинальный ток двигателя, не более (А)	48
Номинальное входное напряжение (В)	3-фазы 380-480В ($\pm 10\%$) 50/60 Гц
Выбор напряжения питания двигателя (В)	380/400/415/440/460/480 В, заводская установка 440В
Номинальное выходное напряжение (В)	3-фазы 380-480В (Соответствует входному напряжению)
Диапазон выходных частот (Гц)	0,1 - 400 Гц
Точность частоты	Цифровая установка : $\pm 0.01\%$ от максимальной частоты, аналоговая : $\pm 0.2\%$ ($25 \pm 10^\circ\text{C}$)
Разрешение по частоте	Цифровая установка : 0.01 Гц, Аналоговая установка : макс. частота / 4,000
Метод управления	ШИМ система модуляции пространственного вектора
Характеристика напряжение/частота	Вольт./частотное управление (постоянный вращающий момент, сниженный вращающий момент), свободное вольт/частотное управление, свободное управление напряжение/частота, бессенсорный векторный контроль
Цифровой интерфейс/протокол	порт RS485/ Modbus
Перегрузочная способность	150%/ 60 сек
Пусковой вращающий момент	200% при 0,5 Гц
ПИД-управление	ПИД-регулятор встроен
Дистанционное управление	1. Съёмная панель управления, вынос 1,5 - 3 метра 2. Цифровой оператор OPE-N7 с функцией копирования (опционально), вынос 1,5 - 3 метра 3. Клеммы цепи управления 4. Порт RS485 (RJ45)
Аналоговая входная команда	Входное напряжение: пост.тока 0 ~ +10В, - 10 ~ +10В (Входное сопротивление 10КОм), Входной ток: 4~20мА (входное сопротивление 180 Ом)

2.6.4 Разработка схемы внешних проводок

Схема внешней проводки приведена в приложении 3. Первичные и внешние приборы включают в себя уровнемер Rosemount 5600, расходомер Метран-350, сигнализаторы уровня нефти Rosemount 2120, датчик температуры Метран-274, датчики давления Метран-75. Уровнемер имеет встроенный преобразователь излученного и принятого сигнала. Таким образом, на выходе уровнемера имеется унифицированный токовый сигнал 4...20 мА. В расходомерах сигнал с диафрагмы преобразуется в унифицированный токовый сигнал 4...20 мА. Сигнализаторы работают в двух режимах: «сухой» и «мокрый» контакты. В режиме «сухой» контакт при погружении вилки сигнализатора в жидкость, контакты размыкаются, а при извлечении вилки из жидкости контакты коммутируются. В режиме «мокрый» контакт при погружении вилки сигнализатора в жидкость, контакты коммутируются, а при извлечении вилки из жидкости контакты размыкаются. На выходе датчика температуры токовый сигнал 4..20 мА. Датчик давления имеет встроенный преобразователь сигнала, таким образом, на выходе имеем токовый сигнал 4..20 мА.

Для передачи сигналов от уровнемера, датчиков давления, датчиков температуры и расходомеров на щит КИПиА используются по три провода, а для сигнализаторов – два провода. В качестве кабеля выбран КВВГнг. Это – кабель с медными токопроводящими жилами с пластмассовой изоляцией в пластмассовой оболочке, с защитным покровом и предназначен для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам и распределительным устройствам номинальным переменным напряжением до 660 В частотой до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В при температуре окружающей среды от -50°С до +50°С. Медные токопроводящие жилы кабелей КВВГ выполнены однопроволочными. Изолированные жилы скручены. Кабель прокладывается в трубе диаметром 20 мм.

2.6.5 Выбор алгоритмов управления АС ФС

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 ВКР разработаны следующие алгоритмы АС:

- алгоритм сбора данных измерений,
- алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

Для представления алгоритма пуска/останова и сбора данных будем использовать правила ГОСТ 19.002.

2.6.5.1 Алгоритм сбора данных измерений

В качестве канала измерения выберем канал измерения уровня нефти в сепараторе. Для этого канала разработаем алгоритм сбора данных. Алгоритм сбора данных с канала измерения уровня газожидкостной смеси в факельном сепараторе представлен в приложении К.

При включении датчика начинается инициализация уровнемера. После этого идет проверка на достоверность кода входного сигнала АЦП и масштабирование показаний. Если уровень не изменился то программа завершает работу. Если же изменился уровень, то идет формирование пакета

данных и его посылка. Выводится информация показаний на дисплей, также идет опрос о превышении максимально предельного уровня, если да то выводится авария, если нет идет опрос о превышении о максимально допустимого уровня, если да, то выводится предупреждение, если нет то идет опрос о минимально допустимом уровне, если уровень ниже минимально допустимого, то выводится предупреждение.

2.6.5.2 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

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.

Функциональная схема системы поддержания давления в трубопроводе приведена на рисунке 37.

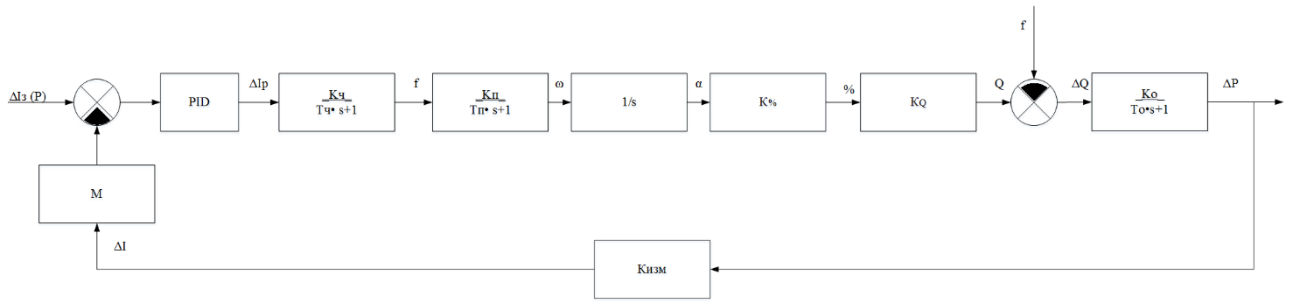


Рисунок 37 – Функциональная схема контура регулирования

Линеаризованная модель системы управления описывается следующим набором уравнений.

Частотный преобразователь:

$$T_1 \frac{df}{dt} + f = k_1 \cdot I$$

Электропривод

$$T_2 \frac{d\omega}{dt} + \omega = k_2 \cdot f.$$

Задвижка

$$Q = k\omega$$

Трубопровод:

$$T_3 \frac{dP}{dt} + P = k_3 \cdot Q.$$

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:

ПФ частотного преобразователя:

$$W_{\text{чп}}(p) = \frac{K_{\text{чп}}}{T_{\text{чп}} \cdot p + 1} = \frac{15}{0,2 \cdot p + 1}$$

ПФ электропривода:

$$W_{\text{дв}}(p) = \frac{K_{\text{дв}}}{T_{\text{дв}} \cdot p + 1} = \frac{0,002}{0,08 \cdot p + 1}$$

ПФ трубопровода:

$$W(p) = \frac{Q_{\text{к}}(p)}{Q(p)} = \frac{1}{T \cdot p + 1} \cdot e^{-\tau_0 \cdot p},$$

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

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

Коэффициент преобразования открытия в %

$K_{\%}=1,11$, так как при повороте на 90° , максимальное открытие будет 100%.

Коэффициент преобразования в Q, при значении параметра Q из таблицы 18.

$$K_Q=3/100=0,03$$

Таблица 18 – Значения параметров передаточной функции

$f, м^2$	0.031416
$d, м$	0.2
$L, м$	3
$Q, м^3/с$	3
$\Delta p, Мпа$	0,16
$g, м/с^2$	9.8
$\gamma, кг/с$	800

На рисунке 38 предоставлена структурная схема регулирования в среде Matlab.

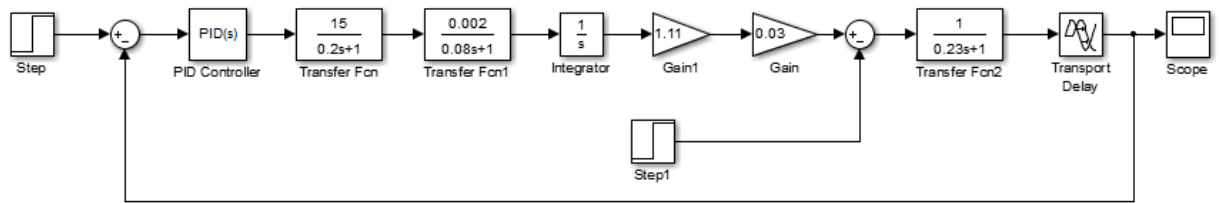


Рисунок 38 – Модель САР

График переходного процесса САР мы можем наблюдать на рисунке

39.

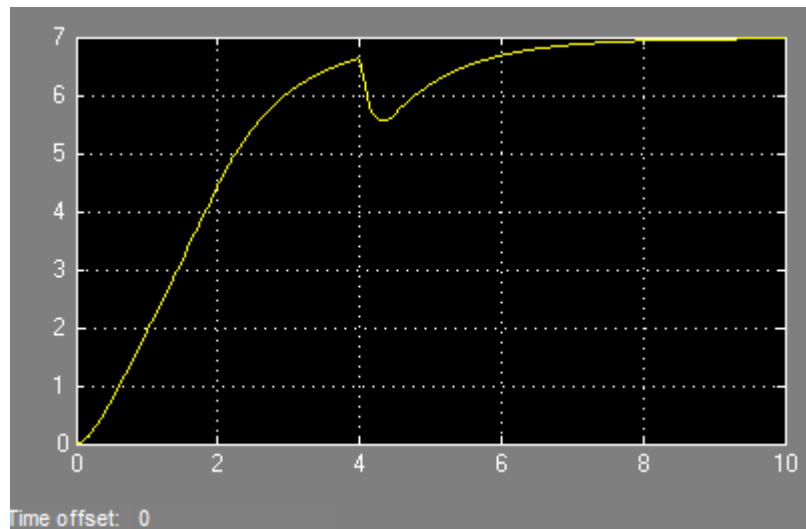


Рисунок 39 – График переходного процесса

В результате моделирования процесса получаем время переходного процесса 4 сек. Также наблюдаем поддержание заданного значения расхода при возникновении возмущения, в виде включения контрольной линии для режима поверки метрологических характеристик.

2.6.6 Экранные формы АС БПГ

Управление в АС блока подготовки газа факельным сепаратором реализовано с использованием системы CodeSys. Эта система предназначена для использования на действующих технологических установках в реальном времени и требует использования компьютерной техники в промышленном исполнении, отвечающей жестким требованиям в смысле надежности, стоимости и безопасности. CodeSys 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 большой 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.

2.6.6.1 Разработка дерева экранных форм

Дерево экранных форм приведено в приложении Л.

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 объектов 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. Открытие мнемосхем объектов блока подготовки газа происходит нажатием на прямоугольную область мнемосхемы основных объектов в соответствии с названием объекта, за которым необходимо вести контроль. Мнемосхемы некоторых объектов РП включают в себя дополнительные мнемосхемы, которые позволяют вести более тщательный контроль состояний объектов БПГ и управлением этими объектами. Открытие дополнительных мнемосхем осуществляется нажатием на прямоугольной области с соответствующим названием функции или на фигуре устройства мнемосхемы объекта БПГ.

2.6.6.2 Разработка экранных форм АС БПГ ФС

Интерфейс оператора содержит рабочее окно (рисунок 40), состоящее из следующих областей:

- главное меню;
- область видеокadra;
- окно оперативных сообщений;



Рисунок 40 – Интерфейс оператора

2.6.6.3 Главное меню

Вид главного меню представлен на рисунке 41:



Рисунок 41– Вид главного меню

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.

Используемые кнопки-индикаторы имеют цветовую кодировку. Цветовая кодировка индикаторов представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Таблица цветов

Индикатор	Цвет	Значение
Н-1/1, Н-1/2, Н-1/3, Н-2/1, Н-2/2	зеленый	Агрегат/объект включен
	желтый	Агрегат/объект отключен
	черный	Агрегат находится в режиме «Резерв»
	красный	Авария агрегата/объекта

2.6.6.4 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 (приложение М);
- входной насос;

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

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

2.6.6.5 Мнемознаки

На рисунке 42 представлен мнемознак аналогового параметра:

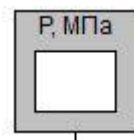


Рисунок 42 – Мнемознак

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 43.

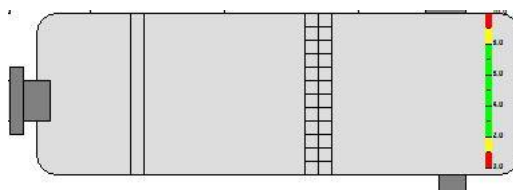


Рисунок 43 – Мнемознак факельный сепаратор

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.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т31	Ситник Александру Сергеевичу

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Проведение предпроектного анализа: оценка потенциальных потребителей, SWOT-анализ</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Определение структуры и трудоёмкости работ в рамках НИИ, разработка графика проведения НИИ, планирование бюджета НИИ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчёт интегрального показателя финансовой эффективности</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. *Оценка конкурентоспособности технических решений*
2. *Матрица SWOT*
3. *График проведения и бюджет НИ*
4. *Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ*

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т31	Ситник Александр Сергеевич		

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

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

Необходимо понимать, что коммерческая привлекательность научного исследования определяется не только превышением технических параметров над предыдущими разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сумеет найти ответы на такие вопросы – будет ли продукт востребован рынком, какова будет его цена, каков бюджет научного проекта, какой срок потребуется для выхода на рынок и т.д.

Таким образом, целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

3.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследования являются коммерческие организации, специализирующиеся в нефтегазовой отрасли, в частности – газодобывающие компании. Для данных предприятий разрабатывается модернизация АС блока подготовки газа, а именно сепаратора факельной системы, установки комплексной подготовки газа УКПГ.

В таблице 20 приведены основные сегменты рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика и направление деятельности.

Таблица 20 – Карта сегментирования рынка

		Направление деятельности			
		Проектирование строительства	Выполнение проектов строительства	Разработка АСУ ТП	Внедрение SCADA систем
Размер компании	Мелкая	+	+	+	-
	Средняя	+	+	+	+
	Крупная	+	+	+	+

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

3.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. В таблице 20 приведена оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок).

Таблица 20 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Проект АСУ ТП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией	Проект АСУ ТП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение производительности	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
Удобство в эксплуатации	0,05	4	4	5	0,2	0,2	0,25
Помехоустойчивость	0,05	3	5	4	0,15	0,25	0,2
Энергоэкономичность	0,1	4	3	2	0,4	0,3	0,2
Надежность	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
Безопасность	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
Потребность в ресурсах памяти	0,05	2	4	5	0,1	0,2	0,25
Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,1	5	3	5	0,5	0,3	0,5
Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность продукта	0,05	3	1	3	0,15	0,05	0,15
Уровень проникновения на рынок	0,05	2	4	3	0,1	0,2	0,15
Цена	0,05	2	5	5	0,1	0,25	0,25
Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
Послепродажное обслуживание	0,1	4	3	3	0,4	0,3	0,3
Итого:	1	48	50	51	4	3,85	3,85

Опираясь на полученные результаты, можно сделать вывод, что разрабатываемая модернизация АС блока сепарации, сепаратора факельной системы, установки комплексной подготовки газа УКПГ является наиболее эффективной. Уязвимость конкурентов объясняется наличием таких причин, как меньшее увеличение производительности, более низкая устойчивость и надежность, высокая цена и низкий срок эксплуатации.

3.3 SWOT – анализ

SWOT-анализ — метод стратегического планирования, заключающийся в выявлении факторов внутренней и внешней среды организации и разделении их на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы). SWOT анализ представлен в таблице 21.

Таблица 21 – SWOT анализ

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Экономичность и энергоэффективность проекта. С2. Наличие опытного руководителя. С3. Более низкая стоимость. С4. Актуальность разработки.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие работающего прототипа. Сл2. Большой срок поставок оборудования. Сл3. Медленный процесс вывода на рынок новой системы.</p>
<p>Возможности: В1. Большой потенциал применения данной системы. В2. Использование существующего ПО. В3. Повышение стоимости конкурентных разработок</p>	<p>Большой потенциал применения обуславливается введением системы управления, мало распространенной на территории РФ и находящейся на уровне лучших зарубежных аналогов.</p> <p>Использование существующего программного обеспечения позволяет не тратить время и деньги на создание уникального ПО.</p>	<p>Санкции, наложенные на РФ, и высокий курс евро/доллара будут ограничивать появление новых иностранных технологий на российском рынке.</p>
<p>Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии.</p>	<p>Новая система управления и актуальность разработки не сказываются на спросе</p>	<p>Медленный ввод данной системы в эксплуатацию позволит переждать</p>

У2. Развитая конкуренция.	Развитая конкуренция.	Противодействие со стороны конкурентов не повлияет на наличие опытного руководителя.	возможных скачков на рынке спроса.
У3. Сложность перехода на новую систему.	Сложность перехода на новую систему.		

Данный анализ показывает наши сильные и слабые стороны, а также правильно использовать возможности и угрозы. Это позволяет выстраивать маркетинговые и управленческие стратегии. В нашем случае можно сделать вывод, что на данный момент преимущества преобладают над недостатками.

3.4 Планирование научно-исследовательских работ

3.4.1 Структура работ в рамках научного исследования

Трудоемкость выполнения ВКР оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов.

Для реализации проекта необходимы два исполнителя – руководитель (Р), студент-дипломник (СД). Разделим выполнение дипломной работы на этапе, представленные в таблице 22.

Таблица 23 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работы	Должность исп-ля	Загрузка
Разработка задания на НИР	1	Составление и утверждение задания НИР	Р	Р-100%
Проведение НИР				
Выбор направления исследования	2	Изучение исходных данных и материалов по тематике	Р, СД	Р-50%, СД-100%
	3	Разработка и утверждение техзадания (ТЗ)	Р, СД	Р-100%, СД-100%
	4	Календарное планирование работ	Р, СД	Р-50%, СД-100%
	5	Разработка структурных схем	СД	СД-100%

Теоретические и экспериментальные исследования	6	Разработка функциональных схем	СД	СД-100%
	7	Выбор технических средств автоматизации	Р, СД	Р-50% СД-100%
	8	Выбор алгоритмов управления	Р, СД	Р-50% СД-100%
	9	Разработка экранной формы	СД	СД-100%
Оформление отчета по НИР	10	Составление пояснительной записки	СД	СД-100%

3.4.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ необходимо перевести из рабочих дней в календарные дни. Для этого необходимо рассчитать коэффициент календарности по следующей формуле:

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

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

$T_{\text{ВЫХ}}$ – выходные дни ($T_{\text{ВЫХ}} = 104$);

$T_{\text{ПР}}$ – праздничные дни ($T_{\text{ПР}} = 14$).

В таблице 24 приведены расчеты длительности отдельных видов работ.

Таблица 24 – Временные показатели проведения работ

№ раб.	Исполнители	Продолжительность работ						
		Tmin, чел-дн.	Tmax, чел-дн.	Tож, чел-дн.	Тр, раб.дн		Ткд, кал.дн	
					Р	СД	Р	СД
1	Р	1	2	1,4	1,4	-	2	-
2	Р, СД	1	2	1,4	0,7	1,4	1	2
3	Р, СД	2	3	2,4	2,4	2,4	3	3
4	Р, СД	1	2	1,4	0,7	1,4	1	2
5	СД	2	3	2,4	-	2,4	-	3
6	СД	5	10	7	-	7	-	10

7	Р, СД	2	3	2,4	1,2	2,4	2	3
8	Р, СД	3	6	4,2	2,1	4,2	3	6
9	Р, СД	3	6	4,2	-	4,2	-	6
10	СД	1	2	1,4	-	1,4	-	2
Итого					8,5	26,8	12	37

На руководителя приходится 12 дней, на студента-дипломника 37 дней.

На основе таблицы 24 построим календарный план-график. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

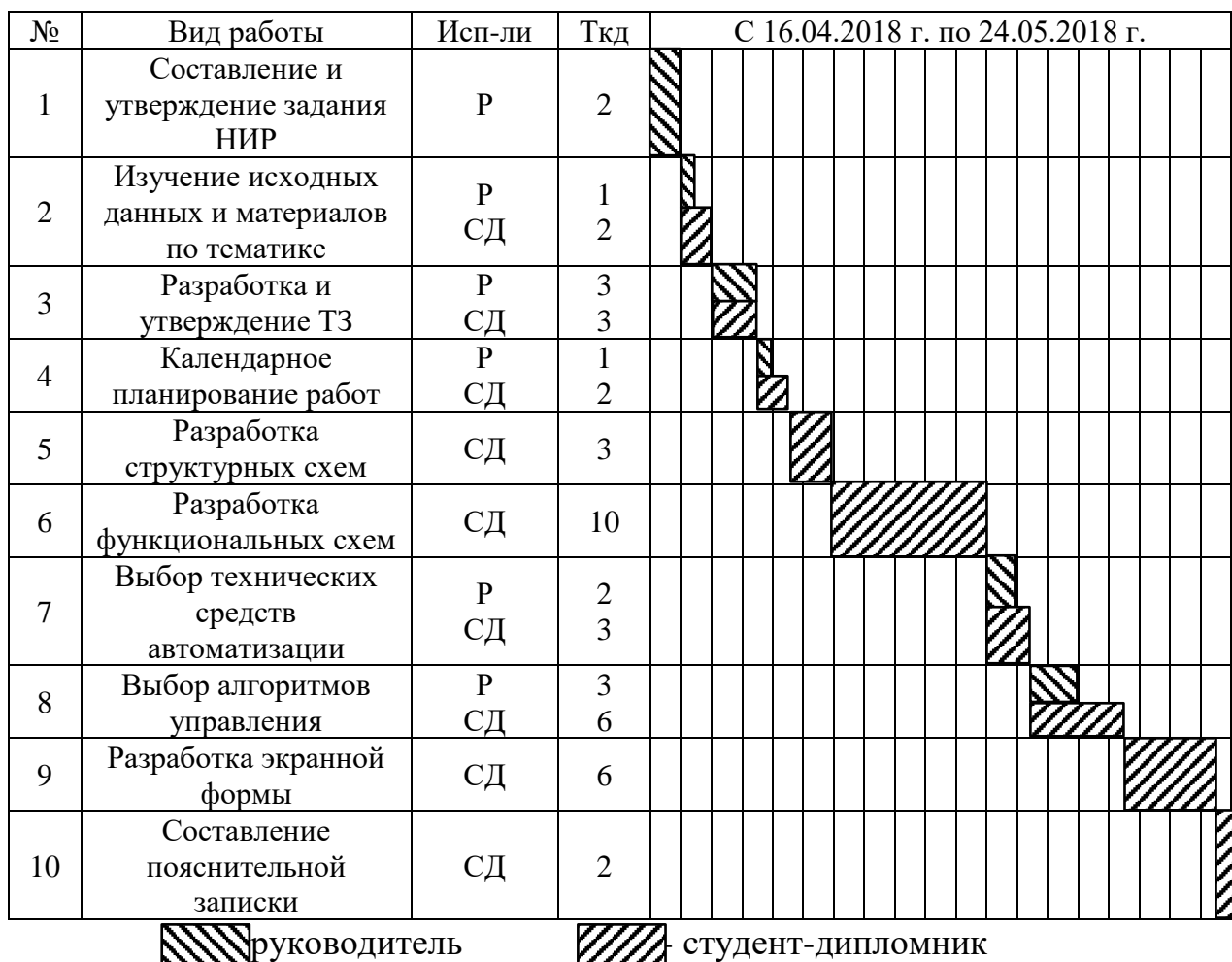


Рисунок 44 – Календарный план график проведения НИОКР

3.5 Бюджет научно-технического исследования

3.5.1 Расчет материальных затрат

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{расxi} ,$$

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

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

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

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы, примем равным 20%.

Расчеты представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб	Затраты на материалы, руб
Контроллер Siemens S7-300	шт.	1	143 700	179625
Уровнемер Rosemount 5600	шт.	3	65 000	224250
Датчики давления Метран-75	шт.	2	73 000	167900
Расходомер Метран-350	шт.	2	285 000	655500
Преобразователь температуры Метран-274	шт.	1	117 500	135125
Электропривод Danfos AME	шт.	2	132 000	330000
Итого:				1692400

3.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование

В данной статье расхода включаются затраты на приобретение специализированного программного обеспечения для программирования Scada. В таблице 26 приведен расчет бюджета затрат на приобретение программного обеспечения для проведения научных работ.

Таблица 26 – Расчет бюджета затрат на приобретения ПО

Наименование	Количество единиц	Цена единицы оборудования, руб	Общая стоимость, руб
CodeSys	1	18 000	18000
итого:			18000

3.5.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада. Расчет основной заработной платы сводится в таблицу.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}$$

Где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

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

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Расчеты затрат на основную заработную плату приведены в таблице 8. При расчете учитывалось, что в году действительный годовой фонд 247 рабочих дней. Также был принят во внимание коэффициент, учитывающий коэффициент по премиям $K_{\text{ПР}} = 0,3$ и районный коэффициент $K_{\text{РК}} = 0,3$ ($K = 1,3 \cdot 1,3 = 1,69$). Тарифная заработная плата руководителя и инженера взята согласно тарифной сетке ООО «Новомет Сервис».

Таблица 27 – Основная заработная плата

Исполнители	Тарифная заработная плата, руб	Премияльный коэффициент, %	Коэффициент доплат, %	Районный коэффициент, %	Месячный должностной оклад работника, руб	Среднедневная заработная плата, руб	Продолжительность работ, дн	Заработная плата основная, руб
Руководитель	40000	30	20	30	78000	3536,84	12	42442,08
Инженер	25000	30	20	30	48750	2210,53	37	81789,61
Итого:								124231,69

3.5.4. Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{допР}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 42442,08 = 6366,31 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{допИ}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 81789,61 = 12268,44 \text{ руб}$$

3.5.5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

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

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

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

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

Отчисления во вне бюджетные фонды приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб	Дополнительная заработная плата, руб
Руководитель проекта	42442,08	6366,31
Инженер	81789,61	12268,44
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды, %	30,00	30,00
Итого:	37269,51	5590,43

3.5.6 Накладные расходы

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

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл}} &= (864860 + 27000 + 124231,69 + 18634,75 + 42859,94) \cdot 0,15 \\ &= 161637,96 \text{ руб} \end{aligned}$$

где 0,15 - коэффициент, учитывающий накладные расходы (15%).

3.5.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 29.

Таблица 29 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты	1692400
2. Затраты на специальное оборудование	18000
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	124231,69
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	18634,75
5. Отчисления во внебюджетные фонды	42859,94
6. Накладные расходы	161637,96
7. Бюджет затрат НТИ	2057764,34

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

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования (см. таблицу 12). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется:

$$I_{финр}^{испi} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}$$

где $I_{финр}^{испi}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

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

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

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разгах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разгах (значение меньше единицы, но больше нуля).

В работе рассмотрены аналоги:

Аналог 1 – существующая система АСУ ТП, спроектированная компанией АО «Роснефть». Система АСУ ТП разработана на базе контролера Siemens S7-300 и датчиков Метран;

Аналог 2 – спроектированная система АСУ ТП компанией ООО «Автоматизация производств». Система АСУ ТП разработана на базе контроллеров Alenbradley и датчиков Rosemount.

Смета бюджетов для рассмотренных аналогов приведена в таблице 30

Таблица 30 – Смета бюджетов для рассмотренных аналогов

	Проектируемая АСУ ТП	Аналог 1	Аналог 2
Бюджет затрат, руб	2057764,34	2500000	2400000

Так как разработка имеет одно исполнение, то

$$I_{финр}^p = \frac{\Phi_p}{\Phi_{max}} = \frac{2057764,34}{2500000} = 0,82;$$

Для аналогов соответственно:

$$I_{фина1}^{a1} = \frac{\Phi_{a1}}{\Phi_{max}} = \frac{2500000}{2500000} = 1; I_{фина1}^{a2} = \frac{\Phi_{a1}}{\Phi_{max}} = \frac{2400000}{2500000} = 0,96;$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i ,$$

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

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

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

n – число параметров сравнения.

Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта приведена в таблице 31.

Таблица 31 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии \ ПО	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Повышение роста производительности труда пользователя	0,25	5	4	5
2. Удобство в эксплуатации	0,25	5	4	5
3. Надёжность	0,2	4	4	4
4. Экономичность	0,25	5	4	4
5. Помехоустойчивость	0,05	4	5	5
ИТОГО	1	4,75	4,05	4,55

Расчёт интегрального показателя ресурсоэффективности представлен ниже.

$$I_{\text{тп}} = 5 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,05 = 4,75;$$

$$\text{Аналог 1} = 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,05 = 4,05;$$

$$\text{Аналог 2} = 5 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,05 = 4,55.$$

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

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_{финр}^p}; I_{финаi}^{ai} = \frac{I_m^{ai}}{I_{финаi}^{ai}};$$

В результате:

$$I_{финр}^p = \frac{I_T^p}{I_{финр}^p} = \frac{4,75}{0,82} = 5,79; I_{фина1}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{фина1}^{a1}} = \frac{4,05}{1} = 4,05; I_{фина2}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_{фина2}^{a2}} = \frac{4,55}{0,96} = 4,74.$$

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

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финаi}^{ai}}$$

Результат вычисления сравнительной эффективности проекта и сравнительная эффективность анализа представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,82	1	0,96
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,75	4,05	4,55
3	Интегральный показатель эффективности	5,79	4,05	4,74
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	-	1,43	1,22

Таким образом, основываясь на определении ресурсосберегающей, финансовой эффективности исследования, проведя необходимый сравнительный анализ, можно сделать вывод о превосходстве выполненной разработки над аналогами и по финансовой эффективности, и по ресурсной эффективности.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т31	Ситник Александру Сергеевичу

Школа	ИШИТР	Отделение	Автоматизации и робототехники
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Автоматизация технологических процессов и производств

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Датчики</i>	<i>Датчики выбраны для агрессивных сред, со взрывозащищенным корпусом и искробезопасными цепями. Также в системе подобраны интеллектуальные датчики с самодиагностикой.</i>
<i>2. Контроллер</i>	<i>Вид взрывозащиты – искробезопасная электрическая цепь (уровень ia). Каждый канал ввода/вывода – активный барьер взрывозащиты, с индивидуальной гальванической развязкой.</i>
<i>3. Обеспечение отказоустойчивости системы</i>	<i>Работоспособность контроллера подтверждается сигналом “Работа”, который передается на вход сторожевого таймер. Контроль работоспособности блоков связи с объектом осуществляет блок управления устройства UCPI. Также для защиты данных от ошибок помимо самодиагностики датчиков проходит проверка контрольной суммы (хэшсуммы).</i>
<i>4. Интерфейс</i>	<i>Данный интерфейс прост для оператора. Не дает возможности изменять или менять информацию показаний с датчиков.</i>

Перечень графического материала:

<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	
---	--

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т31	Ситник Александр Сергеевич		

4. Социальная ответственность

Введение

В ВКР рассматривается автоматизация системы управления технологическим процессом факельным сепаратором УКПГ. В данном разделе выпускной квалификационной работы представлены и рассмотрены основные факторы, оказывающие влияние на работников предприятия, такие как производственная и экологическая безопасность. Также разработан комплекс мероприятий, снижающий негативное воздействие проектируемой деятельности на работников и окружающую среду.

В ВКР рассматривается автоматизация системы управления технологическим процессом факельным сепаратором установки комплексной подготовки газа. Автоматизация производства позволяет осуществлять технологические процессы без непосредственного участия обслуживающего персонала. При полной автоматизации роль обслуживающего персонала ограничивается общим наблюдением за работой оборудования, настройкой и наладкой аппаратуры.

4.1. Датчики

В ходе технологического процесса в соответствии с ТЗ 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. Также в системе подобраны интеллектуальные датчики с самодиагностикой. В которых предусмотрен алгоритм защиты искажения данных, а также выводе информации о коротких замыканиях и обрывах линии.

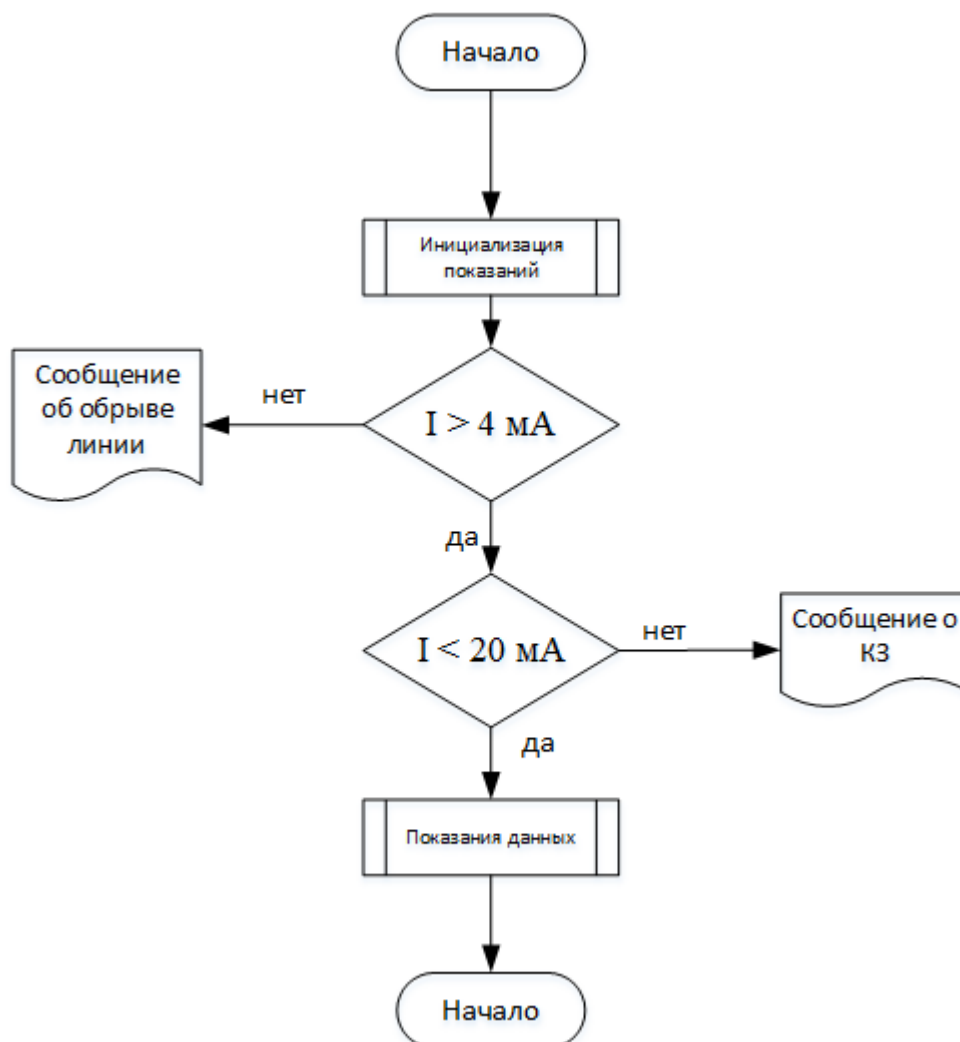


Рисунок 45 – Блок схема проверок на обрыв и короткое замыкание

В случае обрыва линии или коротком замыкании в системе у оператора выходят сообщения об ошибках, данные недостоверны. В этом случае

включаются резервные датчики, если же общая линия повреждена, что и резервные датчики выдают ошибки, то включается световое и звуковое оповещение «Авария», оператор должен дать указание дежурному слесарю КИПиА проверить оборудование по месту. Система автоматически переходит в режим аварийного останова.

Датчик давления

Выбран высокоточный интеллектуальный датчик избыточного/абсолютного давления Метран-75. Применение в чувствительных элементах мембран из специализированных сплавов позволяет использовать датчик для измерения давления высокоагрессивных сред.

- Соответствие требованиям электромагнитной совместимости
- Взрывозащищенное исполнение: искробезопасная электрическая цепь и взрывонепроницаемая оболочка (0ExiaIICT4 / 1ExdIICT6)
- Поворотный корпус и дисплей, прочная виброустойчивая конструкция.

Время наработки на отказ 100 000 часов.

Датчик температуры

Для измерения температуры был выбран термометр сопротивления по DIN стандарту с защитой от воспламенения Метран-274, т.к. по ТЗ удовлетворяет степени защиты, имеется протокол HART, высокий класс точности.

Метран-274 предназначен для измерения температуры нейтральных и агрессивных сред, по отношению к которым материал защитной арматуры является коррозионноустойчивым.

Время наработки на отказ составляет 100 000 часов.

Расходомер

Для измерения расхода будем использовать кориолисовые расходомеры Метран-350 Anubar ОНТ.

Основные преимущества:

- интегральная конструкция расходомера исключает потребность в импульсных линиях и дополнительных устройствах, сокращается количество потенциальных мест утечек среды;

- низкие безвозвратные потери давления в трубопроводе сокращают затраты на электроэнергию;

- многопараметрические преобразователи 3051SMV в составе расходомеров обеспечивают вычисление мгновенного массового расхода жидкости, пара, газа или объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям;

- установка расходомера экономична и менее трудоемка по сравнению с установкой измерительного комплекса на базе стандартной диафрагмы/

Средняя наработка на отказ 150 000 ч.

Уровнемер

Уровнемеры 5600 – это интеллектуальные приборы для бесконтактных измерений уровня различных продуктов в резервуарах различных типа и размеров. Благодаря высокой чувствительности уровнемеры 5600 обеспечивают надежные и точные измерения в сложных условиях технологического процесса и могут применяться для измерений уровня продуктов с низкой диэлектрической проницаемостью, работать в широком диапазоне значений температур и давлений, а также обеспечивают высокую гибкость измерений благодаря широкому выбору антенн и материалов. Уровнемеры 5600 просты в обслуживании и управлении, что в совокупности снижает затраты на ввод в эксплуатацию и обслуживание.

Время наработки на отказ составляет 120 000 ч.

Также в системе подобраны интеллектуальные датчики с самодиагностикой. В которых предусмотрен алгоритм защиты искажения данных, а также выводе информации о коротких замыканиях и обрывах линии.

4.2. Контроллер

Для решения данной задачи было выбрано контроллерное

оборудование Siemens S7-300.

Контроллер Siemens S7-300 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.

Модульная конструкция позволяет наращивать систему, а также заменять и резервировать элементы системы.

4.3. Обеспечение отказоустойчивости системы

Работоспособность контроллера подтверждается сигналом “Работа”, который передается на вход сторожевого таймер. В случае выхода из строя контроллера UCP1 (“зависания”), сигнал “Работа” переходит в статический режим, в этой ситуации сторожевой таймер формирует команду на включение блока экстренного останова.

Контроль работоспособности блоков связи с объектом осуществляет блок управления устройства UCP1. Критерием исправности блока связи является наличие связи с ним по каналу PROFIBUS-DP и отсутствие сообщений об ошибках, в принятых от него, диагностических сообщениях. Сообщения об отказах передаются оператору, который принимает решение о возможности продолжения работы или останове блока сепарации.

Если решение от оператора не поступает в течение 10 минут, система формирует команду на включение блока экстренного останова.

Также для защиты данных от ошибок помимо самодиагностики датчиков проходит проверка контрольной суммы (хэшсуммы).

Хеш-сумма (контрольная сумма) – это массив байт фиксированный длинный полученный при помощи специальных хеш-функций, являющийся уникальным для входящих данных. Как правило, хеш-суммы возвращаются в

шестнадцатеричном виде, где каждые два символа представляют собой один байт данных.

Хеш-суммы удобно использовать для проверки целостности и/или достоверности данных, т.к. если данные будут отличаться от своего первоначального вида, то хеш-сумма также будет отличаться.

В системе используется алгоритм MD5. Алгоритм генерирует 128-битный ключ, что составляет 16 байт данных.

Также для повышения надежности необходимо зарезервировать датчики.

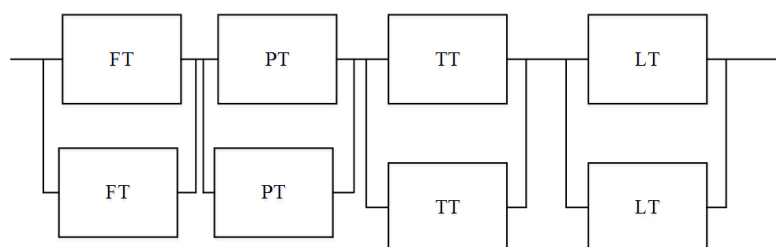


Рисунок 46 – Резервирование датчиков

4.4.Интерфейс

На рисунке 47 приведена часть мнемосхемы выполненная в CodeSys Scada.

Данный интерфейс прост для оператора. Не дает возможности изменять или менять информацию показаний с датчиков. Доступ у оператора лишь на просмотр данных, также есть возможность пуска/останова системы. Включение/отключение насоса.

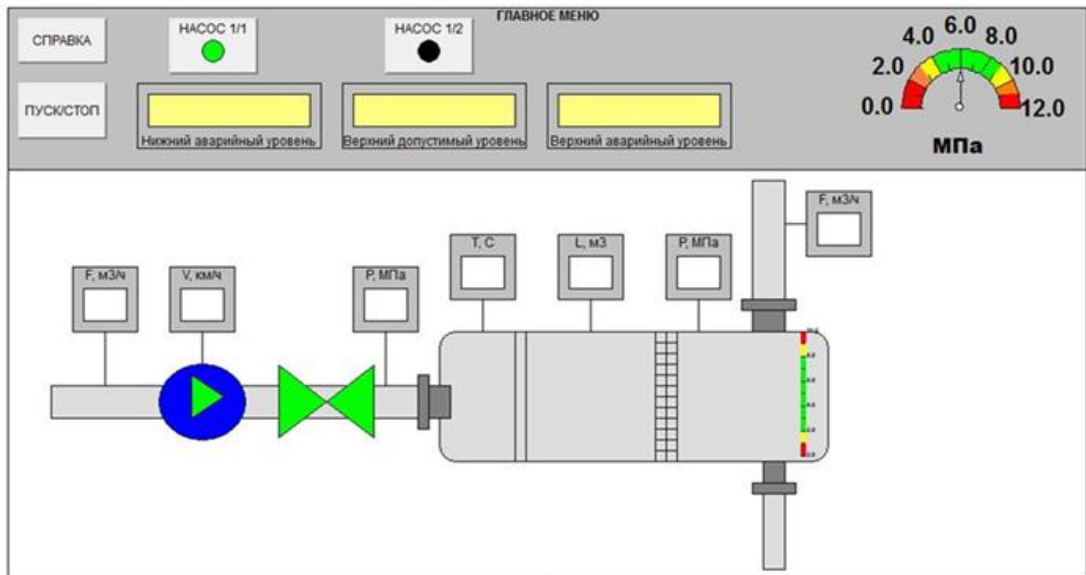


Рисунок 47 – Мнемосхема

Заключение

В результате выполненной работы была разработана система автоматизированного управления блока подготовки газа, а именно факельного сепаратора. В ходе ВКР был изучен технологический процесс подготовки газа. Были разработаны структурная и функциональная схемы автоматизации блока подготовки газа УКПГ, позволяющие определить состав необходимого оборудования и количество каналов передачи данных и сигналов. Системы автоматизации блока подготовки газа УКПГ, диспетчерского контроля и управления были спроектированы на базе полевых устройств фирмы Rosemount, промышленных контроллеров Siemens SIMATIC S7-400 и программного SCADA-пакета CodeSys. В данной работе была разработана схема внешних проводок, позволяющая понять систему передачи сигналов от полевых устройств на щит КИПиА и АРМ оператора и, в случае возникновения неисправностей, легко их устранить. Для управления технологическим оборудованием и сбором данных были разработаны алгоритмы пуска/останова технологического оборудования и управления сбором данных. Для разработанных алгоритмов было разработано программное обеспечение для ПЛК с помощью программной среды Siemens Step7. Для поддержания давления нефти в трубопроводе на выходе подпорной насосной станции был выбран способ регулирования давления (дросселирование) и разработан алгоритм автоматического регулирования давления (разработан ПИД-регулятор). Были разработаны дерево экранных форм, мнемосхемы ФС и объектов блока блока подготовки газа.

В разделе финансовый менеджмент была дана оценка конкурентоспособности, проведен SWOT-анализ. Составлен план-график разработки НТИ, а также посчитана смета затрат на проектирование. В конце была показана ресурсоэффективность проекта.

В разделе социальная ответственность были указаны преимущества системы в области надежности, было предложено резервирование датчиков с целью повышения безотказности системы. Рассмотрены вопросы связи

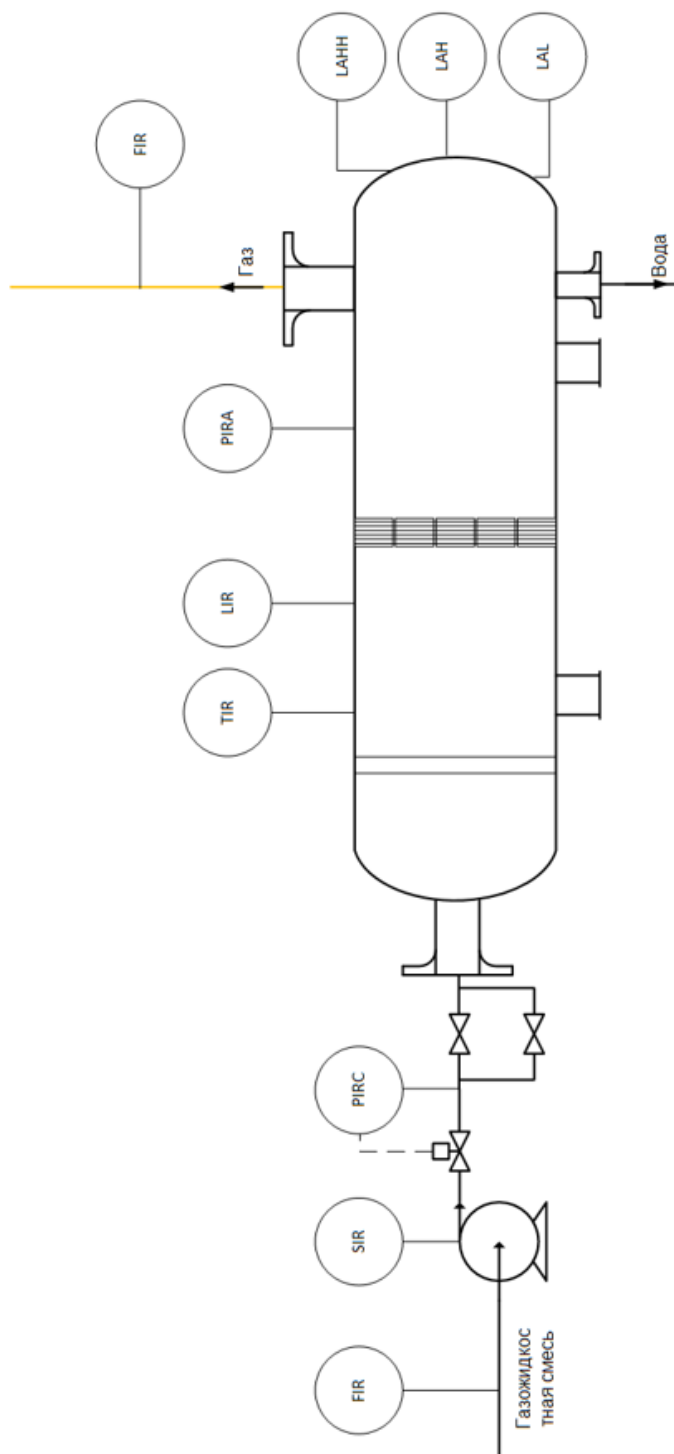
контроллера и оператора, а также указано преимущество использования SCADA.

Таким образом, спроектированная САУ блока подготовки газа факельного сепаратора 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 требованиям.

Список используемых источников

1. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.
2. Клюев А. С., Глазов Б. В., Дубровский А. Х., Клюев А. А.; под ред. А.С. Клюева. Проектирование систем автоматизации 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 21.408-93 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов М.: Издательство стандартов, 1995.– 44с.
5. Разработка графических решений проектов СДКУ с учетом требований промышленной эргономики. Альбом типовых экранных форм СДКУ. ОАО «АК Транснефть». – 197 с.
6. Комягин А. Ф., Автоматизация производственных процессов и АСУ ТП газонефтепроводов. Ленинград, 1983. – 376 с.
7. Попович Н. Г., Ковальчук А. В., Красовский Е. П., Автоматизация производственных процессов и установок. – К.: Вицшк. Головное изд-во, 1986. – 311с.

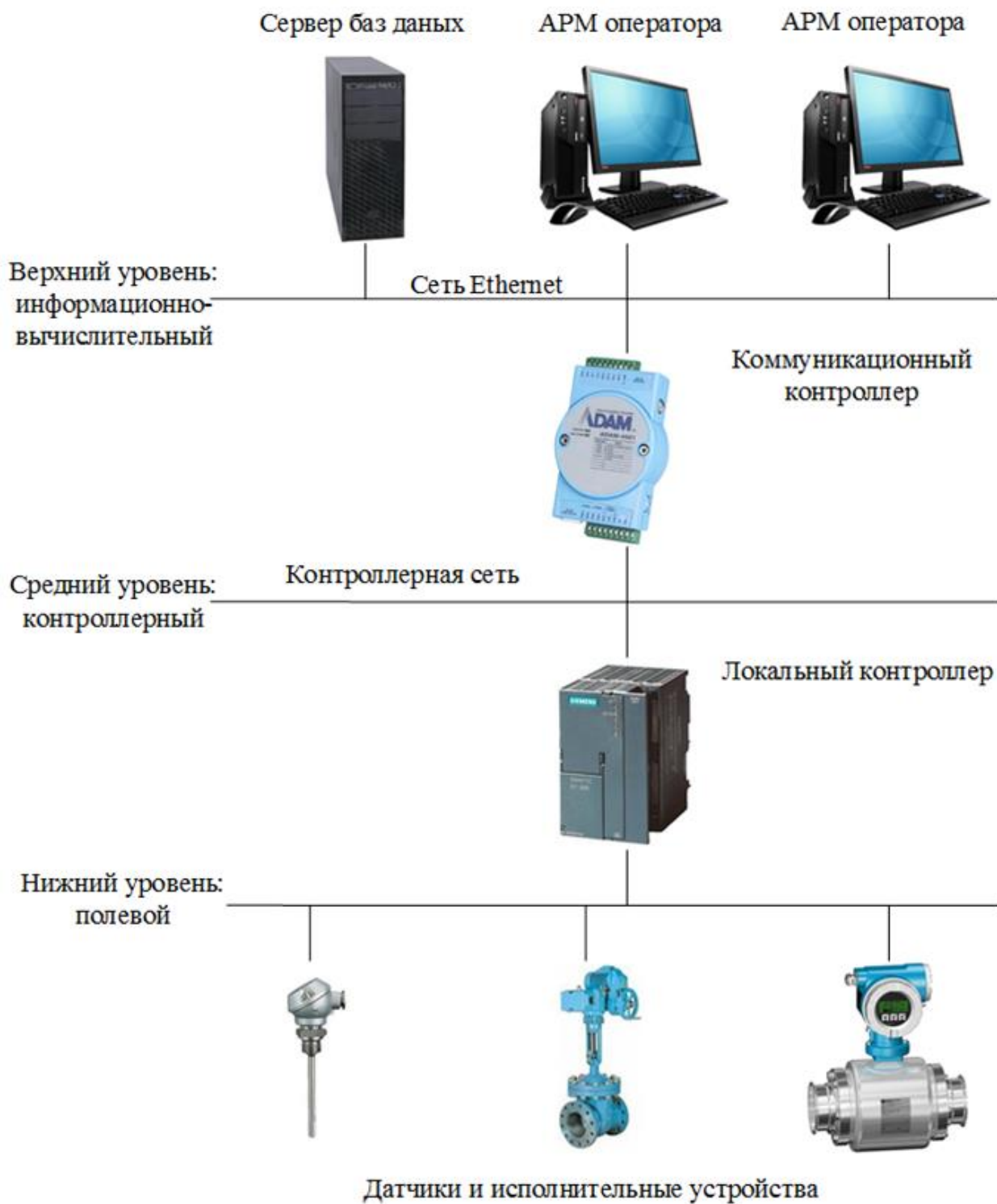
Приложение А



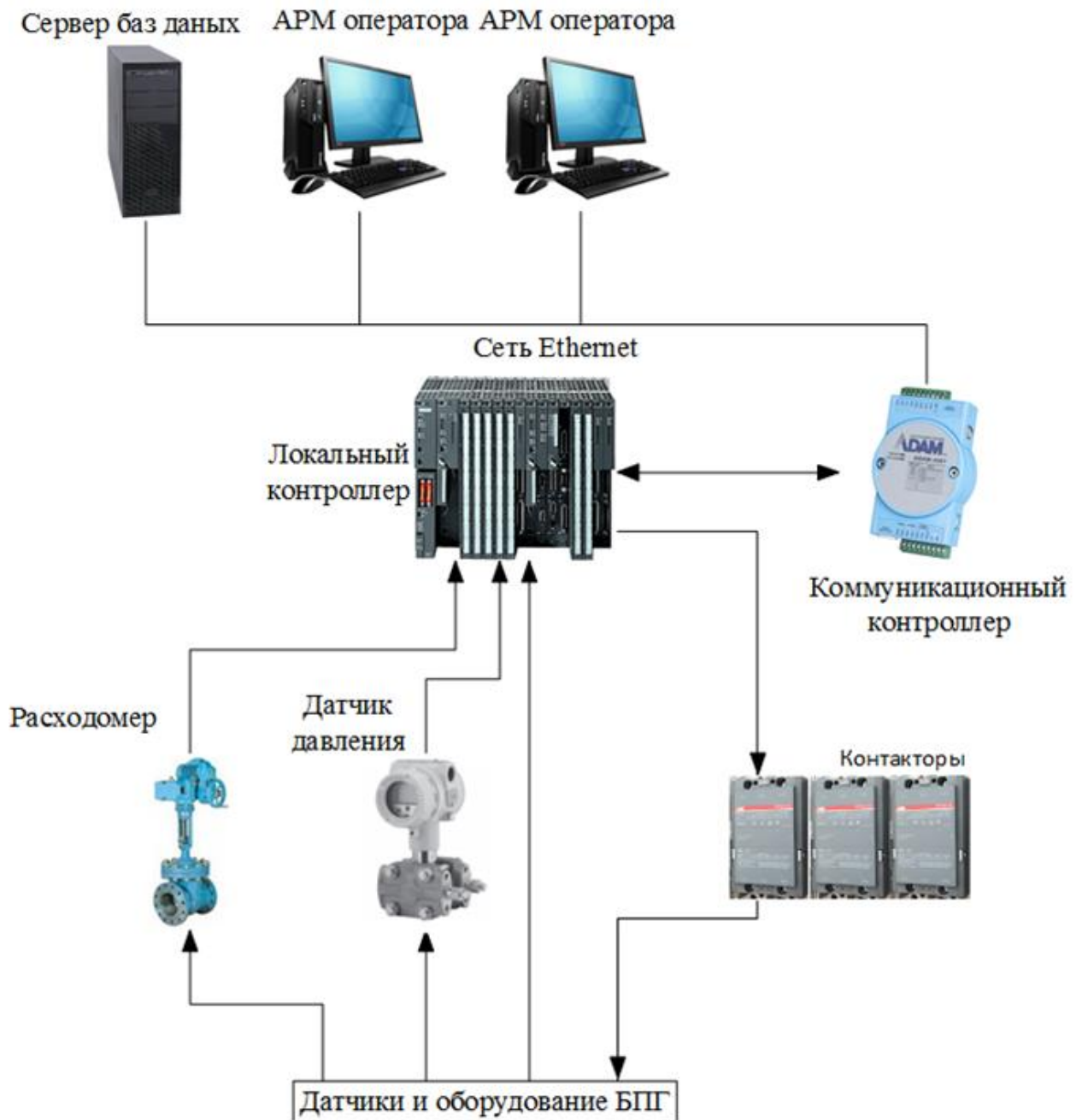
Приложение Б

Наименование сигнала	Идентификатор сигнала	Диапазон измерения	Единица измерения	Тип сигнала	Технологическое устройство	Предупреждение		Аварийные	
						min	max	min	max
Расход поступающей газожидкостной смеси	RAS_TRB_VHOD	0...480	м ³ /ч	4-20мА	+	-	-	-	-
Расход выходящей газожидкостной смеси	RAS_TRB_VYHD	0...480	м ³ /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	°С	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	-	-	-	-	+

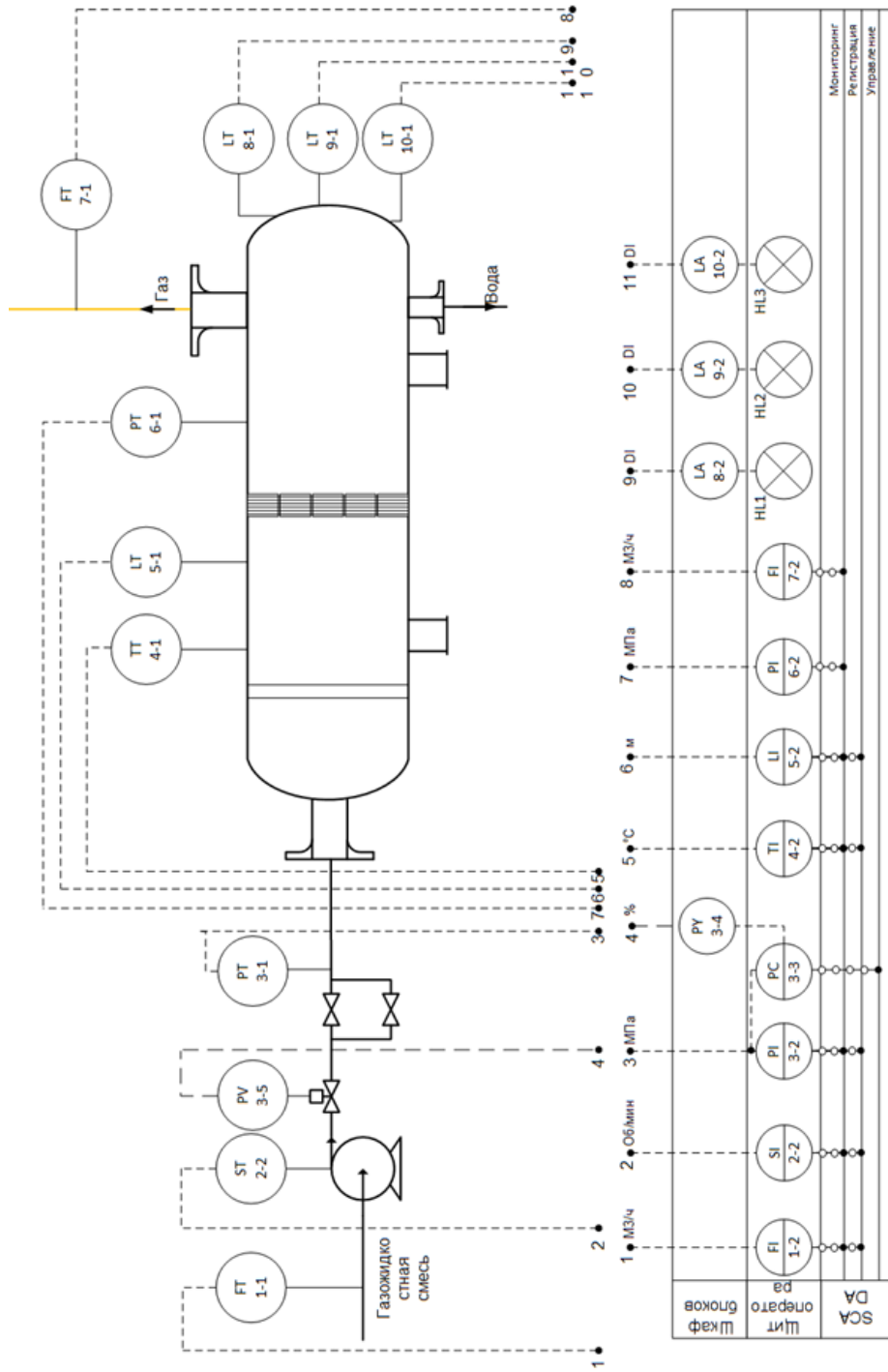
Приложение В



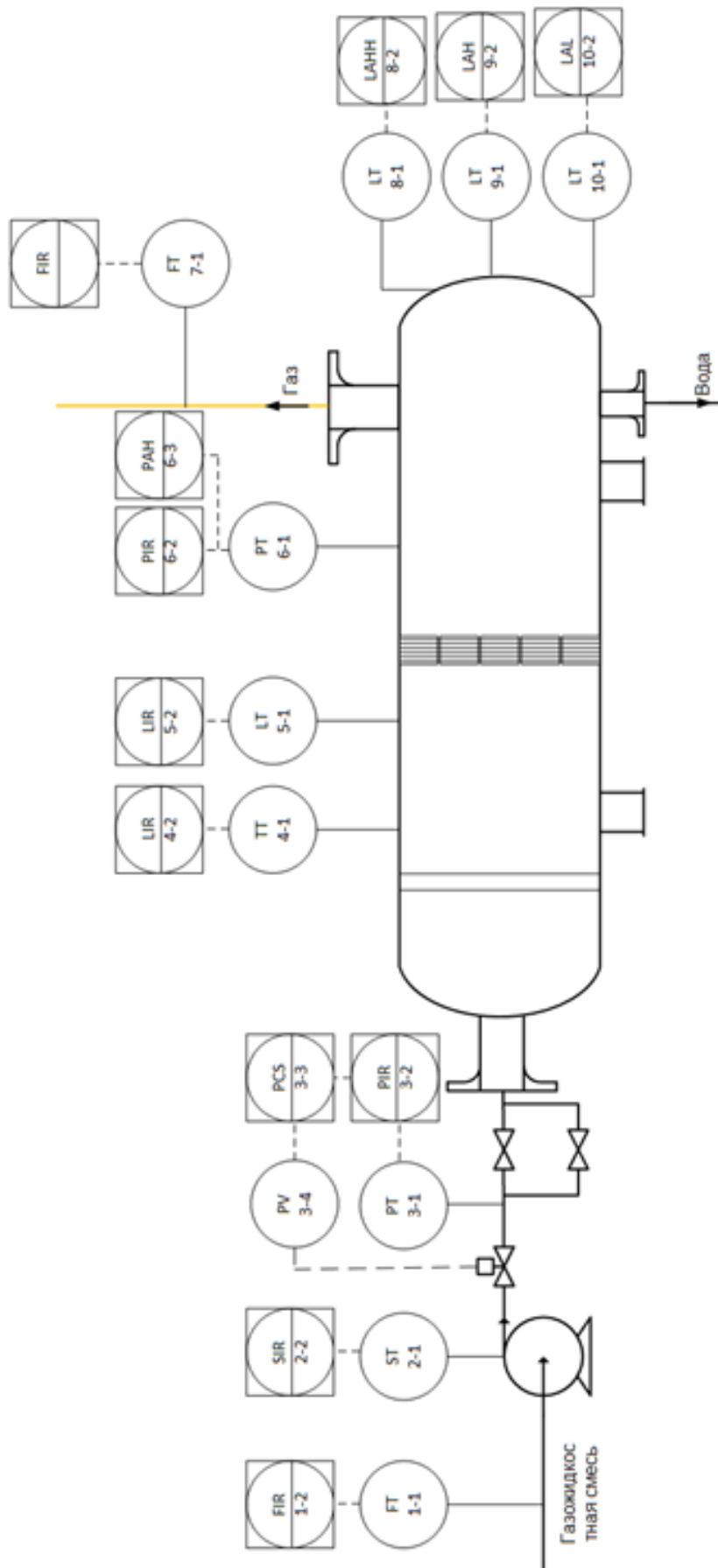
Приложение Г



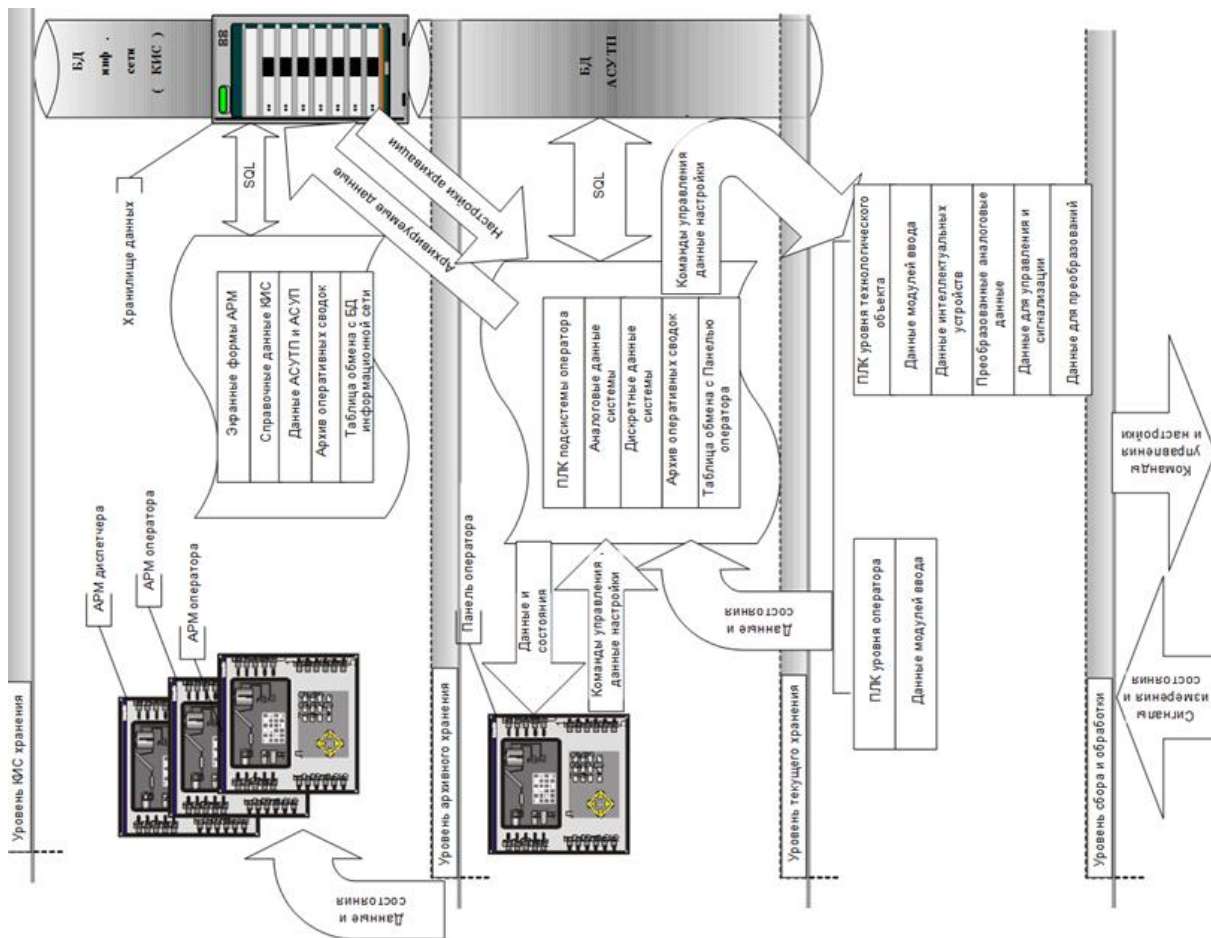
Приложение Д



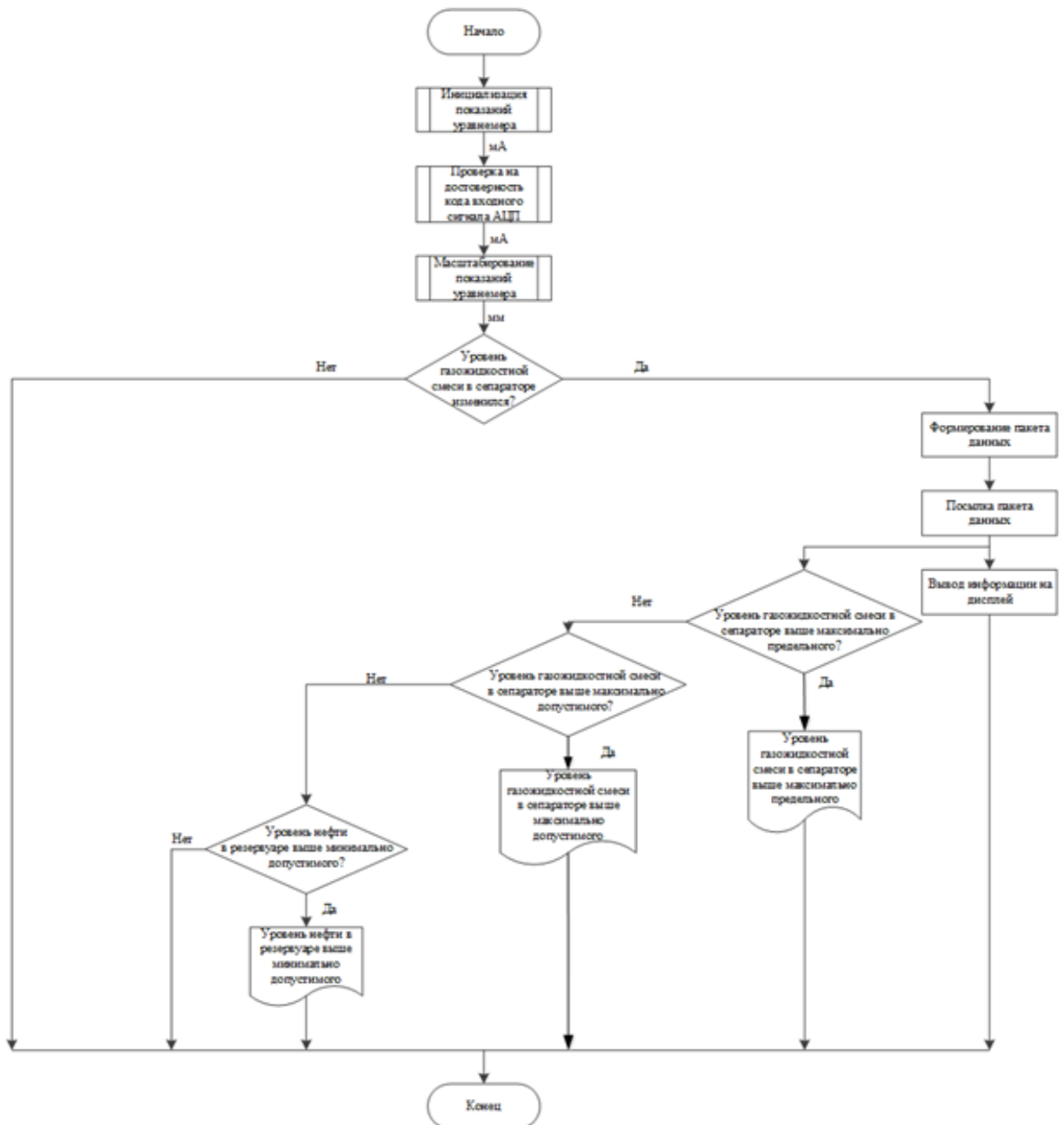
Приложение Е



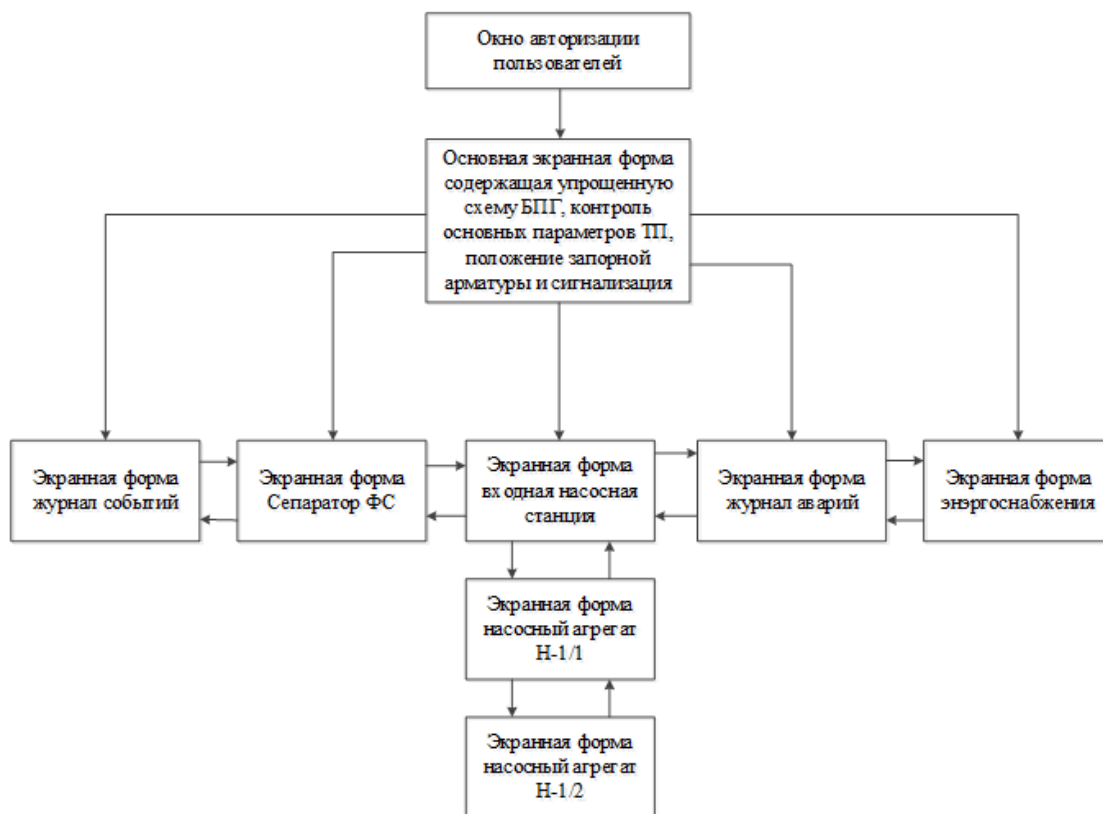
Приложение Ж



Приложение К



Приложение Л



Приложение М

