

Министерство науки и высшего образования 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
Проектирование автоматизированной системы резервуарного парка углеводородного сырья

УДК 681.586:622..691/.692.23

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т31	Кулинич Дмитрий Александрович		

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ВКР	Семёнов Николай Михайлович			
Руководитель ООП	Воронин Александр Васильевич	к.т.н., доцент		

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	к.т.н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Демонстрировать базовые естественнонаучные и математические знания для решения научных и инженерных задач в области анализа, синтеза, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств. Уметь сочетать теорию, практику и методы для решения инженерных задач, и понимать область их применения
P2	Иметь осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в области теории, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств.
P3	Применять полученные знания для определения, формулирования и решения инженерных задач при разработке, производстве и эксплуатации современных систем автоматизации технологических процессов и производств с использованием передовых научно-технических знаний и достижений мирового уровня, современных инструментальных и программных средств.
P4	Уметь выбирать и применять соответствующие аналитические методы и методы проектирования систем автоматизации технологических процессов и обосновывать экономическую целесообразность решений.
P5	Уметь находить необходимую литературу, базы данных и другие источники информации для автоматизации технологических процессов и производств.
P6	Уметь планировать и проводить эксперимент, интерпретировать данные и их использовать для ведения инновационной инженерной деятельности в области автоматизации технологических процессов и производств.
P7	Уметь выбирать и использовать подходящее программно-техническое оборудование, оснащение и инструменты для решения задач автоматизации технологических процессов и производств.
<i>Универсальные компетенции</i>	
P8	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде с пониманием культурных, языковых и социально – экономических различий.
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы с ответственностью за риски и работу коллектива при решении инновационных инженерных задач в области автоматизации технологических процессов и производств, демонстрировать при этом готовность следовать профессиональной этике и нормам
P10	Иметь широкую эрудицию, в том числе знание и понимание современных общественных и политических проблем, вопросов безопасности и охраны здоровья сотрудников, юридических аспектов, ответственности за инженерную деятельность, влияния инженерных решений на социальный контекст и окружающую среду.
P11	Понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.

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



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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

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

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т31	Кулиничу Дмитрию Александровичу

Тема работы:

Проектирование автоматизированной системы резервуарного парка углеводородного сырья	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	19.09.2018г., № 8475/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

	____.____.2018
--	----------------

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>	<p>Объектом исследования является товарный резервуарный парк нефтеперекачивающего (нефтеперерабатывающего) завода (далее – НПЗ). Режим работы - непрерывный. В резервуарном парке производится прием, хранение и отпуск углеводородного сырья. На каждый вид продукции отводится не менее трех резервуаров. Ёмкость резервуаров одной группы не превышает 200 тысяч м³.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки и техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1 Описание технологического процесса 2 Выбор архитектуры АС 3 Разработка структурной схемы АС 4 Функциональная схема автоматизации 5 Разработка схемы информационных потоков АС 6 Выбор средств реализации АС 7 Разработка схемы соединения внешних проводок 8 Выбор (обоснование) алгоритмов управления АС 9 Разработка экранных форм АС

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>1 Функциональная схема технологического процесса, выполненная в Microsoft Visio 2 Перечень входных/выходных сигналов ТП 3 Схема соединения внешних проводок, выполненная в Microsoft Visio 4 Функциональная схема автоматизации (ГОСТ 21.408–13 и ANSI/ISA–S 5.1–84) 5 Структурная схема САР локального технологического объекта. Результаты моделирования (исследования) САР в пакете MatLab 6 Алгоритм сбора данных измерений. Блок схема алгоритма 7 Дерево экранных форм 8 SCADA–формы экранов мониторинга и управления диспетчерского пункта 9 Обобщенная структура управления АС 10 Схема информационных потоков 11 Двухуровневая структура АС</p>
---	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Шаповалова Наталья Владимировна
Социальная ответственность	Невский Егор Сергеевич

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОАР	Семёнов Николай Михайлович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-8Т31	Кулинич Дмитрий Александрович		

Министерство науки и высшего образования 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
Уровень образования – бакалавр
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:	___.___2018 г.
--	----------------

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 Н. М.			

СОГЛАСОВАНО:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ОАР	Леонов С. В.	к.т.н., доцент		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 123 страницы, 23 рисунка, 29 таблиц, 13 источников, 12 приложений.

Ключевые слова: резервуарный парк углеводородного сырья, насосная станция, задвижка с электроприводом, автоматизированная система управления, пид–регулятор, локальный программируемый логический контроллер, коммутационный программируемый логический контроллер, протокол, scada–система.

Объектом исследования является резервуарный парк (далее – РП) нефтеперерабатывающего завода (далее – НПЗ).

Целью работы является проектирование автоматизированной системы резервуарного парка углеводородного сырья с применением ПЛК, основываясь на избранной SCADA–системе.

В данной работе была разработана система управления и контроля технологическим процессом на базе промышленных контроллеров Siemens SIMATIC S7–1500, с применением SCADA–системы Infinity, разработанной компанией ЭлеСи.

Данная система может быть использована в системах управления, контроля и сбора технологических данных процессов на промышленных нефтеперерабатывающих предприятиях, что позволит максимизировать производительность, увеличить надежность и требуемую точность измерений, минимизировать число аварий и несчастных случаев.

Содержание

Введение	17
1 Техническое задание	18
1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП	18
1.2 Назначение системы	18
1.3 Цели создания системы	19
1.4 Требования к техническому обеспечению	19
1.5 Требования к метрологическому обеспечению	20
1.6 Требования к программному обеспечению	20
1.7 Требования к математическому обеспечению	21
1.8 Требования к информационному обеспечению	22
2 Основная часть	23
2.1 Описание технологического процесса	23
2.1.1 Резервуарный парк	23
2.1.2 Насосная станция	24
2.1.3 Узел учета и регулирования	25
2.2 Выбор архитектуры АС	26
2.3. Разработка структурной схемы АС	31
2.4 Функциональная схема автоматизации	33
2.4.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408–13	34
2.4.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA	34
2.5 Разработка схемы информационных потоков РП	35
2.6 Выбор средств реализации РП	39
2.6.1 Выбор контроллерного оборудования РП	40
2.6.2 Выбор датчиков	45

2.6.2.1	Выбор расходомера	45
2.6.2.2	Выбор датчиков давления	48
2.6.2.3	Выбор датчика температуры	51
2.6.2.4	Выбор уровнемера	54
2.6.2.5	Выбор датчика – сигнализатора уровня	58
2.6.2.6	Нормирование погрешности канала измерения	61
2.6.3	Выбор исполнительных механизмов	64
2.6.3.1	Выбор регулирующего клапана	64
2.6.4	Разработка схемы внешних проводок	69
2.6.5	Выбор алгоритмов управления АС РП	70
2.6.5.1	Алгоритм сбора данных измерений	71
2.6.5.2	Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром	71
2.6.6	Экранные формы АС РП	76
2.6.6.1	Разработка дерева интерфейса оператора	77
2.6.6.2	Разработка экранных форм АС РП	77
2.6.6.3	Главное меню	79
2.6.6.4	Область видеокadra	80
3	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	84
3.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности	84
3.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования	84
3.1.2	Анализ конкурентных технических решений	84
3.1.3	SWOT – анализ	86
3.2	Планирование научно–исследовательских работ	87
3.2.1	Структура работ в рамках научного исследования	87

3.2.2	Разработка графика проведения научного исследования	88
3.3	Бюджет научно–технического исследования	92
3.3.1	Расчет материальных затрат	92
3.3.2	Расчет затрат на специальное оборудование	92
3.3.3	Основная заработная плата исполнителей темы	93
3.3.4	Дополнительная заработная плата исполнителей темы	94
3.3.5	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	94
3.3.6	Накладные расходы	95
3.3.7	Формирование бюджета затрат научно–исследовательского проекта	95
3.3.8	Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	96
4	Социальная ответственность	101
4.1	Описание датчиков, приборов и повышение их надёжности	101
4.1.1	Обеспечение взрывозащищенности	102
4.1.2	Безопасность задвижек с электроприводом	104
4.2	Безопасность промышленной сети	104
4.3	Эргономичность интерфейса оператора	107
	Заключение	109
	Список используемых источников	110
	Приложение А Функциональная схема	112
	Приложение Б Перечень вход/выходных сигналов	113
	Приложение В Трехуровневая структура АС	114
	Приложение Г Обобщенная структура управления АС	115
	Приложение Д Функциональная схема автоматизации по ГОСТ	116
	Приложение Е Функциональная схема автоматизации по ANSI	117

Приложение Ж Схема информационных потоков	118
Приложение И Схема внешних проводок РП	119
Приложение К Алгоритм сбора данных	120
Приложение Л Структурная схема автоматического регулирования	121
Приложение М Дерево экранных форм	122
Приложение Н Мнемосхема резервуар РВС–1/1	123

Глоссарий

Термин	Определение
АСУ	Автоматизированная система управления – это система «человек-машина», призванная обеспечивать автоматизированный сбор и обработку информации, необходимый для оптимизации процесса управления. В отличие от автоматических систем, где человек полностью исключён из контура управления.
Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП)	Система, состоящая из персонала и совокупности оборудования с программным обеспечением, использующихся для автоматизации функций этого самого персонала по управлению промышленными объектами: электростанциями, котельными, насосными, водоочистными сооружениями, пищевыми, химическими, металлургическими заводами, нефтегазовыми объектами и т.д. и т.п.
Интерфейс (RS-232C, RS-422, RS-485, CAN)	Средство взаимодействия системы с пользователями и наоборот. Иначе говоря - это внешний вид.
Мнемосхема	Представление технологической схемы в упрощенном виде на экране АРМ;
OPC-сервер	Программный комплекс, предназначенный для автоматизированного сбора технологических данных с объектов и предоставления этих данных системам диспетчеризации по протоколам стандарта OPC.
Протокол	Набор соглашений, который определяет обмен данными между различными программами. Протоколы задают способы передачи сообщений и обработки ошибок в сети, а также позволяют разрабатывать стандарты, не привязанные к конкретной аппаратной платформе.
Техническое задание на АС (ТЗ)	Утвержденный в установленном порядке документ, в котором изложены требования, параметры и основные эксплуатационные характеристики проекта, объекта или системы, необходимые для разработки автоматизированной системы.
Технологический процесс (ТП)	Упорядоченная последовательность взаимосвязанных действий, выполняющихся с момента возникновения исходных данных до получения требуемого результата.
SCADA	Особая диспетчерская система, которая занимается сбором информационных данных о текущей деятельности предприятия, а также их управлением. На английском языке название данной системы звучит, как Supervisory Control And Data Acquisition. Достоинство SCADA главным образом в том, что она может предоставить необходимую информацию через показатели, которые собраны абсолютно с разных точек хозяйствующего объекта в реальном времени. Только в таком режиме можно оптимизировано управлять предприятием, делая его работу непрерывной, без простоев, сбоев и возможных аварийных ситуаций.
Объект управления	Устройство или технологический процесс, на которое оказывается управленческое воздействие.

Программируемый логический контроллер (ПЛК)	Микропроцессорное устройство, предназначенное для сбора, преобразования, обработки, хранения информации и выработки команд управления, имеющий конечное количество входов и выходов, подключенных к ним датчиков, ключей, исполнительных механизмов к объекту управления, и предназначенный для работы в режимах реального времени.
HART	HART – протокол использует принцип частотной модуляции для осуществления обмена данными на скорости 1200 Бод. Он позволяет передавать одновременно аналоговый и цифровой сигнал, используя при этом одну и ту же пару проводов. Мало того, к одной паре проводов может быть подключено несколько устройств. Модулированный сигнал накладывают на токовую несущую аналоговой токовой петли 4-20мА.
Modbus	Modbus – это коммуникационный протокол, основанный на архитектуре «клиент-сервер».

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе используются следующие термины с соответствующими определениями:

автоматизированная система (АС): 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;

видеокадр: это область экрана, которая служит для отображения мнемосхем, трендов, табличных форм, окон управления, журналов и т.п.;

мнемознак (мнемосимвол): это представление объекта управления или технологического параметра (или их совокупности) на экране АРМ.

интерфейс оператора: это совокупность аппаратно–программных компонентов АСУ ТП, обеспечивающих взаимодействие пользователя с системой;

профиль АС: это подмножество и/или комбинации базовых стандартов информационных технологий и общепринятых в международной практике фирменных решений (Windows, Linux, Unix, MacOS), 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 (Open System Environment/Reference Model), предложена в ГОСТ Р ИСО МЭК ТО 10000–3–99;

техническое задание на АС (ТЗ): это утвержденный в установленном порядке документ, определяющий цели, требования и основные исходные данные, необходимые для разработки автоматизированной системы;

технологический процесс (ТП): это последовательность технологических операций, необходимых для выполнения определенного вида работ. Технологический процесс состоит из рабочих операций, которые в свою очередь складываются из рабочих движений (приемов);

СУБД: это совокупность программных и языковых средств, предназначенных для управления данными в базе данных, ведения базы данных, обеспечения многопользовательского доступа к данным;

архитектура АС: это набор значимых решений по организации системы программного обеспечения, набор структурных элементов и их интерфейсов, при помощи которых конструируется АС;

ОРС–сервер: это программный комплекс, предназначенный для автоматизированного сбора технологических данных с объектов, преобразования и предоставления этих данных системам диспетчеризации по протоколам стандарта ОРС;

диспетчерский пункт (ДП): это центр системы диспетчерского управления, где сосредоточивается информация о состоянии производства;

автоматизированное рабочее место (АРМ): это программно–технический комплекс, предназначенный для автоматизации деятельности определенного вида. При разработке АРМ для управления технологическим оборудованием как правило используют SCADA–системы;

тег: это метка как ключевое слово, в более узком применении идентификатор для категоризации, описания, быстрого поиска данных и задания внутренней структуры;

корпоративная информационная система (КИС): 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;

пропорционально–интегрально–дифференциальный (ПИД) регулятор: это 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;

modbus: это коммуникационный протокол, основанный на архитектуре «клиент–сервер».

В данной работе используются следующие обозначения и сокращения:

API (Application Programming Interface): программный интерфейс приложения, набор готовых классов, процедур, функций, структур и констант, предоставляемых приложением (библиотекой, сервисом) или операционной системой для использования во внешних программных продуктах;

EI (External Environment Interface) - интерфейс обмена с внешней средой, который обеспечивает передачу информации между прикладной платформой и внешней средой, а также между прикладными программами, которые выполняются на одной платформе;

OPC (Open Platform Communications): семейство программных технологий, предоставляющих единый интерфейс для управления объектами АСУ ТП;

PLC (Programmable Logic Controllers): программируемые логические контроллеры (ПЛК);

HMI (Human Machine Interface): человеко–машинный интерфейс;

ANSI/ISA (American National Standards Institute/Instrument Society of America): американский национальный институт стандартов/Американское общество приборостроителей;

IP (International Protection): степень защиты;

SNMP (Simple Network Management Protocol): простой протокол сетевого управления;

ODBC (Open Database Connectivity): программный интерфейс (API) доступа к базам данных, разработанный компанией Microsoft;

IEC (International Electrotechnical Commission): международная электротехническая комиссия;

ОС: операционная система;

ППЗУ: программируемое постоянное запоминающее устройство;

АЦП: аналого–цифровой преобразователь;

КИПиА: контрольно–измерительные приборы и автоматика;

САР: система автоматического регулирования;

ПО: программное обеспечение;

ИМ: исполнительный механизм;

АРМ: автоматизированное рабочее место;

БД: база данных;

СУБД: система управления базами данных;

МККТТ: Международный консультационный комитет по телефонии и телеграфии.

Введение

Управляющая система вместе с управляемым объектом образует систему управления. Если человек участвует в процессе принятия решения по управлению, то такую систему называют автоматизированной системой управления (АСУ). Системы управления, в которых человек не участвует в процессе принятия решения, называют системами автоматического управления (САУ).

Современный уровень развития нефтедобычи и нефтеперерабатывающей отрасли, развитие транспорта, рост потребности в автомобильных топливах, маслах и различных горюче-смазочных материалах сопровождается повсеместным развитием и усовершенствованием нефтепарков.

Целями данной работы являются:

- приобретение навыков выполнения разработки автоматизированной системы управления, навыков выбора и использования технических и программных средств управления, математического аппарата и программного обеспечения SCADA-системы;
- приобретение знаний основ и принципа работы датчиков, первичных преобразователей, устройств контроля, протоколов и интерфейсов систем автоматизации, требований ГОСТ при разработке технической документации проектов;
- повышение квалификации в разработке инженерно-технической документации в электронной форме, а также использовании ресурсов глобальной сети для поиска проектных решений.

В данной работе выполнено описание разработки системы автоматизированного регулирования и контроля параметров технологического процесса резервуарного парка углеводородного сырья.

1 Техническое задание

1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП

Резервуарный парк НПЗ предназначен для приёма, хранения нефтепродуктов, поступающих с установки переработки нефти и дальнейшей отгрузкой нефтепродуктов.

1.2 Назначение системы

Назначением системы является модернизация АСУ ТП резервуарного парка НПЗ. АСУ ТП должна обеспечивать:

- автоматизированный контроль и управления в реальном масштабе времени технологическим процессом приема, хранения, отпуска нефтепродуктов;
- безопасность технологического процесса приема, хранения, отпуска нефтепродуктов;
- автоматического и дистанционного приведения 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 резервуара в безопасное состояние при выходе уровня за границы диапазона;
- контроль технологических параметров насосов нефти и нефтепродуктов.
- управления насосными агрегатами перекачки нефтепродуктов.

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;
- 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 $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$ и влажности не менее 80 % при температуре $35\text{ }^{\circ}\text{C}$.

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.

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 нефти в трубопроводе использовать датчик давления 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 нефти в резервуаре 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;
- 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 АС должно представлять собой совокупность математических методов, моделей и алгоритмов обработки информации, используемых при создании и эксплуатации АС и позволять

реализовывать различные компоненты АС средствами единого математического аппарата.

1.8 Требования к информационному обеспечению

По результатам проектирования должны быть представлены:

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

В состав информационного обеспечения должны входить:

- унифицированная система электронных документов, выраженная в виде набора форм статистической отчетности;
- распределенная структурированная база данных, хранящая систему объектов;
- средства ведения и управления базами данных.

2 Основная часть

2.1 Описание технологического процесса

Резервуарные парки в нефтяной промышленности используются достаточно широко. Они представляют собой настоящий комплекс всевозможной тары, предназначенной для хранения различных видов сырья, объединенного в продуктовые группы.

При хранении в одной группе резервуаров нескольких сортов нефтепродуктов должны быть предусмотрены отдельные коллекторы для приема и откачки каждого сорта нефтепродукта.

Каждый трубопровод должен иметь определенное обозначение, а запорная арматура — нумерацию. Обслуживающий персонал должен знать схему расположения трубопроводов, а также расположение задвижек и их назначение.

Функциональная схема резервуарного парка приведена в приложении А.

Таблица вход/выходных сигналов приведена в приложении Б.

2.1.1 Резервуарный парк

АСУ ТП резервуарного парка нефтепродуктов и узла перекачки нефти и мазута предназначена для автоматизации процесса приема, отпуска и перекачки нефти и мазута в резервуарном парке, автоматизации узла перекачки нефти и мазута, насосных. По каждому из 9 резервуаров парка производится измерение взлива нефтепродукта, гидростатического давления, температуры продукта внутри резервуара, а также производится сигнализация предельного уровня.

Автоматизированная система предназначена для реализации комплекса функций, которые обеспечивают оперативный контроль и

управление технологическим процессом приема/отпуска/перекачки нефтепродуктов, управляют и контролируют процесс перекачки нефтепродуктов через узел учета нефти и мазута, а также осуществляют управление/контроль входных и выходных материальных потоков, управляют подсистемой пожаротушения и контроля загазованности, а также обеспечивают управление станцией приготовления товарных мазутов.

По мере наполнения резервуара основная задвижка на входе в резервуар открыта, резервная задвижка закрыта, задвижки на выходе из резервуара закрыты. При опоражнении резервуара - наоборот. При текущем режиме работы основные задвижки приёма и отдачи открыты. Т.к. давление на входе больше, чем на выходе, то в текущем режиме работы резервуар наполняется сырьем. По ходу заполнения резервуара нужно следить за уровнем сырья, при преувеличении предельного значения открыть входную задвижку соседнего резервуара из состава подгруппы, а в наполненном резервуаре задвижку приёма закрывать. Резервная задвижка с ручным приводом используется в аварийном случае либо неисправности основной задвижки.

2.1.2 Насосная станция

В начале нефтепровода находится головная насосная станция, которая располагается вблизи нефтяного промысла или в конце подводящих трубопроводов, если один магистральный нефтепровод обслуживает несколько промыслов или один промысел, разбросанный на большой территории. Головная насосная станция отличается от промежуточного резервуарного парка объемом, равным двух-, трехсуточной пропускной способности нефтепровода. Если длина нефтепровода превышает 800 км, его разбивают на эксплуатационные участки длиной 400 - 800 км, в пределах которых возможна независимая работа насосного оборудования. С этой

целью промежуточные насосные станции на границах участков должны располагать резервуарным парком объёмом, равным 03 - 15 суточной пропускной способности трубопровода. Как головная, так и промежуточные насосные станции с резервуарными парками оборудуются подпорными насосами.

Подпорная насосная станция предназначена для забора нефти из магистрального нефтепровода или резервуарного парка и для подачи ее в магистральную насосную с напором до 90 м с целью обеспечения бескавитационной работы магистральных насосов. В зависимости от числа магистральных насосов в работе находится от одного до трёх подпорных насосов.

2.1.3 Узел учета и регулирования

Коммерческий узел учёта нефти и нефтепродуктов - это то, без чего не может обойтись ни одно предприятие, работа которого связана с использованием или поставками топлива.

Данное высокотехнологичное оборудование предназначено для контроля за качеством, расходом и состоянием нефти. Во время работы происходит сбор таких данных, как температура, давление и объем продукта. Благодаря коммерческим узлам учета нефти становится возможным составление отчетов за заданный период времени, например, суточный, недельный, месячный расход.

Кроме того, установленные в системе фильтры производят глубокую очистку нефти от примесей и загрязнения, что предотвращает возможную поломку оборудования из-за инородных частиц и повышает качество конечного продукта.

Узел учета нефти состоит из двух основных блоков: вычислительного оборудования и технической части. Первый предназначен для сбора и

обработки информации о состоянии продукта, второй же непосредственно контактирует с нефтью, прогоняя её через себя.

Технический блок включает в себя:

- механизм для забора контрольных образцов;
- датчики давления;
- фильтры;
- измерительные линии.

2.2 Выбор архитектуры АС

Существует огромное разнообразие датчиков (температуры, влажности, давления, потока, скорости, ускорения, вибрации, веса, натяжения, частоты, момента, освещенности, шума, объема, количества теплоты, тока, уровня и др.), которые преобразуют физическую величину в электрический сигнал. Если параметры сигнала не согласуются с параметрами входа аналого-цифрового преобразователя (АЦП) или не соответствует стандарту (например, входной величиной АЦП является напряжение в диапазоне 0...10 В, а датчик (термопара) имеет выходное напряжение в диапазоне от 0 до 1000 мВ), то используют измерительный преобразователь, который обеспечивает нормализацию сигнала датчика (приведение к стандартным диапазонам изменения, обеспечение линейности, компенсацию погрешности, усиление и т. п.). Измерительные преобразователи обычно совмещают с модулями аналогового ввода.

Измерительные преобразователи могут иметь встроенный АЦП или ЦАП (цифро-аналоговый преобразователь), а также микропроцессор для линеаризации характеристик датчика и компенсации погрешностей аналоговой части системы. В последнее время получили распространение цифровые датчики, объединяющие в себе первичный

преобразователь физической величины в электрический сигнал, измерительный преобразователь и АЦП. [1]

Профили нашей АС будут включать в себя:

- прикладное ПО;
- среда;
- профиль информационной защиты;
- профиль инструментальных средств.

В качестве прикладного ПО будет использоваться непосредственно открытая готовая к использованию SCADA–система Infinity производства компании ЭлеСи. Профиль среды будет базироваться на операционной системе Windows 10 производства компании Microsoft. Профиль защиты информации будет включать в себя стандартное средство защиты Windows «Защитник Windows» производства так же Microsoft. Профиль инструментальных средств будет базироваться на среде OpenPCS.

Простейший вариант автоматизированной системы с одним компьютером и одним устройством ввода и вывода показан на рисунке 1.

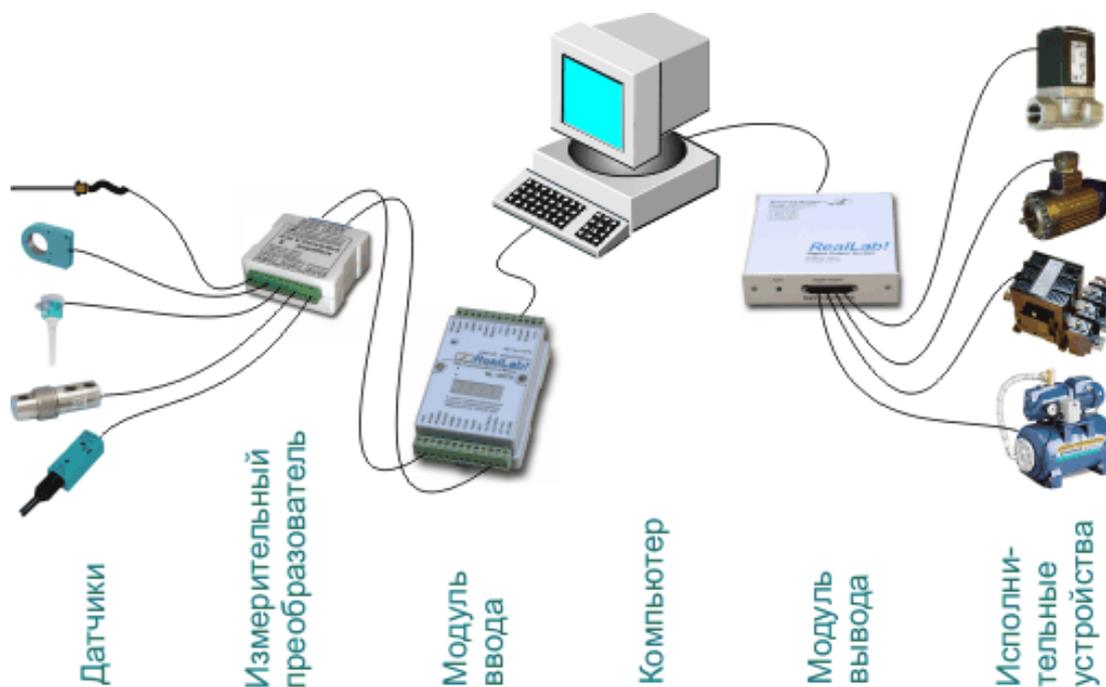


Рисунок 1 – Простейший вариант автоматизированной системы с одним компьютером и одним устройством ввода и вывода

Модель архитектуры АС делит ПО на два уровня:

- полевой уровень (внешняя среда);
- верхний уровень (прикладное ПО).

Уровни взаимосвязаны между собой непосредственно через интерфейсы.

Верхний уровень: SCADA–система, СУБД и HMI.

Система на базе OPC UA может содержать множество клиентов и серверов. Каждый клиент может работать параллельно с несколькими серверами и каждый сервер может обслуживать нескольких клиентов. Пользовательское приложение (например, SCADA) может создавать комбинированные группы клиентов и серверов для ретрансляции сообщений, которыми оно обменивается с другими клиентами и серверами.

На рисунке 2 показана структура сервера в формате стандарта OPC UA.

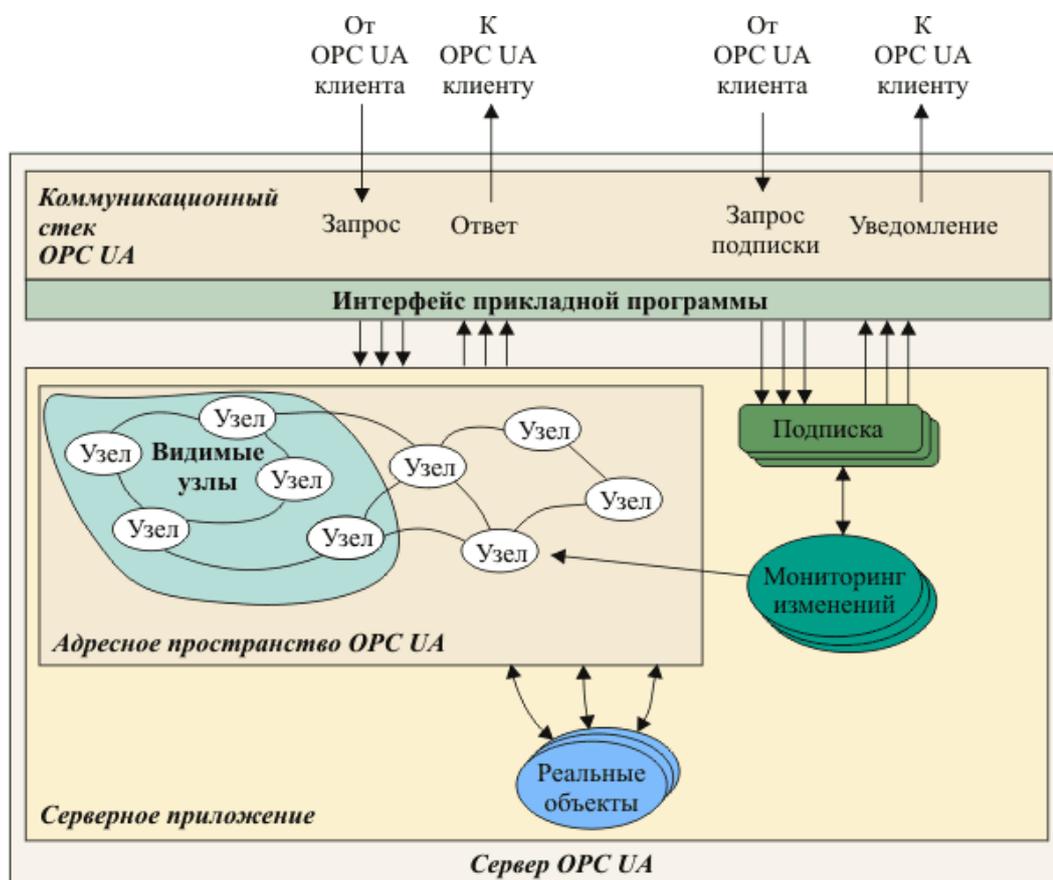


Рисунок 2 – Структура сервера в формате стандарта OPC UA

Датчики и исполнительные механизмы связаны со SCADA-системой посредством HART-протокола.

Применяется смещенный диапазон 4-20мА, то есть наименьшее значение сигнала (например, 0) соответствует току 4мА, а наибольшее - 20мА. Таким образом, весь диапазон допустимых значений занимает 16 мА. Нулевое значение тока в цепи означает обрыв линии и позволяет легко диагностировать такую ситуацию.

Интерфейс аналоговой токовой петли позволяет использовать разнообразные датчики (давления, потока, кислотности и т. д.) с единым электрическим интерфейсом. Также данный интерфейс может использоваться для управления регистрирующими и исполнительными устройствами.

Основное преимущество токовой петли (по сравнению с более дешёвой параметрической передачей напряжением) — то, что точность не зависит от длины и сопротивления линии передачи, поскольку управляемый источник тока будет автоматически поддерживать требуемый ток в линии. Такая схема позволяет запитать датчик непосредственно от линии передачи. Несколько приёмников можно соединять последовательно, источник тока будет поддерживать требуемый ток во всех одновременно (согласно закону Кирхгофа). Но если в цепи появятся утечки, работа токовой петли нарушится, и средствами реализации самой токовой петли это не обнаруживается.

Доступ к устройствам полевого уровня осуществляется по стандарту PROFINET. Данный стандарт имеет поддержку почти всех существующих сетей полевого уровня (Ethernet, AS-i, CAN, LonTalk, MOST, DeviceNet, PROFIBUS PA и пр.).

Формирование отчётов, информационный обмен данными в АС реализован посредством ODBC-интерфейса, с помощью которого возможно одинаково оперировать с различными источниками данных.

Основными OPC-стандартами являются:

- OPC DA (Data Access), обеспечивает обмен данными с устройствами (ПЛК) или программными компонентами (SCADA-система);
- OPC AE (Alarms & Events), содержит в себе функцию уведомления по требованию о разных событиях. Например, аварийные случаи, действия оператора-диспетчера, информационные сообщения и др.;
- OPC DX (Data eXchange), предоставляет функции обмена данными между OPC-серверами через Ethernet-сеть. Основная функция - генерирование шлюзов обмена данными между устройствами и программами разных производителей;

Профиль среды содержит стандарт транспортного уровня протокола Ethernet 802.3, средства сопряжения разрабатываемой системы с сетями передачи данных через интерфейс RS-485.

Профиль защиты информации выполняет функцию реализации политики безопасности информации. Функциональная область защиты информации включает в себя разные компоненты системы:

- функция защиты, реализуемая операционной системой;
- функция защиты от несанкционированного доступа на уровне программного обеспечения промежуточного слоя;
- функция управления данными СУБД;
- функция защиты программных средств (средства защиты от вирусов, угроз, шпионского ПО и т.п.);
- функция защиты информации при текущем обмене данными в назначенных системах автоматизации;
- функция администрирования и управления средствами безопасности.

Основным документом в области защиты информации в назначенных системах являются рекомендации X.800, принятые МККТТ (сейчас ССИ-ТТ) в 1991 году. Перечень данных рекомендаций составляет профиль защиты

информации в системе с учетом распределения функций по уровням концептуальной модели системы.

Профиль инструментальных средств отражает непосредственно решения выбора топологии, технологии создания, сопровождения, а также развития системы. Функциональная область профиля инструментальных средств представляет собой функции централизованного администрирования и управления:

- контроль производительности и непосредственно правильное корректное функционирование системы;
- управление конфигурацией прикладного ПО, размножение версий;
- доступ пользователей к ресурсам системы и управление их конфигурацией;
- перенастройка приложений в связи с изменениями непосредственно прикладных функций системы;
- настройка пользовательского интерфейса (экранные формы, графики и отчеты);
- ведение баз данных непосредственно самой системы;
- восстановление полной работоспособности данной системы после произошедших сбоев, ошибок или аварий.

2.3 Разработка структурной схемы АС

При разработке проекта автоматизации сначала необходимо решить несколько задач, а именно с каких мест те или иные участки объекта будут управляться, где будут размещаться пункты управления, диспетчерские и операторские рабочие места, помещения для обслуживающего персонала, определить должную взаимосвязь между ними, т. е. необходимо построить структуру управления. Структура управления – это совокупность всех частей АС, на которые она делится по определенному признаку, а также пути

передачи взаимодействий между ними. Для этого необходимо составить структурную схему управления, т.е. графическое изображение структуры управления. Полная структура управления разрабатывается проектной организацией. Исходные данные для выбора структуры управления и ее иерархии с требуемой степенью детализации оговариваются заказчиком при выдаче задания на проектирование.

Выбор структуры управления для АС напрямую оказывает влияние на эффективность её работы, снижает относительную стоимость самой системы управления, а также влияет на уровень надёжности, ремонтоспособности и т.д.

Двухуровневая структура системы управления изображена схематично в приложении В.

Полевой уровень состоит из первичных устройств и исполнительных механизмов:

- датчики-сигнализаторы уровня;
- датчики температуры с показанием и регистрацией значений;
- датчики вибрации;
- уровнемеры;
- расходомеры;
- исполнительные механизмы (задвижки с электрическим приводом).

Верхний уровень состоит из коммуникационного контроллера, который выполняет функцию концентратора компьютеров на АРМ оператора и сервера БД, объединённых непосредственно в сеть Ethernet. На компьютерах рабочего персонала установлена ОС Windows 10 производства компании Microsoft и программное обеспечение INFINITY SCADA производства компании ЭлеСи.

Обобщенная структура управления АС изображена в приложении Г.

Информация с первичных устройств полевого уровня поступает к коммуникационному ПЛК на верхний уровень управления.

Информация с коммуникационного ПЛК направляется в сеть диспетчерского пункта.

Диспетчерские пункты на местах содержат несколько станций управления и контроля, представляющих собой АРМ оператора. Также в ДП установлен сервер базы данных, который накапливает и хранит информацию о ходе технологических процессов. Компьютерные экраны оператора необходимы для отображения хода технологического процесса в целях безопасности и оперативного управления непосредственно в режиме реального времени.

Все приборные ресурсы системы управления объединены между собой каналами связи. Нижний уровень с датчиками и исполнительными механизмами взаимодействует с коммутационным ПЛК. Связь между ними осуществлена на базе интерфейса Ethernet.

Связь АРМ оперативного персонала между собой, а также с коммуникационным ПЛК верхнего уровня также осуществлена посредством сети Ethernet.

2.4 Функциональная схема автоматизации

Схема автоматизации при разработке АСУТП является своеобразной объединенной функциональной схемой технологического объекта управления, охватывающей так называемое «полевое оборудование» нижнего уровня системы и показывающей его связи с приборами, средствами управляющей вычислительной техники и пунктами контроля и управления более высокого уровня.

Схема автоматизации разрабатывается в целом на технологический объект управления ТОУ АСУТП или на отдельную инженерную систему

(электроснабжение, теплоснабжение, вентиляция и т. п.) или часть технологической/инженерной системы, процесса и операции: линию, участок, блок, установку, агрегат.

В соответствии с техническим заданием были выполнены два варианта функциональных схем автоматизации:

- по ГОСТ 21.208–13 и ГОСТ 21.408–13;
- по Стандарту ANSI/ISA S5.1. «Instrumentation Symbols and Identification».

2.4.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408–13

Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408–13 изображена в приложении Д. На схеме приведён один из трёх контуров углеводородного сырья (бензин), а также выделены каналы измерения (1–9, 11, 12) и каналы управления (10,13). Контур 12, 13 реализуют автоматическое поддержание значения расхода на отдачу сырья посредством узла регулирования.

2.4.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA

Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA S5.1 приведена в приложении Е. Согласно данной схеме реализуются следующие процедуры:

- измерение значений давления в нагнетательном и всасывающем трубопроводе и показание аварийных значений;
- измерение значений температуры обмоток электродвигателей насосных агрегатов, показание аварийных значений, и отключение в случае превышения максимально допустимого значения;

- измерение значений вибрации корпуса электродвигателя насосных агрегатов, показание аварийных значений и его отключение в случае превышения максимально допустимого значения.

2.5 Разработка схемы информационных потоков РП

Схема информационных потоков подразделяется на три уровня:

- нижний;
- средний;
- верхний.

Нижний уровень осуществляет контроль технологических параметров процессов и непосредственное управление технологическим оборудованием и агрегатами.

На нём реализуются такие возможности современных АС, как автоматический пуск и остановка оборудования с целью предотвращения аварийных ситуаций и гибели человека.

Контроллер, расположенный на нижнем уровне, обеспечивает первичную обработку информации, которая поступает с датчиков и исполнительных механизмов, а также отслеживает нарушение заданных параметров технологических процессов или их соответствие заданным величинам.

Контроль производственных процессов и их параметров (вес компонентов смеси, расход, давление, частота вращения двигателя и др.) осуществляется комплексом датчиков. Сигналы от датчиков поступают в соответствующий контроллер, в котором происходит сравнение параметров сигналов с запрограммированными параметрами.

Раньше большинство контроллеров не имело собственных средств визуализации. Принцип их работы базировался на релейно-контактных схемах. Различия между контроллерами принципиально основаны на

встроенном языке программирования и дополнительных функциях аппаратной части.

В зависимости от показаний датчиков, контроллер передает сигнал на другие компоненты системы для выполнения требуемых операций. Последовательность прохождения сигнала основана на ПО нижнего уровня АС. В то же время информация поступает и на верхний уровень АС для дальнейшего анализа операторами, визуализации и, при необходимости, вмешательства диспетчера в технологический процесс.

Верхний уровень АС открывает широкие возможности визуализации и взаимодействия системы с человеком (диспетчером, оператором). В первую очередь, ПО и оборудование верхнего уровня реализуют информационные функции, такие как сбор, обработка, хранение и выдача информации по требованию оператора. При этом в систему поступает не только информация о параметрах технологических процессов, и моментах срабатывания автоматики безопасности, но и информация о внешнем вмешательстве обслуживающего персонала в работу агрегата. Кроме того, с помощью ПО верхнего уровня осуществляется дистанционное управление оборудованием и настройка параметров АС. Основой визуализации технологических процессов, которые происходят на предприятии, является централизованная система компьютеров и специализированных мониторов, зачастую с сенсорным управлением. На мониторах отображаются изменения параметров и этапы срабатывания оборудования, а также мнемосхемы и средства управления технологическим процессом. Количество параметров, частота изменения данных параметров, и другие параметры которые выводятся на мониторы, программируются индивидуально, в зависимости от потребностей данного производства.

Параметры в формате стандарта OPC:

- объём отпускаемого сырья, м³/ч;

- уровень сырья в резервуаре, мм;
- температура сырья в резервуаре, °С;
- давление во входном трубопроводе, МПа;
- давление выходного коллектора, МПа;
- температура обмоток двигателя насоса, °С;
- вибрация корпуса насоса, Гц.

Каждый компонент контроля и управления имеет свой опознаватель (ТЕГ), состоящий из символьной строки определённой длины. Общая структура шифра имеет следующий вид:

AAA_BBB_CCCC_DDDD,

Где

- AAA – код параметра 3 символа:
 - TEM температура,
 - DAV – давление,
 - RAS – расход,
 - URV – уровень,
 - VIB – вибрация,
 - UPR – сигнал управления,
- BBB – код технологического объекта - 3 символа:
 - R11, R12, R13, R21, R22, R23, R31, R32, R33 – резервуар PBC–1/1, PBC–1/2, PBC–1/3, PBC–2/1, PBC–2/2, PBC–2/3, PBC–3/1, PBC–3/2, PBC–3/3;

- DVG – электродвигатель насосного агрегата;
- KRP – корпус насосного агрегата;
- N11, N12, N21, N22, N31, N32 – насосные агрегаты НА–1/1, НА–1/2, НА–2/1, НА–2/2, НА–3/1, НА–3/2;
- VSA – всасывающий коллектор насосной станции;
- NGN – нагнетательный коллектор насосной станции;
- K34, K38, K42 – регулятор давления К–34, К–38, К–42;
- UUN – узел учета нефтепродуктов;
- UZR – узел регулирования;
 - CCCC – код уточнения, может принимать не более 4 символов:
 - BENZ – бензин;
 - DIZT – дизельное топливо;
 - MAZT – мазут.
 - DDDDD – код примечания, может принимать не более 5 символов:
 - REGUL – регулирование;
 - AVARH – верхняя аварийная сигнализация;
 - PREDH – верхняя технологическая сигнализация;
 - PREDL – нижняя технологическая сигнализация.

Знак подчеркивания «_» в данной структуре выполняет функцию отделения одной части идентификатора от другой и не имеет другого смысла.

Историческая подсистема накапливает информацию обо всех изменениях режима работы и непосредственно технологических параметров для получения сигналов с заранее заданной детальностью. Данные накапливаются в БД при помощи модуля истории SCADA-системы. Данные, существующие за последние три месяца, для реализации необходимой дискретности (прерывности) прореживаются.

2.6 Выбор средств реализации АС

Выбор инструментального средства разработки автоматизированной системы – актуальная задача, которая объясняется наличием определенных эксплуатационных требований к этим системам, к их качеству, стоимости, скорости разработки и внедрения. Современный рынок программного обеспечения, предназначенного для разработки, развертывания и поддержки программной продукции, изобилует большим количеством таких пакетов, обладающих различными характеристиками. Среди всех характеристик можно выделить несколько базовых (например, стоимость, надежность и назначение генерируемого кода, реализованные технологии, скорость разработки и т. д.), по которым данные средства можно классифицировать. С другой стороны, при создании автоматизированной системы очень важно учитывать специфику автоматизированной области, которая накладывает существенные ограничения на применение при разработке того или иного инструментального средства и технологий программирования. В этих условиях принятие решения при выборе средств разработки является нетривиальной проблемой, требующей наличия определенной методической основы.

Для реализации методики выбора целесообразно выделить критерии, по которым будут оцениваться инструментальные средства. Опыт использования таких средств показывает, что основными критериями при их выборе будут следующие:

- устойчивость (стабильность работы в процессе эксплуатации) генерируемого инструментальными средствами программного кода;
- технологичность процесса разработки (уровень реализации современных технологий создания программного обеспечения):

- удобство использования (включает в себя простоту освоения и запоминания операций системы, субъективную удовлетворенность при эксплуатации системы);
- наличие в инструментальном средстве эффективных механизмов коммуникации с базами данных (реализованных в виде дополнительных библиотек функций, визуальных компонентов, драйверов);
- стоимость инструментального средства.

2.6.1 Выбор контроллерного оборудования РП

Программируемый логический контроллер используется практически во всех сферах человеческой деятельности: для автоматизации технологических процессов, в системах противоаварийной защиты и сигнализации, в станках с ЧПУ, для управления дорожным движением, в системах жизнеобеспечения зданий, для сбора и архивирования данных, в системах охраны, в медицинском оборудовании, для управления роботами, в системах связи, при постановке физического эксперимента, для управления космическими кораблями, для автоматизации испытаний продукции и т. д. На фоне непрекращающейся конкурентной борьбы, на рынке автоматизации между отечественными и западными производителями все большую активность проявляют компании из юго-восточной Азии.

В таблице 1 приведена сравнительная характеристика производителей контроллеров.

Таблица 1 Сравнительная характеристика производителей контроллеров

Наименование	Частота (быстродействие)	Объём памяти	Число входов и выходов	Стоимость	Производитель
Siemens	до 25 МГц	до 2-х Мбайт	24 входа и 16 выходов	26349 руб.	Германия
Omron	до 100 МГц	до 48 Мбайт	24 входа и 20 выходов	33028 руб.	Япония
Mitsubishi	до 20 МГц	1 Гбайт	До 512 вх/вых	15000 руб.	Япония

В условиях жесткой рыночной конкуренции поставщик более дорогого оборудования, как правило, начинает экономить или на комплектации системы (не применяется гальваническая развязка каналов, объем резервирования сокращается до не обеспечивающего устойчивость к единичному отказу, не выполняются требования по архивированию данных и т.п.) или на качестве реализации функций. Ценовой разрыв между лучшими российскими и импортными контроллерами остается значительным – цена контроллеров уже давно определяется не стоимостью электронных компонентов (даже в российских контроллерах она составляет менее 40 %), а стоимостью разработки, калибровки, тестирования и т.п.

ПЛК Mitsubishi Electric отличаются исключительно высоким качеством, вариативностью и гибкостью решений, широким спектром возможностей применения и высоким быстродействием. Основопологающим критерием выбора ПЛК будет являться его стоимость относительно других производителей.

Основным компонентом АС управления резервуарным парком будет являться ПЛК модель FX5U производства фирмы Mitsubishi (рисунок 3).



- Количество каналов ввода/вывода - 256 (включая сеть до 512).
- Встроенные аналоговые входы/выходы (2 аналоговых входа и 1 выход разрядностью 12 бит).
- Встроенный Ethernet и RS485 (без специального разъёма, на зажимных клеммах).
- Встроенные высокоскоростные однофазные счётчики: 6-8 каналов (в зависимости от модели) на 200 кГц и 2 канала на 10 кГц для небольших задач позиционирования без применения специальных модулей.
- Импульсный выход 200 кГц 4 канала (оси), для простой линейной и круговой интерполяции.
- ПИД-регулирование.
- Улучшена защита интеллектуальной собственности (программа на SD-карте защищена паролем от копирования).
- Удобные функции отладки и поиска ошибок в единой среде программирования GX Works.
- Крепление контроллера на DIN-рейку.

Чаще всего данный тип контроллеров применяется на уровне цехов машиностроительных заводов, агрегатов нефтеперерабатывающих, нефтехимических и химических производств, цехов предприятий пищевой промышленности, для управления газо- и нефтепроводами, электрическими сетями, транспортными системами.

Технические характеристики контроллера FX5U представлены в таблице 2.

Таблица 2 Технические характеристики контроллера FX5U

Показатель		Технические данные	
Температура окружающего воздуха	при эксплуатации	от 0 до 55 °С	
	при хранении		
Относительная влажность воздуха	при эксплуатации	5 - 90 %	
	при хранении		
Вибростойкость		Согласно IEC 61131-2 Число ударов: 10 раз по каждой из осей X, Y, Z (80 мин. по каждой оси)	
		Ускорение (частота)	Половинная амплитуда
	Монтаж на DIN- рейке	— (от 10 до 57 Гц) 4.9 м/с ² (от 57 до 150 Гц)	0.035 мм (от 10 до 57 Гц) —(от 57 до 150 Гц)
	Непосредственный монтаж	(от 10 до 57 Гц) макс. 9.8 м/с ² (от 57 до 150 Гц)	0.075 мм (от 5 до 9 Гц) —(от 9 до 150 Гц)
Помехоустойчивость		При использовании генератора помех: напряжение помехи – 1000 В (размах), длительность импульса помехи – 1 мкс, частота помехи – от 30 до 100 Гц	
Электрическая прочность		1.5 кВ переменного тока в течение минуты между клеммой заземления и	
		<ul style="list-style-type: none"> • выходной (релейной) клеммой • источника питания 	
		~500В в течение минуты между клеммой заземления и выходной (транзисторной) клеммой источника сервисного напряжения, подключенного к входной клемме (24 В постоянного тока)	
Сопротивление изоляции		Не менее 10 МОм по тестеру сопротивления изоляции 500 В постоянного тока (между отдельными клеммами и клеммой заземления)	
Заземление		Заземление (класс D, сопротивление заземления - 100 Ом) (Общее заземление с тяжелым электротехническим оборудованием не допускается.)	
Окружающая среда		Без агрессивных и воспламеняемых газов, без чрезмерной пыли	
Требования к месту монтажа		В панели управления	
Категория перенапряжения		II или менее	
Уровень загрязненности		2 или менее	
Класс оборудования		Класс 2	

Технические характеристики модуля ввода/вывода FX5-8AD представлены в таблице 3.

Таблица 3 Технические характеристики модуля FX5-8AD

Характеристика	Значение
Число каналов	8
Поддерживаемые типы датчиков	Напряжение: 0...10 В, 0...5 В, 1...5 В, -10...10 В Ток: 0...20 мА; 4...20 мА;
Диапазон измерений	Напряжение -10...10В Ток -20...20 мА
Погрешность	Напряжение $\pm 0,3\%$ Ток $\pm 0,3\%$
Габаритные размеры	50x90x102,2 мм

2.6.2 Выбор датчиков

2.6.2.1 Выбор расходомера

В процессе работы резервуарного парка необходимо проследивать количество отпущенного углеводородного сырья.

Сравнительная характеристика производителей расходомеров представлена в таблице 4.

Таблица 4 Сравнительная характеристика производителей расходомеров

Наименование	Исполнение	Выходной сигнал	Погрешность	Стоимость	Производитель
ИРВИКОН	IP56	4..20 мА	2-10%	44915 руб.	ИРВИС
MAGX2	IP67; IP68	4..20 мА	0,2%	72 494 руб.	Arkon
РОТЭКмер	IP56; IP65	4..20 мА	0,15%	50000 руб.	ИЦ ТехЭнергоКомп

Так как резервуарный парк является пунктом коммерческого учёта, необходимо учитывать такие факторы, как точность, изменение плотности и вязкости жидкости, влияние изменения температуры, поэтому для измерения объёмного расхода нефтепродуктов будем использовать двухроторный счётчик жидкости РОТЭКмер производства компании ИЦ ТехЭнергоКомп. (Рисунок 4).



Рисунок 4 – Расходомер РОТЭКмер

Двухроторный счётчик жидкости РОТЭКмер является прибором промышленного назначения, предназначен для технологических и коммерческих измерений, контроля и учёта объёмного расхода жидкостей, вязкость которых находится в диапазоне от 0,3 до 20000 мПа·с.

Принцип действия расходомера основан на вращении двух роторов, встроенных в чувствительный элемент прибора. При изменении значения проходного потока измеряемой среды меняется тактовая частота роторов. Сигнал подаётся на встроенный преобразователь и далее выводится в виде унифицированного токового сигнала 4...20 мА.

Счётчик жидкости РОТЭКмер используется в таких отраслях как нефтедобыча, нефтепереработка, нефтегазовая, нефтехимическая, металлургическая, энергетическая, фармацевтическая. Объёмный расходомер используется в стационарных технологических установках, наземных и водных подвижных средствах заправки и перекачки, в системах коммерческого и бытового учёта. Счётчик РОТЭКмер предназначен для измерения потока сырой нефти, нефтепродуктов (мазута, масла, дизельного топлива, печного топлива, бензина, керосина). Широкая гамма модификаций прибора РОТЭКмер позволяет использовать его в условиях российского

климата как внутри, так и снаружи помещений для определения расхода на стационарных или мобильных объектах. Счётчик РОТЭКмер устанавливается в систему трубопроводов посредством фланцевого соединения (резьбовое соединение только для D_y15 и D_y25). Расходомер может устанавливаться как на новых, так и на действующих трубопроводах, в трубопроводах, находящихся в условиях вибрации и в местах с повышенной влажностью. Изготовление роторов и корпуса из нержавеющей стали позволяет использовать счётчики РОТЭКмер для работы с коррозионными или химически агрессивными жидкостями. Счётчик жидкости РОТЭКмер предназначен для работы во взрывобезопасных и взрывоопасных условиях. РОТЭКмер имеет наглядный цифровой индикатор, причём, в базовой версии – это ЖК-дисплей (также механический индикатор или выносной электронный индикатор), а также вывод импульсных или токовых сигналов, цифровой выход Modbus. Счётчик жидкости обеспечивает цифровую индикацию результатов измерений количества нарастающим итогом, мгновенное значение расхода и общее значение расхода, прошедшего через прибор.

Технические характеристики РОТЭКмер представлены в таблице 5.

Таблица 5 Технические характеристики РОТЭКмер

Характеристика	Значение
Номинальный диаметр, мм	8, 15, 25, 40, 50, 80, 100, 150, 200, 250, 300, 400
Уровень потока, м ³ /ч	0.03 ... 1800
Вязкость агента, мПа·с	0,3 ... 20000
Погрешность измерений	0.15%, 0.25%, 0.5%
Номинальное давление, МПа	1.6, 2.5, 4.0, 6.4
Температура измеряемой среды, °С	-40...+60, -20...+80, 0...+150, 0...+250
Температура окружающей среды, °С	-40 ... +70
Класс взрывобезопасности	ExdIICT4
Материал датчика (корпус, роторы)	Сталь 25 / Нержавеющая сталь 304(316)
Влажность	< 85% (работы) < 95%(хранения)
Класс пылевлагозащиты	IP56, IP65

Таблица 7 Технические характеристики датчика давления DMP 330H.

ДИАПАЗОНЫ ДАВЛЕНИЯ	
Номинальное давление PN изб. [бар]	0..160 160
Максимальная перегрузка Pmax [бар]	4...400 400
ВЫХОДНОЙ СИГНАЛ	
Выходной сигнал	4...20 мА / 2-пров. исполнение / Дополнительно: 0...10 В / 3-пров. исполнение
Напряжение питания	12...36 В постоянного тока
Сопротивление нагрузки	Токовый выход, 2-пров. исполнение: $R_{max} = [(U_B (В) - 12 В) / 0,02]$ Ом Вольтовый выход, 3-пров. исполнение: $R_{min} = 10$ кОм
ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Основная погрешность	$\leq \pm 1\%$ ДИ ¹⁾
Диапазон термокомпенсации [°C]	-25...85
Время отклика (10...90%)	≤ 1 мсек
ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ДИАПАЗОН	
Измеряемая среда [°C]	-25...125
Электроника / компоненты [°C]	-25...85
Хранение [°C]	-40...80

Продолжение таблицы 7

УСТОЙЧИВОСТЬ К МЕХАНИЧЕСКИМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ	
Вибростойкость	10 g / 20...2000 Гц
Ударопрочность	100 g / 11 мс
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ПРИСОЕДИНЕНИЕ	
Стандартное исполнение - IP65	Разъем DIN 43650
Дополнительно - IP 67	Дополнительно: кабельный ввод, включая 2 м кабеля
МЕХАНИЧЕСКОЕ ПРИСОЕДИНЕНИЕ	
Стандартное исполнение	G 1/2" DIN 3852 / G1/2 EN837 / M20x1,5 DIN3852
КОНСТРУКЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ	
Корпус, штуцер	Нержавеющая сталь 1.4305
Уплотнение	FKM ²⁾ / NBR ³⁾ - для давлений ≥ 100 бар
Мембрана	Керамика Al ₂ O ₃
Контактирующие со средой части	Штуцер, уплотнение, мембрана
Вес	150 г
Установочное положение	Любое
Срок службы	$> 100 \times 10^6$ циклов нагружения

Давление воздействует на мембрану, преобразуется посредством встроенного преобразователя в соответствующий электрический сигнал. Габаритные размеры и присоединения представлены на рисунке 6.

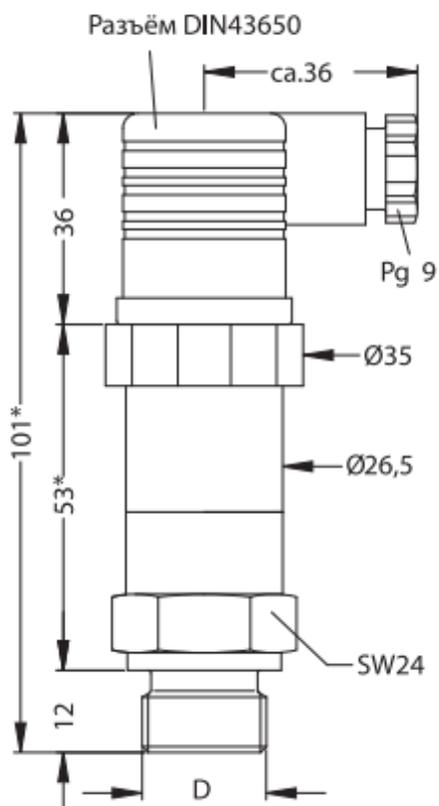


Рисунок 6 – Габаритные размеры и присоединения
2-х проводная схема подключения представлена на рисунке 7.

2-проводное исполнение:
4...20 мА

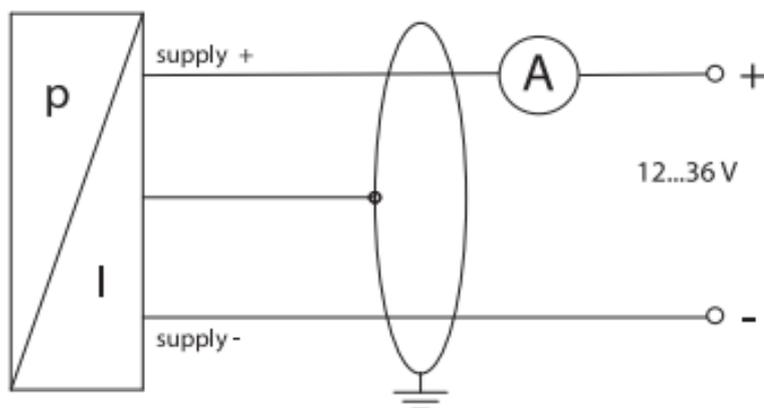


Рисунок 7 – Подключение датчика DMP 330H по 2-х проводной схеме

2.6.2.3 Выбор датчика температуры

В таблице 8 представлена сравнительная характеристика производителей датчиков температуры.

Таблица 8 Сравнительная характеристика производителей датчиков температуры

Наименование	Исполнение	Выходной сигнал	Погрешность	Стоимость	Производитель
Rosemount 644	IP65, IP68	4..20 мА	0,15%	20000 руб.	Emerson
дТС-хх5	IP54	4..20 мА	1%	598 руб.	ТеплоПрибор
TE2	IP65, IP67	4..20 мА	0,1%	166 руб.	РусАвтоматизация

Измерять температуру в резервуарах с нефтью и углеводородным сырьем будем посредством датчика температуры TE2 производства РусАвтоматизация (рисунок 8) исходя из соображений экономии материальных средств с сохранением требуемых атрибутов.



Рисунок 8 – Датчик температуры TE2

Датчик температуры TE-2 представляет собой компактный программируемый датчик для непрерывного контроля температуры в промышленных процессах.

Датчики выполняются в строгом соответствии с требованиями международных стандартов и позволяют применять их в промышленных процессах, как в агрессивных средах, так и в средах, критичных к влиянию посторонних веществ на ход процесса или качество конечного продукта. Корпус датчика выполняется из нержавеющей стали AISI304 (1.4301), материал частей, контактирующих со средой - AISI316 или ПЭЭК. Зонд прибора диаметром 6 мм по требованию пользователя может выполняться длиной до 3000 мм. Для повышения чувствительности диаметр зонда может быть выполнен диаметром до 4 мм или 3 мм. В зависимости от разъёма электрического присоединения класс защиты изменяется от IP67 до IP65.

Опционально датчик комплектуется рядом аксессуаров, облегчающих монтаж на технологическое оборудование, и кабелями с разъёмами различного исполнения.

Технические характеристики датчика температуры TE2 приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики TE2

Характеристика	Значение
Исполнение	• Ø 18 мм
Материал	• Нержавеющая сталь, AISI 304 (1.4301)
Электрическое соединение	• Разъём M12x1, 4pin • Разъём DIN 43650
Технологическое присоединение и зонд	• Нержавеющая сталь, AISI 316L (1.4404) и/или ПЭЭК Natura
Диаметр зонда Длина зонда	• Ø6 мм (опционально с переходом на Ø3 или Ø4 мм) • До 3000 мм
Температура окружающей среды	• -40...+125°C (для Pt100) • -40...+85°C (для версии с преобразователем 4...20mA)
Температура среды измерения	• -50...+250°C
Класс защиты	• IP67 (для разъёма M12x1, 4pin) • IP65 (для разъёма DIN 43650)
Влажность	• Относительная влажность < 100 %
Вибрация	• Испытание GL 2
Выходной сигнал	• Pt100 (4-х проводный) • 4...20 мА(2-х проводный)

Макс. погрешность выходного сигнала	• <0,1% интервала сигнала (0,016 мА)
Диапазон	• от -40...+250°C (программируется)
Минимальный интервал Задержка выходного сигнала	• 25°C • 0...30 сек (программируется)
Питание	• 8...35 В пост. тока
Защита	• Защита от смены полярности
Возможность программирования	• Программатором FlexProgrammer 9701

Схема электрических внешних соединений показана на рисунке 9.

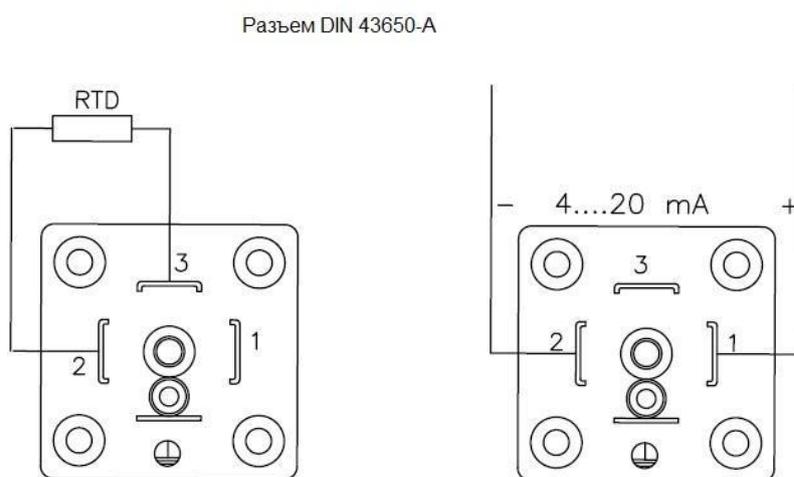


Рисунок 9 – Схема внешних электрических соединений
Габаритные присоединительные размеры показаны на рисунке 10.



Рисунок 10 – Габаритные присоединительные размеры

2.6.2.4 Выбор уровнемера

При текущем технологическом процессе необходимо осуществлять непрерывный контроль за уровнем продукта в нём. Высота резервуаров равна 12 000 мм.

В таблице 10 представлена сравнительная характеристика производителей уровнемеров.

Таблица 10 Сравнительная характеристика производителей уровнемеров

Наименование	Исполнение	Выходной сигнал	Погрешность	Стоимость	Производитель
Rosemount 5600	IP65, IP68	4..20 мА	0,15%	130000 руб.	Emerson
ЭХО-АС-01	IP65	4..20 мА	1%	98400 руб.	ТеплоПрибор
БАРС351И	IP65, IP67	4..20 мА	1%	80000 руб.	КОНТАКТ-1

Для измерения уровня будем использовать радарный уровнемер БАРС351И производства КОНТАКТ-1 (рисунок 11) исходя из его относительной стоимости и соответствия атрибутов.



Рисунок 11 – Уровнемер БАРС351И

Технические характеристики БАРС351И представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Технические характеристики БАРС351И

Характеристика	Значение
Напряжение питания	+18...36 В
Погрешность измерения	±1мм
Диапазон измерения	до 30 м
Потребляемая мощность, не более:	9 Вт
Непрерывный токовый выходной сигнал	4...20 мА
Два цифровых выхода	RS-485
Температура окружающей среды	-40 °С...+50 °С
Температура контролируемой среды	-40 °С...+100 °С
Давление в объекте контроля	до 1,6 МПа
Относительная влажность	до 95% (при 35 °С)
Вибрационные нагрузки	5...80 Гц, 1 g

Радарный уровнемер БАРС351И предназначен для непрерывного бесконтактного высокоточного измерения уровня различных жидких сред: светлые нефтепродукты, нефть и темные нефтепродукты, любые жидкости (как проводящие, так и непроводящие) в технологических и товарных резервуарах, в том числе и в емкостях, находящихся под избыточным давлением, как автономно, так и в составе систем коммерческого учета.

Конструкция прибора позволяет осуществлять (при необходимости) отсоединение блока обработки без демонтажа антенно-волноводной системы, т.е. без разгерметизации резервуара.

Радарный уровнемер БАРС351И представляет собой радиоволновый дальномер с непрерывным излучением. Блок обработки формирует радиосигнал с периодической линейной модуляцией частоты, излучаемый антенной в направлении контролируемой среды. Радиоволна проходит через свободное пространство, отражается от поверхности контролируемой среды, распространяется в обратном направлении, принимается антенной и вновь поступает в блок обработки, где взаимодействует с сигналом, излучаемым в данный момент времени. Сигнальный процессор производит спектральную

обработку измерительного сигнала и выполняет вычисление текущего уровня, которое преобразуется в цифровой код и аналоговый токовый сигнал и передается по линиям информационной связи на внешние устройства.

Устройство уровнемера БАРС351И показано на рисунке 12.

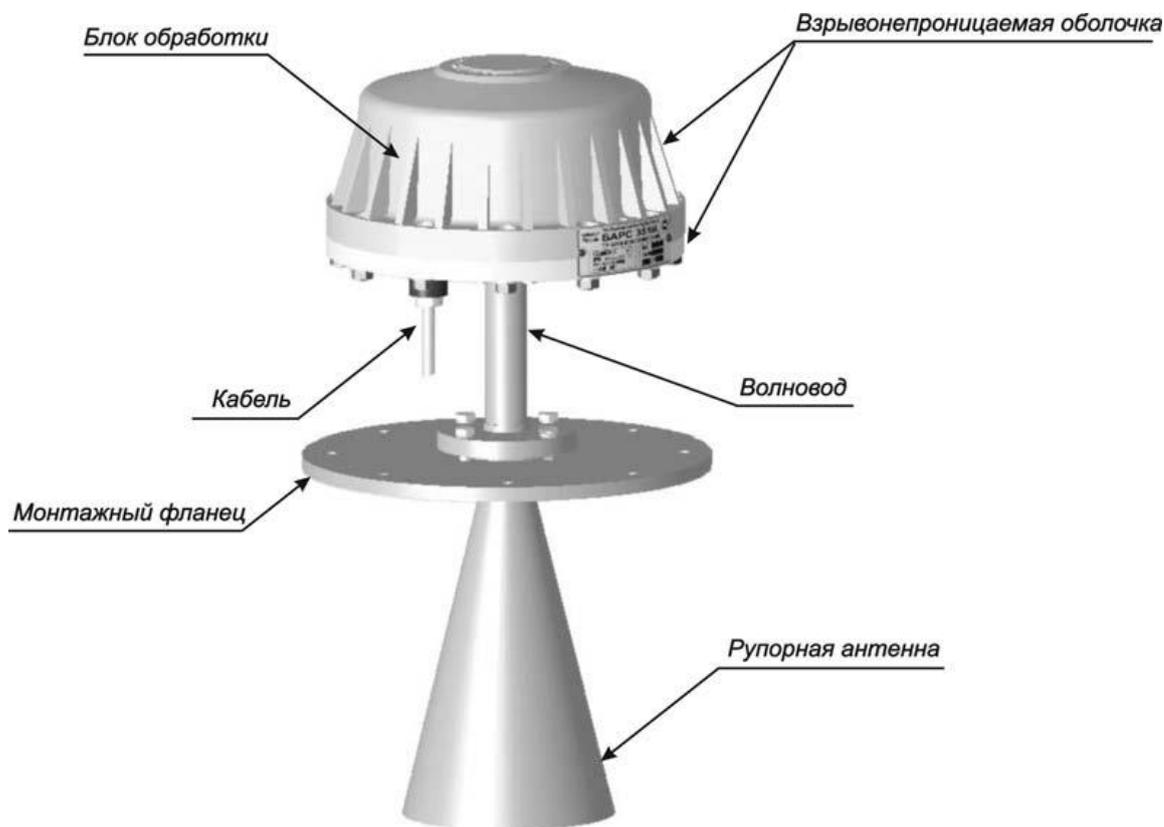


Рисунок 12 – Устройство уровнемера БАРС351И

Радарный уровнемер БАРС351И представляет собой радиоволновый дальномер с непрерывным излучением. Блок обработки формирует радиосигнал с периодической линейной модуляцией частоты, излучаемый антенной в направлении контролируемой среды. Радиоволна проходит через свободное пространство, отражается от поверхности контролируемой среды, распространяется в обратном направлении, принимается антенной и вновь поступает в блок обработки, где взаимодействует с сигналом, излучаемым в данный момент времени. Сигнальный процессор производит спектральную обработку измерительного сигнала и выполняет вычисление текущего

уровня, которое преобразуется в цифровой код и аналоговый токовый сигнал и передается по линиям информационной связи на внешние устройства.

Прибор обеспечивает высокую точность измерения и стабильность показаний независимо от воздействия дестабилизирующих факторов (широкий диапазон температур, агрессивный характер контролируемого продукта и окружающей среды, испарения или запыленность внутри резервуара).

Прибор относится к взрывозащищенному электрооборудованию уровня «взрывобезопасный».

Взрывобезопасность прибора обеспечивается за счет:

- заключения токоведущих частей во взрывонепроницаемую оболочку со щелевой взрывозащитой в местах сопряжения деталей и узлов взрывонепроницаемой оболочки, способную выдержать давление взрыва и исключить передачу взрыва в окружающую взрывоопасную среду. Прочность взрывонепроницаемой оболочки подтверждается результатами испытаний;
- ограничения температуры нагрева наружных частей оболочки значением 135 °С;
- уплотнения кабеля в штуцере герметизирующей заливкой по ГОСТ 30852.1-2002 (МЭК 60079-1:1998);
- предохранения от самоотвинчивания резьбовых соединений, крепящих детали средств взрывозащиты прибора;
- наличия предупредительной надписи на взрывонепроницаемой оболочке “Открывать, отключив от сети”.

Характеристики надёжности: наработка на отказ не менее 67000 часов и срок службы 14 лет.

Габаритные и присоединительные размеры радарного уровнемера БАРС351И представлены на рисунке 13.

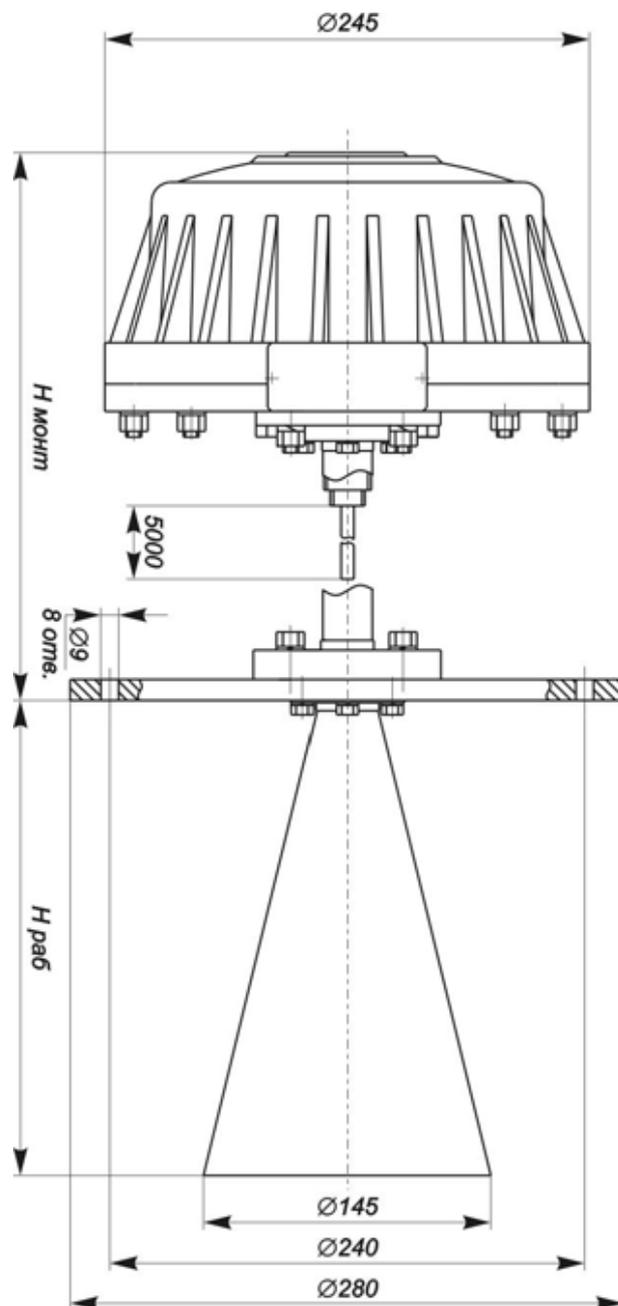


Рисунок 13 – Габаритные и установочные размеры БАРС351И

2.6.2.5 Выбор датчика-сигнализатора уровня

В течение технологического процесса существует вероятность очень быстрого наполнения резервуаров. Для этого необходимо предусмотреть датчик-сигнализатор предельных нижнего и верхнего уровней. Кроме аварийных сигналов, должна быть предусмотрена подача технологических сигналов нижнего, а также верхнего предельных уровней.

В таблице 12 представлена сравнительная характеристика производителей датчиков-сигнализаторов уровня.

Таблица 12 Сравнительная характеристика производителей датчиков-сигнализаторов уровня

Наименование	Исполнение	Выходной сигнал	Стоимость	Производитель
СУР-10	IP68	4..20 мА	35900 руб.	ЗАО «Альбатрос»
РИЗУР-900	IP68	4..20 мА	20000 руб.	НПО Ризур
СУПТ202Ех	IP66	4..20 мА	15000 руб.	Элемер

Будем использовать сигнализатор уровня СУПТ202Ех производства компании Элемер (рисунок 14) исходя из соображений экономии материальных средств и соответствия заданным атрибутам.



Рисунок 14 – Сигнализатор уровня СУПТ202Ех

Прибор состоит из чувствительного элемента и корпуса с электроникой, оснащённого индикацией. Чувствительный элемент представляет собой единую конструкцию двух миниатюрных терморезисторов и трубки зонда, выполненную из нержавеющей стали.

Один из терморезисторов (активный) изнутри постоянно подогревается стабильным электрическим током, одновременно охлаждаясь снаружи контролируемой средой. Чем выше теплопередача среды или скорость потока жидкости и газа, тем сильнее охлаждается терморезистор. В то же время температура другого (пассивного) терморезистора всегда устанавливается равной температуре контролируемой среды: от -50 до +150 °С.

Прибор определяет изменение разности температур между двумя терморезисторами и преобразует его в релейный выходной сигнал нарушения или управления.

Датчик не имеет движущихся частей, прост в установке и настройке, почти не требует обслуживания и надёжно работает в системах с самыми высокими требованиями качества и безопасности.

Диапазон скоростей потока:

- для жидких сред – 0,003 ... 2,5 м/с;
- для газообразных сред – 0,3 ... 150 м/с;

Выходы:

- два независимых канала с релейным выходом.

Взрывозащищённость: 1ExdПВТ5.

Технические характеристики сигнализатора уровня СУПТ202Ex показаны в таблице 13.

Таблица 13 – Технические характеристики сигнализатора уровня
СУПТ202Ex

Рабочие параметры контролируемых сред:	Значение
давление, МПа	16
температура, °С	-50...+150
Диапазон скоростей потока, м/с:	
для жидких сред	0,003...1,5
для газообразных сред	0,3...150
Нагрузка на контакты выходных реле при размыкании:	
напряжение, В, не более	250
ток, А, не более	1
мощность, В·А, не более	100

Точностные характеристики:	
пределы допускаемой основной абсолютной погрешности точки переключения при контроле уровня, мм	±2,5
пределы допускаемой основной приведенной погрешности точки переключения при контроле скорости потока, %	±4
Время установления выходных сигналов, с:	
после подачи электрического питания, не более	60
после контакта чувствительного элемента с контролируемой средой	0,5...5
Регулируемая задержка срабатывания выходных реле:	
- в диапазоне 1, с	0...60
- в диапазоне 2, мин	0...60
Напряжение питания	
постоянного тока, В	18...36
переменного тока (50 Гц), В	12...24
или переменного тока (50 Гц), В	197...242
Потребляемая от сети мощность, В·А, не более	5
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой, (ГОСТ 14254-96)	IP66
Климатические условия эксплуатации:	
температура окружающего воздуха, °С	- 40...+50
относительная влажность воздуха (при 35 °С), %, не более	95
Вибрационные нагрузки при эксплуатации (по требованию потребителя):	
диапазон частот, Гц	5...80
амплитуда ускорения, м/с ² (g)	9,8 (1)

2.6.2.6 Нормирование погрешности канала измерения

Различные средства измерения (измерительные приборы, преобразователи, датчики) обладают погрешностями, характер проявления которых может быть существенно различным: у одних погрешность практически аддитивная, у других – и аддитивная, и мультипликативная составляющие, у третьих зависимость погрешности от измеряемой величины оказывается еще более сложной.

У каждого конкретного средства измерения имеется случайная и систематическая составляющие погрешности, причём их соотношение также может быть различным. Кроме того, условия работы даже однотипных средств измерений могут быть различными.

Для того, чтобы ориентироваться в метрологических свойствах конкретного средства измерения и заранее оценить погрешность, которую

внесёт данное средство измерения в конкретный результат, пользуются так называемыми нормированными значениями погрешности.

Под нормированным значением понимаются погрешности, являющиеся предельными для данного типа средства измерения. При этом, как систематическая, так и случайная составляющие погрешности отдельных экземпляров средств измерений одного и того же типа могут различаться, однако в целом для этого типа средства измерения погрешности не превосходят гарантированного значения.

Таким образом, нормируются основная и дополнительная погрешности. Именно эти границы основной погрешности, а также коэффициентов влияния и заносятся в паспорт каждого экземпляра средства измерения.

Правила, согласно которым назначаются эти границы, значения погрешностей, форма записи, иными словами, вся процедура нормирования погрешности средств измерений, основываются на системе стандартов, обеспечивающих единство измерений.

Нормирование погрешности выполняется в соответствии с документом РМГ 62–2003 «Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Оценивание погрешности измерений при ограниченной исходной информации» ВНИИМС Госстандарта.

Погрешность канала измерения расхода должна быть $<1\%$.

Разрешение и точность – это параметры, которые часто путают, когда речь идет о производительности АЦП. Разрешение – это количество разрядов, используемых при оцифровке входного сигнала. Например, 16-разрядный АЦП разбивает шкалу на 216 (65536) позиций выходного кода. Минимальный сигнал, который устройство может измерить, равен 1 разряду (МЗР – младший значащий разряд) или $1/65536$ доле напряжения прибора-шифратора. Точность АЦП характеризует, насколько близко фактический

выходной код совпадает с теоретическим для данного входного аналогового сигнала. Другими словами, это количество разрядов выходного кода, которые несут полезную информацию о входном сигнале. Точность АЦП может оказаться намного ниже разрешения из-за внутренних и внешних источников шума. В этом случае 4 младших значащих разряда – это случайный шум АЦП. Часто динамический диапазон преобразователя и его точность – это одно и то же.

Расчёт погрешности измерения расходомера производится, исходя из формулы

$$\delta_1 \leq \sqrt{\delta^2 - (\delta_2^2 + \delta_3^2 + \delta_4^2 + \delta_5^2 + \delta_6^2)}, \quad (1)$$

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

δ_2 – погрешность передачи канала измерений;

δ_3 – погрешность АЦП;

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

Погрешность, вносимая шестнадцатиразрядным АЦП, рассчитывается согласно:

$$\delta_3 = \frac{1 \cdot 100}{2^{16}} = 0,001 \%. \quad (2)$$

Погрешность канала измерений согласно:

$$\delta_2 = \frac{1 \cdot 15}{100} = 0,15 \%. \quad (3)$$

Дополнительная погрешность влияния температуры окружающего воздуха:

$$\delta_4 = \frac{1 \cdot 27}{100} = 0,27 \% . \quad (4)$$

Дополнительная погрешность влияния температуры сырья (измеряемой среды), устанавливается согласно:

$$\delta_5 = \frac{1 \cdot 27}{100} = 0,27 \% . \quad (5)$$

Дополнительная погрешность, вызванная электропроводностью сырья (измеряемой среды), устанавливается согласно:

$$\delta_6 = \frac{1 \cdot 8}{100} = 0,08 \% . \quad (6)$$

Следовательно, допустимая погрешность расходомера не должна превышать

$$\delta_1 \leq \sqrt{1 - (0,001 + 0,0004 + 0,0729 + 0,0729 + 0,0064)} = 0,92 . \quad (7)$$

Таким образом, основная погрешность выбранного расходомера $0.5\% < 1\%$, прибор подходит для эксплуатации.

2.6.3 Выбор исполнительных механизмов

2.6.3.1 Выбор регулирующего клапана

Зачастую контрольные клапаны в нефтегазовой промышленности используют для регулирования давления, уровня, температуры и скорости потока. В некоторых случаях, если по длине контрольного клапана возникает достаточное падение давления, эти контрольные клапаны работают в режиме подсоса, или дросселирования.

Дросселирующий клапан может включать в себя конический центральный корпус, который расположен в выходном канале для текучей среды и который является в значительной степени коаксиальным с

центральной осью выходного канала для текучей среды, и который при этом образует канал для текучей среды с постепенно увеличивающейся площадью поперечного сечения в направлении потока, вследствие чего возникает вихрь с фактором закручивания, который стимулирует рост и слияние капелек сконденсированной текучей среды.

Клапаном может быть клапан Джоуля-Томпсона, имеющий трубчатый канал для текучей среды и корпус клапана, включающий в себя поршень, способный перемещаться в продольном направлении по выходному каналу для текучей среды, а перфорированный рукав может быть закреплен на поршне таким образом, что кольцеобразный выходной конец входного канала для текучей среды, частично охватывает перфорированный рукав. Когда корпус клапана находится в полностью открытом состоянии, часть текучей среды вынуждена протекать от входного канала для текучей среды через нерадиальные перфорации в перфорированном рукаве в выходной канал для текучей среды. Выбран метод дросселирования для регулирования давления в трубопроводе (рисунок 15).

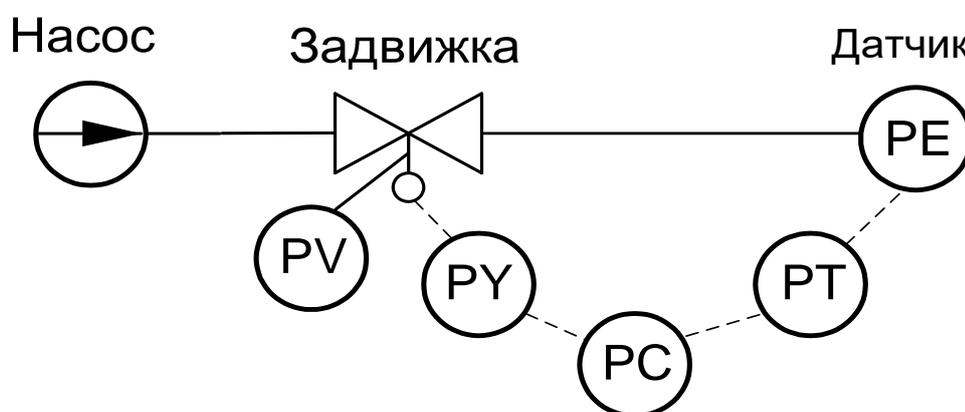


Рисунок 15 – Регулирующий контур давления

Для дросселирования не используют задвижку на всасывающем трубопроводе насоса. Дросселирование всасывающей задвижкой повышает сопротивление линии всасывания и может привести насос к режиму кавитации.

Регулирование напорной задвижкой удобно, так как с её помощью возможно оперативно изменять режим работы в зависимости от сложившихся обстоятельств, т. е. когда насос работает в переменном режиме. Если требуется определенная подача, то после остановки насос необходимо снова регулировать, выводя на требуемый режим работы. В таком случае применяют дроссельную шайбу, обеспечивающую постоянный перепад давления при текущем расходе.

Выбран регулирующие–отсечной конструкционный тип клапана.

Пропускная способность [2] C_v ($\text{м}^3/\text{час}$) рассчитывается по формуле:

$$C_v = Q_{\max} \sqrt{\frac{\Delta p_0}{\Delta p}} \cdot \sqrt{\frac{\rho}{\rho_0}}, \quad (8)$$

где Δp_0 – потеря давления в клапане (принимается равной $1 \text{ кгс}/\text{см}^2$);

Δp – изменение давления до и после клапана ($0,5 \text{ кгс}/\text{см}^2$);

ρ – плотность среды ($838 \text{ кг}/\text{м}^3$);

$\rho_0 = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3$ – плотность воды (в соответствии с определением значения K_v).

Q_{\max} – максимальный расход среды $480 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Расчётная пропускная способность клапана должна быть $>621 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Следовательно, присоединительный размер клапана к трубопроводу 200 мм .

Будем использовать клапан отсечной 22лс979нж производства ПромАрт (рисунок 16).

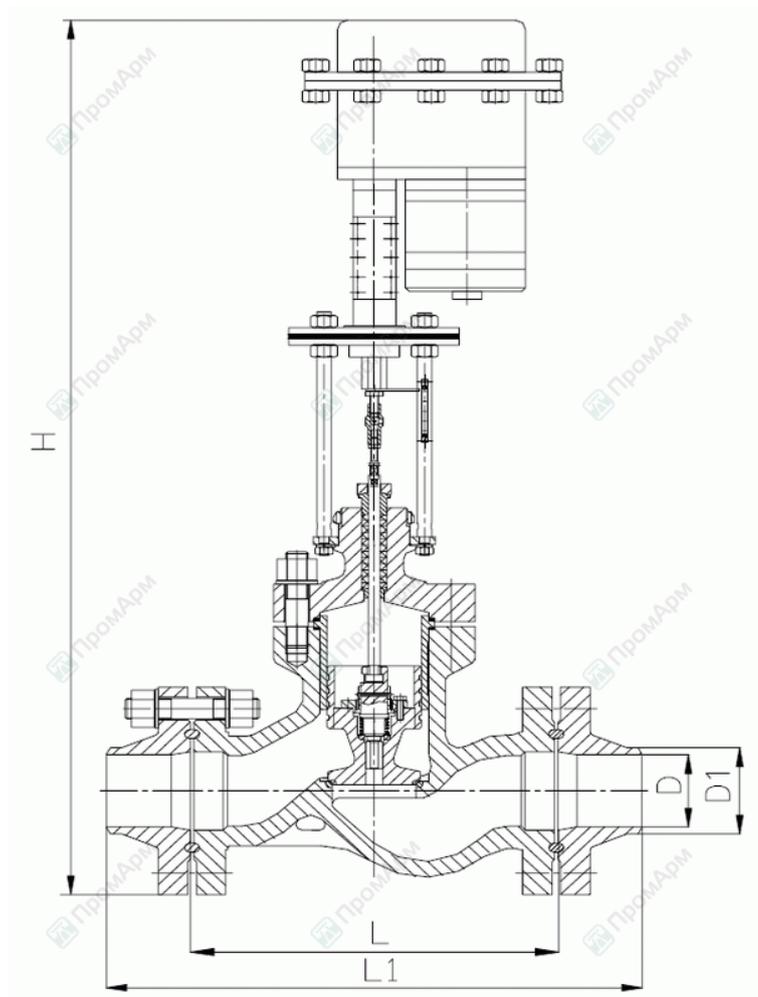


Рисунок 16 – Клапан отсечной 22лс979нж

Технические характеристики клапана 22лс979нж показаны в таблице 14.

Таблица 14 – Технические характеристики клапана 22лс979нж

Диаметр, DN (мм):	от 50 до 200;
Давление, PN (кгс/см ²):	40
Материал корпуса:	сталь
Рабочая среда:	воздух, природный газ, дизельное топливо, керосин, нефтегазовые и другие среды
Температура рабочей среды (С°):	от -60 до +200
Тип соединения:	фланцевое
Тип привода:	электропривод

Характеристика регулирования представлена на рисунке 17.

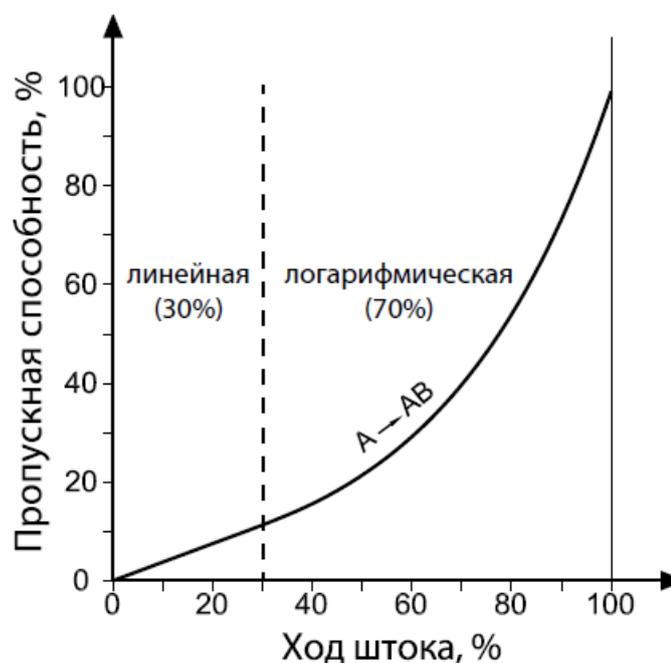


Рисунок 17 – Характеристика регулирования

При монтаже клапана необходимо, чтобы направление движения регулируемой среды совпало с направлением указывающей стрелки на его корпусе. Для демонтажа и обслуживания клапана с электроприводом требуется выделить достаточное пространство вокруг него.

Для управления отсечным клапаном выбран прямоходный электропривод во взрывозащищённом исполнении UL 0-Ex (рисунок 20).



Рисунок 18 – Электропривод прямоходный во взрывозащищенном исполнении UL 0-Ex

Технические характеристики привода UL 0-Ex приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Технические характеристики электропривода UL 0-Ex

Характеристика	Значение
Тип сигнала управления	4-20 мА
Класс пылевлагозащищённости	IP67
Тип двигателя	Асинхронный
Питающее напряжение, В	~220; 24 постоянный ток
Температурный диапазон работы, °С	-25...+55
Максимальная сила тяги, Н	6000

2.6.4 Разработка схемы внешних проводов

Датчики и приборы полевого уровня представлены уровнемером БАРС351И, расположенном на резервуарах, расходомером РОТЭКмер, расположенном в узле учёта сырья, датчиками-сигнализаторами уровня нефти СУПТ202Ex, расположенными на резервуарах, датчиками температуры ТЕ2, расположенными в резервуарах, датчиками давления DMP 330Н, расположенными на входе и на выходе насосных станций. Уровнемеры, расходомеры, датчики давления имеют встроенные преобразователи сигнала в унифицированный токовый сигнал 4...20 мА. Сигнализаторы уровня работают в двух режимах: «холодный» и «тёплый» контакты. В режиме «тёплый» при погруженной в жидкость вилке контакты сигнализатора разомкнуты, а при извлечении вилки контакты коммутируются. В режиме «холодный» соответственно наоборот. На выходе датчиков температуры унифицированный токовый сигнал 4...20 мА.

Для передачи сигналов от приборов полевого уровня на щит КИПиА используются по четыре провода (один из которых является резервной жилой), а для сигнализаторов – по три провода (один из которых является резервной жилой). В качестве кабеля выбран кабель марки КВВГ. Кабели

контрольные с медными жилами, с пластмассовой изоляцией, в поливинилхлоридной оболочке, используются для неподвижного присоединения к электроприборам, средствам автоматизации, аппаратам, сборкам зажимов электрораспределительных устройств с номинальным напряжением $< \sim 660\text{В}$, частотой до 100 Гц, постоянным напряжением $< 1000\text{ В}$. Кабель прокладывается в трубах диаметром 20 и 25 мм в условиях агрессивной среды, при условии отсутствия механических воздействий.

Схема внешних проводок представлена в приложении И.

2.6.5 Выбор алгоритмов управления АС РП

В автоматизированной системе резервуарного парка на разных уровнях управления используются следующие алгоритмы управления:

- контроль состояния резервуарного парка и технологического процесса, уровня продукта в каждом резервуаре, уровня подтоварной воды в каждом резервуаре (автоматический замер и ручной ввод данных), физико-химических параметров продукта, скорости заполнения и скорости опорожнения резервуара;
- сигнализация уровней продукта, предельных и аварийных значений скоростей заполнения и опорожнения резервуаров; превышения аварийного и предельного уровней загазованности окружающей атмосферы;
- отображение и архивирование событий в процессе приема, отгрузки и хранения продукта;
- своевременное уведомление диспетчеров о нарушениях технологического процесса обеспечивает автоматический контроль всех показателей на соответствие технологической карте резервуарного парка, об отказах технологического оборудования и датчиков;

- расчет с помощью аттестованных метрологических алгоритмов: средней температуры, объема продукта по каждому резервуару, общего объема продукта, массы продукта в каждом резервуаре, общей массы продукта;
- хранение данных о типе нефти (малосернистая, сернистая, высокосернистая) в зависимости от содержания серы в нефти;
- прогноз наличия продукта и свободных ёмкостей за заданное время;
- проведение товарно-коммерческих операций, инвентаризации продукта в парке, составление товарного баланса и формирование соответствующей отчетности;
- передача информации в систему телемеханики.

В данной работе были разработаны следующие алгоритмы:

- сбор данных измерений технологических параметров;
- автоматическое ПИД-регулирование технологического

параметра давление.

Для написания алгоритма сбора данных используем правила ГОСТ 19.701-90. Единая система программной документации (ЕСПД). Схемы алгоритмов и программ. Правила выполнения.

2.6.5.1 Алгоритм сбора данных измерений

Для канала измерения расхода углеводородного сырья в трубопроводе был разработан алгоритм сбора данных, который представлен в приложении К.

2.6.5.2 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

В большинстве нефтегазовых объектов характерны низкие скорости протекания технологических процессов, поэтому при определении

статических характеристик объектов инерционность средств измерения не оказывает влияния на результаты измерения.

Идея программного управления заключается в составлении алгоритма технологического процесса и его реализации с помощью вычислительных устройств и систем автоматического регулирования рабочими органами оборудования. Современные вычислительные устройства обладают большим быстродействием и широкой универсальностью. Высокие динамические качества современных систем автоматического регулирования и высокая разрешающая способность контрольных устройств позволяют вести обработку с высокой производительностью и малыми погрешностями.

Автоматическое управляющее устройство состоит из измерительного элемента, элемента сравнения и регулятора. Измерительный элемент осуществляет преобразование регулируемой переменной в переменную, удобную для сравнения с задающим воздействием. Измерительное устройство может обладать инерционными свойствами, поэтому в общем случае описывается передаточной функцией.

Регулятор, на вход которого подаётся сигнал ошибки, формирует управляющее воздействие непосредственно на объект управления (регулирующий орган объекта управления) в соответствии с заданным алгоритмом (законом управления). Управляющее воздействие, формируемое в регуляторе, пропорционально сигналу ошибки.

Если объект управления не содержит интегрирующих звеньев, то система с П-регулятором является статической. Регулирование в этом случае характеризуется наличием статической ошибки, уменьшение которой ограничено условиями устойчивости.

Управляющее воздействие $u(t)$, формируемое на выходе регулятора, содержит пропорциональную и интегральную составляющие.

На выходе системы необходимо регулировать выходное давление. Вследствие неравномерного расхода сырья во времени оно не должно превышать заданное значение и падать ниже заданной величины.

Поэтому необходимо рассмотреть контур регулирования скорости исполнительного механизма в зависимости от выходного давления. Спроектированная система автоматической стабилизации давления может быть представлена структурной схемой[3], изображенной на рисунке 19.

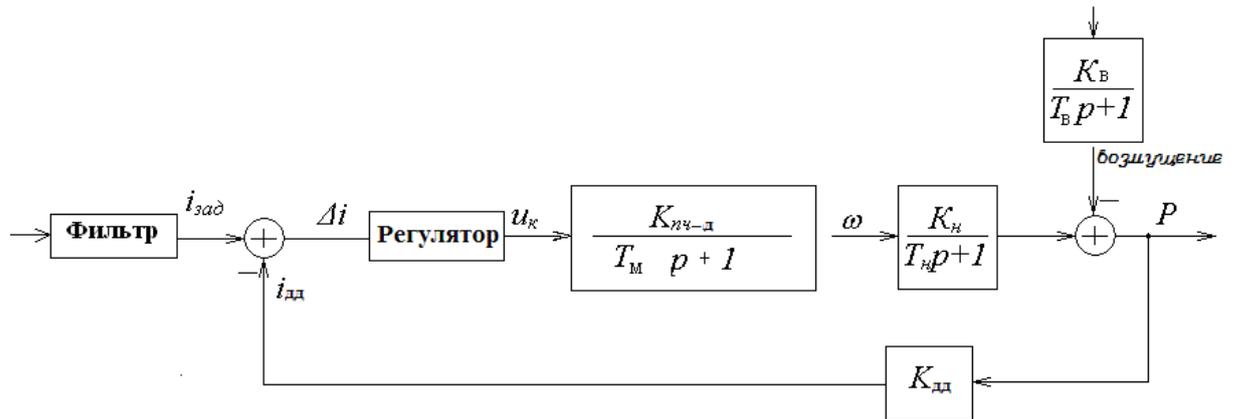


Рисунок 19 – Структурная схема САР

Где

$i_{зад}$ – сигнал задания давления;

P – давление в трубопроводе;

$i_{дд}$ – сигнал обратной связи с датчика давления;

D_i – отклонение текущего значения от заданного;

u_k – сигнал управления по напряжению на преобразователь частоты;

$K_{пч-д}$ – коэффициент передачи преобразователя частоты-двигателя;

T_m – постоянная времени преобразователя частоты-двигателя;

ω – скорость двигателя насоса;

K_n – коэффициент передачи насоса;

T_n – постоянная времени насоса;

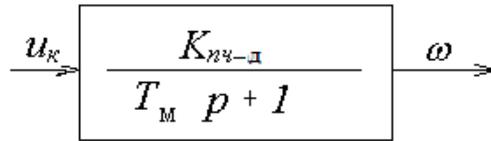
$K_{дд}$ – коэффициент передачи датчика давления.

$K_в$ – коэффициент передачи возмущающего воздействия.

Каждый элемент системы представляет собой аperiodическое звено.

Рассмотрим каждое звено отдельно:

Преобразователь частоты-двигатель:

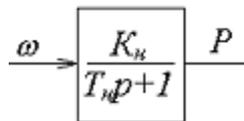


$$\hat{E}_{Y_{нч-д}} = \frac{\omega}{U_K} = 50$$

$T_1=0,01$ ввиду большой скорости срабатывания;

$$W_{Y_{нч-д}} = \frac{50}{0,01p + 1}$$

Насос. Преобразует циклическую частоту двигателя в давление

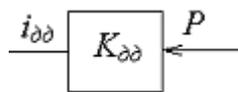


$$\hat{E}_I = \frac{P}{\omega} = 0,6$$

$T_1=1$ – время разгона насоса

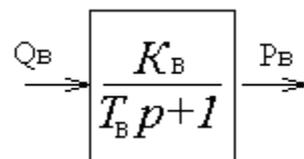
$$W_I = \frac{0,6}{p + 1}$$

Датчик давления. Преобразует значение давления в токовый сигнал.



$$\hat{E}_{дд} = \frac{i_{дд}}{P} = 0,03$$

Возмущающее воздействие.



$$\hat{E}_A = \frac{P_A}{Q_A} = 1,11 \quad W_A = \frac{1,11}{p + 1}$$

Рассчитав перечисленные выше параметры звеньев структурной схемы, проведем моделирование в специализированном программном пакете визуального моделирования MatLab Simulink.

В процессе эксплуатации объекта требуется поддерживать давление на выходе - 6 МПа. В качестве передаточной функции задания используется ступенчатое воздействие, которое меняет свое значение от 0 до 6 в момент пуска программы.

Модель в специализированном программном пакете визуального моделирования MatLab Simulink представлена на рисунке 20 и в приложении Л.

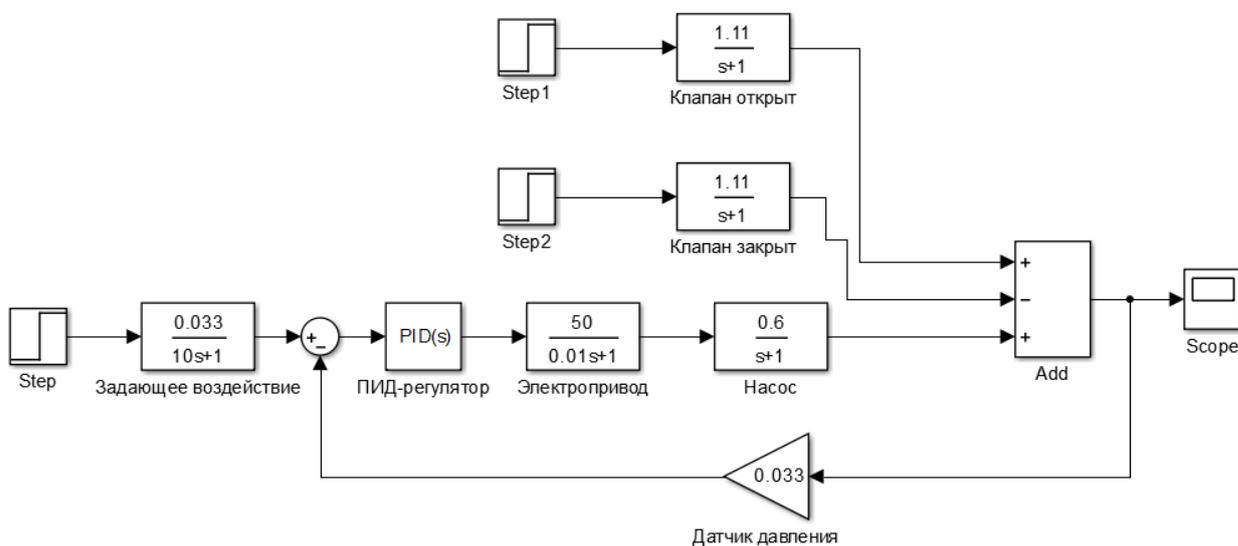


Рисунок 20 – Модель в программном пакете MatLab Simulink

Результат моделирования показан на рисунке 21.

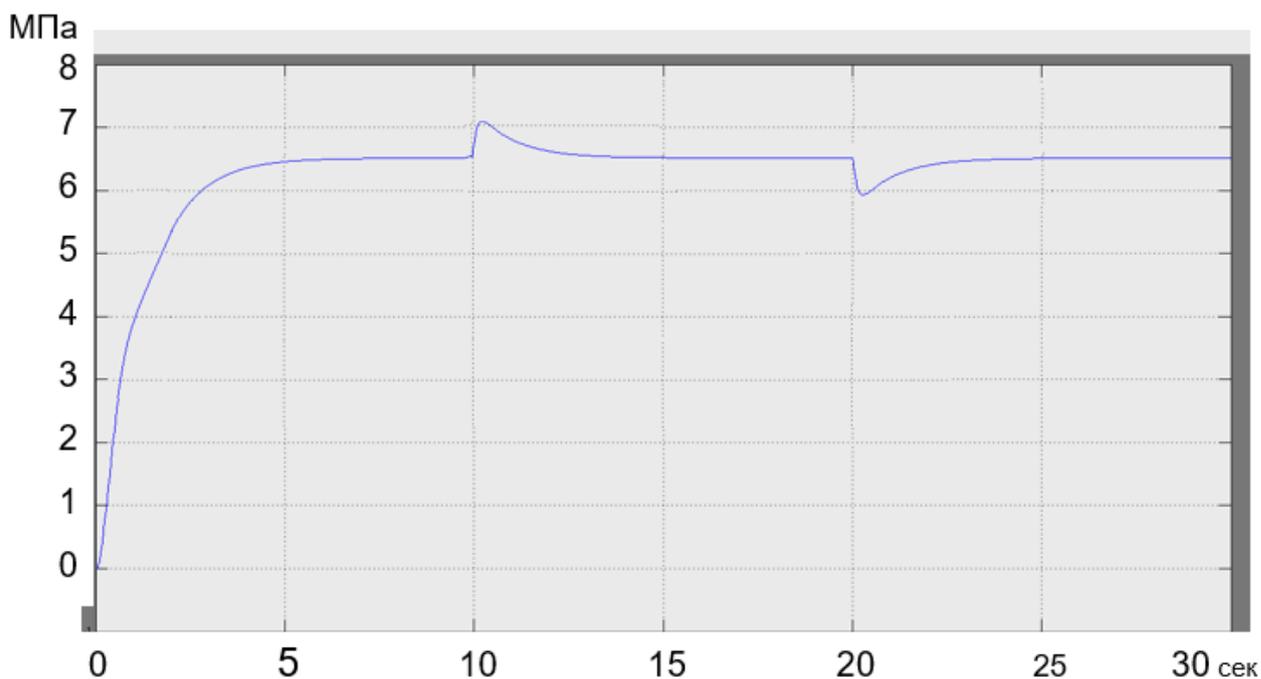


Рисунок 21 – Результат моделирования

По полученным результатам моделирования можно судить, что система быстро реагирует на возмущение, отрабатывает его и возвращается в исходное устойчивое состояние с заданными показателями качества, следовательно, синтез ПИД - регулятора проведён успешно.

2.6.6 Экранные формы АС РП

Управление в АС реализовано непосредственно с использованием INFINITY SCADA производства компании ЭлеСи.

Используя возможности SCADA Infinity, операторы будут получать только тот объем информации, который действительно необходим для оперативного управления технологиями. Ключевые руководители, используя мощные инструменты визуализации и оповещения, построения трендов и генерации отчетов, могут оперировать консолидированными данными. Основываясь на сводной информации и не отвлекаясь на детали, руководитель имеет удобный инструментарий для быстрого принятия решений.

Многообразие архитектур, доступных в SCADA Infinity – это гибкая адаптация для действующих производств и свобода выбора для новых проектов. Внедрение в эксплуатацию без остановки производства и наращивание функционала в режиме онлайн позволяет гибко масштабировать систему: от десятков тэгов до миллиона и без ущерба для производительности и режима реального времени.

2.6.6.1 Разработка дерева интерфейса оператора

Рабочий персонал (диспетчер, старший диспетчер, оператор) взаимодействует с системой при помощи наведения курсора на клавиши прямого вызова. При запуске системы виден экран авторизации, на котором необходимо ввести логин и пароль для авторизации пользователя. После ввода данных на экране видно мнемосхему основных объектов резервуарного парка: непосредственно сам резервуарный парк (сверху), насосная станция на входе (снизу), насосная станция перекачки, каналы регулирования давления. На мнемосхеме основных объектов оператор имеет прямой доступ к карте технологических параметров. Открытие мнемосхемы объектов происходит непосредственным нажатием курсором мыши на прямоугольную область объекта, за которым необходимо вести контроль.

Дерево интерфейса оператора изображено в приложении М.

2.6.6.2 Разработка экранных форм АС РП

Экранные формы автоматизированной системы управления выполняют следующие общие функции:

- вход пользователя в систему под логином и паролем;
- текущий рабочий режим экрана диспетчера;
- вызов окна системных уведомлений и сообщений;

- навигация по экранным формам;
- обработка сигнализации режима работы;
- формирование динамических атрибутов на экранной форме;
- управление графическими объектами (мнемосхемы, технологическое оборудование и др.);
- настройка режима работы;
- представление трендов и графиков;
- руководство действиями оператора;
- печать экрана;
- поддержка действий оператора при управлении и контроле:
 1. отчёт о технологическом процессе;
 2. отчёт исторических сообщений и уведомлений;
 3. отчёт по защите;
 4. голосовые сообщения;
 5. поддержка одновременной работы нескольких мониторов и экранных форм;
 6. отчет о техническом обслуживании АС;
 7. общий обзор состояния технологического процесса;
 8. поддержка работы одновременных сигнализаций нескольких объектов;
 9. поддержка опциональной помощи.

Интерфейс диспетчера представляет из себя рабочее окно (рисунок 22), состоящее из:

- область Главное меню;
- область Видеокадр;
- область Оперативные сообщения;
- область Строка состояния;
- область Текущий пользователь;

- область Дата/время;
- область Квитирование.

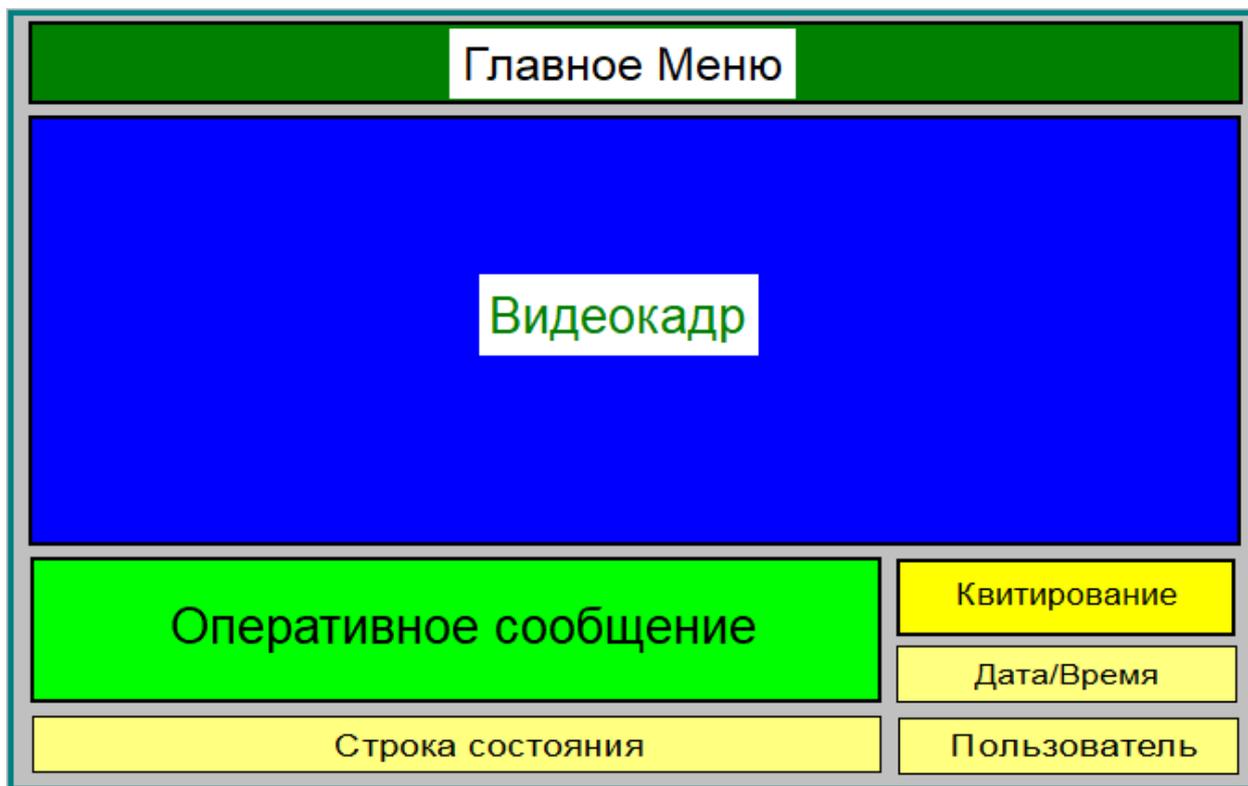


Рисунок 22 – Рабочее окно

2.6.6.3 Главное меню

Главное меню содержит кнопки-индикаторы, а также функциональные кнопки: «F1» – «Справка»; «РП» – «Резервуарный парк», «НС» – «Насосная станция», «УУН» – «Узел учета нефтепродуктов», «УР» – «Узел регулирования».

Данные кнопки-индикаторы отличаются цветовой кодировкой, которая представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Кодировка цветов кнопок-индикаторов

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

2.6.6.4 Область видеокadra

Вся необходимая информация о технологическом процессе выводится оператору-диспетчеру на экран монитора в виде видеокadров с различной информацией в графическом виде. Некоторые АСУ ТП охватывают большой участок, включающий в себя различные агрегаты.

Несмотря на огромное количество видеокadров в автоматизированных системах, можно условно выделить следующие группы:

- Графические видеокadры. На них отображаются текущие значения технологических параметров, режим работы оборудования, состояние оборудования, в основном в упрощённом графическом виде. Такие видеокadры строятся по принципу иерархии: от обзора общего производства до участка к стадии, узлу, группе агрегатов, отдельному виду аппаратов. Степень детализации зависит от сложности и ёмкости технологического процесса и количества агрегатов. Графические видеокadры являются информационными, т.е. диспетчер не взаимодействует с информацией.

- Видеокadры состояния регулирующей системы. На таких видеокadрах показываются технологические параметры системы регулирования в классическом либо графическом режиме работы монитора оператора. Диспетчеру-оператору предоставляется возможность изменять режим работы (автоматический/ручной), заданное значение для систем стабилизации, положения регулирующего органа. Кроме этого, в специальном режиме доступа к таким видеокadрам можно изменять принципиальную структуру и настройки регулятора. Такие видеокadры

являются альтернативой использования ряда технических средств: задатчики, блоки релейного управления и др. К таким видеокадрам обычно привязывают сигнализацию и технологические блокировки (минимальное, среднее, максимальное, значение отсечки).

- Видеокадры контроля и управления работой агрегатов. На таких видеокадрах выводится информация о параметрах работы агрегатов и их системы управления в классическом или графическом виде. Оператор-диспетчер имеет возможность изменить режим работы агрегатов (выключить, включить, вывести на специальный режим эксплуатации). Такие видеокадры, как правило, сопровождаются информацией об оборудовании (сопротивление изоляции, состояние защитного заземления, токи и напряжения электрических машин, температура подшипников, расход смазки, токи утечки и др.).

- Видеокадры технологической сигнализации. Данные видеокадры сигнализируют о состоянии технологических событий: пуск, остановка, выход параметров за границу предела, изменение режима работы САР, включение или выключение подачи управляющих воздействий от верхнего уровня и др.

- Видеокадры аварийной сигнализации. На таких видеокадрах отображаются сообщения, характеризующие текущую ситуацию на объекте, и, если она аварийная, информацию об аварии. Также может содержать историю аварийных сообщений в хронологическом порядке следования.

- Видеокадры типа тренд. На таких видеокадрах могут отображаться изменения технологического параметра за определенный промежуток времени, например, от текущего времени на n минут (часов, смен, суток) назад или за другой период на выбор. Графики трендов рекомендуется снабжать качественными комментариями, а внештатные ситуации выделять цветом.

- Видеокадр контроля качества продукции. На такой видеокадр обычно выдается информация о параметрах исходного сырья и параметрах готовой продукции.

Совокупность нескольких видеокадров может содержать специфические для данного технологического процесса рисунки, данные, графики: технико-экономические показатели, показатели работы агрегатов, учёт ремонта оборудования и др.

На видеокадре АРМ оператора видны следующие мнемосхемы:

- резервуар каждой подгруппы;
- узел насосной станции;
- узел учета сырья;
- регулирующий узел.

Мнемосхема измеряемых и сигнализируемых параметров резервуара РВС–1/1, а также состояние и режим работы задвижек К12–К15 показана в приложении Н.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т31	Кулиничу Дмитрию Александровичу

Школа	ИШИТР	Отделение	Автоматизации и робототехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Оклады участников проекта, нормы рабочего времени, ставки налоговых отчислений во внебюджетные фонды, районный коэффициент</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>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	Кулинич Дмитрий Александрович		

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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

3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследования являются коммерческие организации в нефтегазовой отрасли, в частности нефтеперерабатывающие заводы, предприятия, имеющие резервуарные парки для хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов, товарно–сырьевые нефтебазы. Научное исследование рассчитано на крупные предприятия, имеющие резервуарные парки I и II категории. Для данных предприятий разрабатывается автоматизированная система контроля и управления приемом и хранением нефтепродуктов, а так же автоматическая система регулирования определенными параметрами технологического процесса.

3.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Данный анализ проводится с помощью оценочной карты. Для оценки эффективности научной разработки сравниваются проектируемая система АСУ ТП РП, существующая система управления РП, и проект АСУ ТП сторонней компании.

Оценочная карта представлена в таблице 17.

Таблица 17 Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Проект АСУ ТП РП	Существующая система управления РП	Разработка АСУ ТП сторонней компанией	Проект АСУ ТП РП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение производительности	0,05	5	1	4	0,25	0,05	0,2
Удобство в эксплуатации	0,06	3	2	4	0,18	0,12	0,24
Помехоустойчивость	0,05	2	3	2	0,1	0,15	0,1
Энергоэкономичность	0,02	3	4	2	0,27	0,36	0,18
Надежность	0,33	5	2	4	0,55	0,22	0,44
Безопасность	0,33	5	3	4	0,55	0,33	0,44
Простота эксплуатации	0,04	5	3	4	0,2	0,12	0,16
Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность продукта	0,03	2	1	3	0,06	0,03	0,09
Уровень проникновения на рынок	0,03	1	5	3	0,03	0,15	0,09
Цена	0,06	3	5	1	0,18	0,3	0,06
Итого:	1				3,54	2,71	3,53

Согласно оценочной карте можно выделить следующие конкурентные преимущества разработки: энергоэкономичность, цена разработки ниже, повышение надежности и безопасности, простота эксплуатации.

3.1.3 SWOT – анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно–исследовательского проекта. SWOT–анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Сильные стороны:

С1. Экономичность и энергоэффективность проекта;

С2. Экологичность технологии;

С3. Более низкая стоимость;

С4. Наличие бюджетного финансирования;

С5. Квалифицированный персонал;

Слабые стороны:

Сл1. Отсутствие прототипа проекта;

Сл2. Отсутствие у потребителей квалифицированных кадров;

Сл3. Мало инжиниринговых компаний, способной построить производство под ключ ;

Сл4. Отсутствие необходимого оборудования ;

Сл5. Большой срок поставок используемого оборудования.

Возможности:

В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ;

В2. Использование существующего программного обеспечения;

В3. Появление дополнительного спроса на новый продукт;

В4. Снижение таможенных пошлин на сырье и материалы, используемые при научных исследованиях;

В5. Повышение стоимости конкурентных разработок;

Угрозы:

У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства;

У2. Развитая конкуренция технологий производства;

У3. Ограничения на экспорт технологии;

У4. Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции;

У5. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства;

Итоговая матрица SWOT-анализа представлена в таблице 18.

Таблица 18 – SWOT-анализ

		Сильные стороны					Слабые стороны				
		C1	C2	C3	C4	C5	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
Возможности	B1	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-
	B2	+	0	-	0	+	-	-	-	-	-
	B3	+	+	0	0	-	-	-	-	-	-
	B4	0	-	+	0	-	-	-	-	-	-
	B5	+	0	+	0	-	-	-	-	-	-
Угрозы	У1	-	-	-	-	-	+	+	0	0	+
	У2	-	-	-	-	-	-	-	+	+	0
	У3	-	-	-	-	-	-	-	+	-	0
	У4	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+
	У5	-	-	-	-	-	+	-	-	0	+

Таким образом, согласно SWOT-матрице можно отметить сильные стороны возможностей данного проекта: экономичность и энергоэффективность проекта с использованием инновационной структуры ТПУ, использование существующего программного обеспечения и наличие квалифицированного персонала.

3.2 Планирование научно-исследовательских работ

3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В рамках научного исследования составим перечень этапов и работ, который представлен в таблице 19.

Таблица 19 Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследования	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	Календарное планирование работ	Руководитель, Инженер
Теоретическое исследование	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер
Обобщение и оценка результатов	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель
Разработка технической документации и проектирование	Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	Инженер
	Составление перечня вход/выходных сигналов	Инженер
	Составление схемы информационных потоков	Инженер
	Разработка схемы внешних проводок	Инженер
	Разработка алгоритмов сбора данных	Инженер
	Разработка алгоритмов автоматического регулирования	Инженер
	Разработка структурной схемы автоматического регулирования	Инженер
	Проектирование SCADA–системы	Инженер
Оформление отчета	Составление пояснительной записки	Инженер

3.2.2 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:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48 \quad (9)$$

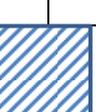
В таблице 20 приведены расчеты длительности отдельных видов работ, где исполнителями являются 1 – инженер, 2 – руководитель.

Таблица 20 Временные показатели проведения работ

Основные этапы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях	Длительность работ в календарных днях
	t _{min}	t _{max}	t _{ож}			
Составление и утверждение технического задания	1	2	1,4	2	1,4	2
Подбор и изучение материалов по теме	2	5	3,2	1	3,2	5
Календарное планирование работ	0,5	1	0,7	1,2	0,35	1
Проведение теоретических расчетов и обоснований	1	3	1,8	1	1,8	3
Оценка эффективности полученных результатов	0,5	1	0,7	2	0,7	1
Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	1	2	1,4	1	1,4	2
Составление перечня вход/выходных сигналов	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Составление схемы информационных потоков	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Разработка схемы внешних проводок	1	3	1,8	1	1,8	3
Разработка алгоритмов сбора данных	1	3	1,8	1	1,8	3
Разработка алгоритмов автоматического регулирования	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Разработка структурной схемы автоматического регулирования	2	4	2,8	1	2,8	4
Проектирование SCADA–системы	2	5	3,2	1	3,2	5
Составление пояснительной записки	1	3	1,8	1	1,8	3
Итого:	Инженер				20,25	34
	Руководитель				2,45	2

На основе таблицы 20 построим календарный план–график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно–исследовательского проекта. В таблице 21 приведен календарный план–график с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

Таблица 21 Календарный план–график

№ работ	Этап проекта	Исполнитель	Продолжительность выполнения работ			
			апрель			май
			1	2	3	1
			01.04.2018 - 10.04.2018	11.04.2018 - 20.04.2018	21.04.2018 - 30.04.2018	01.05.2018 - 04.05.2018
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель				
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер				
3	Календарное планирование работ	Руководитель, инженер	 			
	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер				
4	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель				
5	Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	Инженер				
6	Составление перечня вход/выходных сигналов	Инженер				
	Составление схемы информационных потоков	Инженер				
7	Разработка схемы внешних проводок	Инженер				
8	Разработка алгоритмов сбора данных	Инженер				
9	Разработка алгоритмов автоматического регулирования	Инженер				
10	Разработка структурной схемы автоматического регулирования	Инженер				
11	Проектирование SCADA–системы	Инженер				
12	Составление пояснительной записки	Инженер				

3.3 Бюджет научно–технического исследования

3.3.1 Расчет материальных затрат

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта. В таблице 22 приведены материальные затраты. В расчете материальных затрат учитываются транспортные расходы и расходы на установку оборудования в пределах 15–25% от стоимости материалов.

Таблица 22 Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, руб.
Контроллер "FX5U"	шт.	1	15000	18000
Расходомер "РОТЭКмер"	шт.	6	300000	360000
Датчики давления "DMP 330H"	шт.	6	12000	86400
Датчик температуры "TE2"	шт.	9	1500	16200
Уровнемер "БАРС351И"	шт.	9	80000	864000
Сигнализатор уровня "СУПТ202Ех"	шт.	27	15000	486000
Клапан отсечной 22лс979нж	шт.	3	11000	39600
Электропривод прямоходный UL 0-Ех	шт.	3	30000	108000
Итого:				1978200

3.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование

В данной статье расхода включаются затраты на приобретение специализированного программного обеспечения для программирования ПЛК фирмы Siemens. В таблице 23 приведен расчет бюджета затрат на приобретение программного обеспечения для проведения научных работ.

Таблица 23 Расчет бюджета затрат на приобретение ПО

Наименование	Количество единиц, шт.	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость, руб.
GX Works	1	11000	11000
Итого:			11000

3.3.3 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 НИ ТПУ. В состав основной заработной платы включается премия в размере 20–30 % от тарифа или оклада, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{он} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}$$

Где Z_m – 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_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней.

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 24. Расчёт оплаты труда участникам производится на основе отраслевой системы оплаты труда в ТПУ по соответствующим должностям, где руководитель – ассистент, без уч. степени, инженер – учебно-вспомогательный персонал.

Таблица 24 – Основная заработная плата

Исполнители	Тарифная заработная плата, руб.	Районный коэффициент	Месячный должностной оклад работника,	Среднедневная заработная плата, руб.	Продолжительность работ, раб. дн.	Заработная плата основная, руб.
Руководитель	21760	1,3	42432	1916,28	2,45	4694,88
Инженер	9489	1,3	18503	946,27	20,25	19156,5
Итого:						23851,38

3.3.4 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:

$$З_{\text{допР}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 4694,88 = 704,23 \text{ руб.} \quad (10)$$

$$З_{\text{допИ}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 19156,5 = 2873,47 \text{ руб.} \quad (11)$$

3.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 25.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

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

$$З_{\text{внебР}} = 0,3 \cdot (4694,88 + 704,23) = 1619,73 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{внебИ}} = 0,3 \cdot (19156,5 + 2873,47) = 6608,99 \text{ руб.}$$

Таблица 25 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	3832,56	574,88
Инженер	32173,18	4825,97
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды, %	30	30
Итого:	6608,99	1619,73

3.3.6 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 курьерские расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (1978200 + 11000 + 32079,72 + 3577,7) \cdot 0,05 = 32397,71 \text{ руб.}$$

Где 0,05 – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

3.3.7 Формирование бюджета затрат научно–исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно–исследовательский проект приведено в таблице 26.

Таблица 26 – Расчет бюджета затрат НИП

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты	1978200
2. Затраты на специальное оборудование	11000
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	23851,38
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	3577,74

5. Отчисления во внебюджетные фонды	8228,72
6. Накладные расходы	32397,71
7. Бюджет затрат НИП	2057255,55

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

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

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется:

$$I_{финр}^{исп.i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}$$

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

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

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

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

Так как разработка имеет одно исполнение, то

$$I_{финр}^p = \frac{\Phi_p}{\Phi_{\max}} = \frac{2057255,55}{2900000} = 0,7;$$

В работе рассмотрены аналоги:

Аналог 1 – существующая система АСУ ТП, спроектированная компанией АО «ТомскНИПИнефть». Система АСУ ТП разработана на базе оборудования Allen Bradley Micro 850 и Endress+Hauser;

Аналог 2 – спроектированная система АСУ ТП компанией ООО «Энергогазпроект». Система АСУ ТП разработана на базе промышленного оборудования Schneider Electric.

Смета бюджетов для рассмотренных аналогов представлена в таблице 27.

Таблица 27 – Смета бюджетов

	Проектируемая АСУ РП	Аналог 1	Аналог 2
Бюджет затрат	2057255,55	2900000	2800000

Для аналогов соответственно:

$$I_{фина1}^{a1} = \frac{\Phi_{a1}}{\Phi_{\max}} = \frac{2900000}{2900000} = 1; I_{фина1}^{a2} = \frac{\Phi_{a1}}{\Phi_{\max}} = \frac{2800000}{2900000} = 0,965;$$

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.

Расчёт интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 28.

Таблица 28 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии \ ПО	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Удобство в эксплуатации	0,5	5	5	4
2. Надёжность	0,25	4	4	4
3. Экономичность	0,25	5	4	4
ИТОГО	1	6	4,5	4

$$I_{\text{тп}} = 5 \cdot 0,5 + 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,25 = 6;$$

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

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

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

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

В результате:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\text{финр}}^p} = \frac{6}{0,93} = 6,45;$$

$$I_{фина1}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{фина1}^{a1}} = \frac{4,5}{1} = 4,5; \quad I_{фина2}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_{фина2}^{a2}} = \frac{4}{0,965} = 4,14.$$

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

Сравнительная эффективность проекта:

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

Результат вычисления сравнительной эффективности проекта и сравнительная эффективность анализа представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Сравнительная эффективность разработки

	Показатели	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
	Интегральный финансовый показатель разработки	0,7	1	0,965
	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	6	4,5	4
	Интегральный показатель эффективности	6,45	4,5	4,14
	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	-	1,43	1,55

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т31	Кулиничу Дмитрию Александровичу

Инженерная школа	ИШИТР	Отделение	Автоматизации и робототехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (освещение, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p><i>Рабочей зоной является товарный резервуарный парк нефтеперекачивающего (нефтеперерабатывающего) завода (далее – НПЗ). Режим работы непрерывный. В резервуарном парке производится прием, хранение и отпуск нефтепродуктов. На каждый вид продукции отводится не менее трех резервуаров. На производительность труда рабочего, находящегося на рабочем месте, могут влиять следующие вредные производственные факторы: повышенный уровень электромагнитных излучений.</i></p> <p><i>Работник может подвергаться действию опасных факторов: поражение электрическим током, возникновение искр может вызвать загорание, пожар, взрыв. Негативное воздействие на окружающую среду в процессе работы практически отсутствует.</i></p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<ul style="list-style-type: none"> – Анализ технологического оборудования автоматизированной системы – Безопасность промышленной сети – Эргономичность интерфейса оператора 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Описание датчиков и приборов и повышение их надёжности 2. Описание надёжности и безопасности движжек с электроприводом 3. Защита целостности данных 4. Удобочитаемость мнемосхемы
--	---

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	Кулинич Дмитрий Александрович		

4 Социальная ответственность

4.1 Описание датчиков, приборов и повышение их надёжности

Программируемый логический контроллер (ПЛК) (или PLC – Programmable Logic Controller) - устройство, используемое для автоматизации технологических процессов. В отличие от встраиваемых систем и микроконтроллеров, ПЛК изготавливается как самостоятельное изделие, отдельно от управляемого при его помощи оборудования. В системах управления технологическими процессами ПЛК взаимодействуют с различными компонентами систем человеко-машинного интерфейса (например, операторскими панелями) или рабочими местами операторов на базе ПК. Датчики и исполнительные устройства подключаются непосредственно к самой ПЛК или к дополнительным модулям входов/выходов.

Именно эта категория информационно-управляющих систем максимально приближена к «грубому железу» — станкам, технологическому оборудованию, исполнительным механизмам электростанций, системам транспортировки нефти и газа, словом, к тем устройствам, нештатная работа (или просто блокировка) которых может привести к последствиям, сравнимыми с результатами диверсий.

На сегодняшний момент существующие подходы к обеспечению информационной безопасности элементов АСУ ТП являются недостаточными в виду особенностей архитектуры и свойств программно-аппаратного обеспечения её элементов, что предоставляет злоумышленнику несколько векторов воздействия на технологические автоматизированные системы.

Уязвимости, которые могут привести к нарушению корректной работы технологического процесса и реализации угроз несанкционированного доступа к информации, обрабатываемой в:

- системах диспетчерского управления и сбора данных (SCADA);
- элементах телеметрической подсистемы и телемеханики;
- прикладных приложениях для анализа производственных и технологических данных;
- системах управления производством.

По результатам масштабного исследования безопасности систем промышленной автоматизации компания Siemens подготовила и выпустила обновления безопасности для своих решений.

4.1.1 Обеспечение взрывозащищенности

Взрывозащищенность первичного измерительного прибора – датчиков давления, термопреобразователей сопротивления медных, расходомеров, уровнемеров – при варианте электропитания от искроопасной сети обеспечивается видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» по ГОСТ 30852.1 и выполнением их конструкции в соответствии с требованиями ГОСТ Р 30852.0. Вид взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» достигается за счет конструкции взрывонепроницаемого отделения датчика давления и ТСМУ, параметры взрывонепроницаемых соединений которых соответствуют требованиям ГОСТ Р 30852.1. Взрывонепроницаемые оболочки датчика и ТСМУ выдерживают давление взрыва и исключают его передачу в окружающую взрывоопасную среду. Взрывозащищенность первичного измерительного прибора – давления, термопреобразователей сопротивления медных – при варианте электропитания от искробезопасной сети обеспечивается видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» уровня «ia» по ГОСТ

30852.10 и выполнением их конструкции в соответствии с требованиями ГОСТ 30852.0. Вид взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» достигается за счет питания первичного измерительного прибора и ТСМУ от источников питания через барьеры безопасности, имеющие выходные искробезопасные электрические цепи уровня «ia», и ограничения параметров электрических цепей датчика давления до искробезопасных значений. Чертеж средств взрывозащиты и схемы электрических соединений во взрывоопасных зонах приведены на рисунке 23.

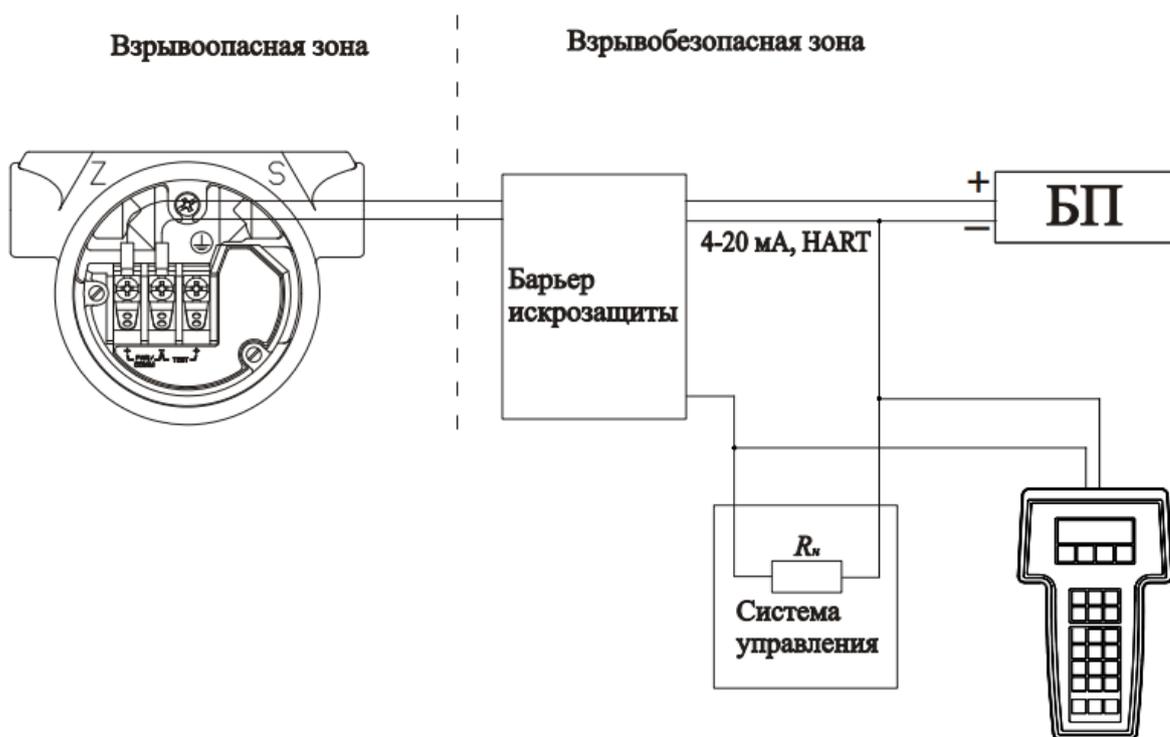


Рисунок 23 – Средства взрывозащиты и схемы электрических соединений во взрывоопасных зонах

БП – блок питания

R_n – суммарное сопротивление нагрузки.

Примечания

- 1 - Источник питания должен иметь напряжение не более 250В.
- 2 - Барьер искрозащиты, например, 9001/51.

3 - R_n – суммарное сопротивление всех нагрузок в системе управления, которое определяется параметрами барьера искрозащиты, но не менее 250 Ом.

Заземление и прокладку кабельных линий во взрывоопасной зоне должны осуществлять по ГОСТ 30852.13.

4.1.2 Безопасность задвижек с электроприводом

Задвижка с электроприводом – современное запорное устройство, которое успешно применяется в системах горячего и холодного водоснабжения, а также и в других. К примеру, кондиционирование и отопление и иные технологичные системы, где не предусмотрено использование агрессивных жидкостей, нуждаются в таких запорах, поскольку именно такое решение позволит добиться максимально эффективной работы. Кроме всего вышесказанного, задвижка с электроприводом позволяет настроить работы в ручном и в автоматическом режимах, зачастую даже с дистанционным управлением, что, несомненно, удобно и безопасно.

Работы по монтажу и эксплуатации исполнительного механизма разрешается выполнять лицам, имеющим специальную подготовку и допуск к эксплуатации электроустановок с напряжением до 1000 В. Все работы по монтажу, демонтажу и обслуживанию производить только при отключенном напряжении питания. Не допускается проведение работ по устранению дефектов регулятора, отсоединение подводящих магистралей и другие работы, связанные с разборкой регулятора, при наличии давления рабочей среды.

4.2 Безопасность промышленной сети

Существует несколько способов для обеспечения безопасности промышленной сети:

1) Анализ рисков

Нужно знать от кого/чего мы защищаемся, и что конкретно мы защищаем. Необходимо определить все активы, входящие в АСУ ТП, составить сетевую диаграмму и выявить все подключения к промышленной сети, выявить критичные активы для функционирования АСУ ТП.

В процессе анализа рисков, специалистом выявляются «узкие» места в архитектуре АСУ ТП, определяются угрозы и уязвимости АСУ ТП и оценивается текущий уровень защищенности активов.

Степень сложности анализа рисков определяется организацией. Это может быть, как экспертный, так и качественный или количественный анализ.

2) Убрать все лишнее

Ненужные сервисы – это возможные уязвимости. На данном шаге мы, по возможности, убираем следующее:

- лишние подключения к промышленной сети;
 - неиспользуемые сервисы (сетевые протоколы, неиспользуемые возможности программных продуктов и т.д.)
 - излишние права пользователей, например, права администратора.
- Если есть возможность, то желательно использовать бездисковые рабочие станции и удаленный доступ.

Необходимо оставить только то, что необходимо для функционирования АСУ ТП.

3) Настроить средства защиты

Внедрить технические и физические меры защиты. На данном шаге мы защищаем все что осталось, а именно:

- Определяем политику безопасности АСУ ТП;
- Настраиваем имеющиеся средства защиты, согласно требованиям по безопасности;

- При необходимости, внедряем новые защитные меры (Система контроля и управления доступом, видеонаблюдение, антивирусные средства, межсетевой экран и т.д.).

4) Внедрить процессы обеспечения информационной безопасностью

Внедрить следующие процессы обеспечения информационной безопасности:

- Управление правами доступа

Пользователи АСУ ТП должны иметь только те права, которые им необходимы для выполнения их должностных обязанностей. Процесс предоставления и изменения прав должен быть контролируемым.

- Управления конфигурациями и изменениями

Данный процесс должен охватывать как изменения в программном обеспечении АСУ ТП, так и в аппаратной ее части. Все изменения конфигурации АСУ ТП должны планироваться и проходить тестирование в тестовой среде перед непосредственной реализацией в промышленной сети.

- Обслуживание технических средств

Все оборудование АСУ ТП должно проходить техническое обслуживание. Должны быть установлены нормативы замены устаревшего оборудования. Например, согласно паспорту устройства, после 5 лет эксплуатации датчика вероятность его выхода из строя, может составлять 35%. Довольно часто такая вероятность считается недопустимой для определенных процессов.

- Управление инцидентами информационной безопасности

Данная процедура должны быть установлена для эффективного реагирования на любые атаки, а также для последующего анализа причин их возникновения и последующего анализа динамики инцидентов.

- Аудит информационной безопасности

Признак зрелой организации — это идентификация своих слабых мест, проведение анализа причин и применение корректирующих действий.

Процесс аудита обычно часть такой организации, который включает сканирование на уязвимости и проверку выполнения установленных требований по безопасности.

5) Обучить пользователей

Все предыдущее теряет смысл без участия пользователей. Люди могут быть слабой точкой в хорошо защищенной сети. Необходимо проведение тренингов и курсов повышения осведомленности, для того чтобы персонал оставался бдительным в ситуациях касающихся информационной безопасности.

4.3 Эргономичность интерфейса оператора

При работе с мнемосхемами, имеющими значительные размеры и множество объектов различных цветов и яркостей, зрительная система оператора подвергается большой нагрузке. Поэтому не допускается использование в большом количестве цветов, которые быстро утомляют глаз - красного, фиолетового, пурпурного. В качестве фона мнемосхем рекомендуется применять малонасыщенные цвета средней частоты спектра.

Для оценки мнемосхем используются:

1. Коэффициент информативности - отношение числа пассивных элементов и активных.
2. Коэффициент заполнения поля - отношение числа пассивных элементов мнемосхем к общему числу элементов мнемосхемы.

При проектировании мнемосхем предлагают несколько вариантов. Оптимальный вариант выбирают путем лабораторного эксперимента (моделируют на ЭВМ деятельность оператора с различными вариантами мнемосхемы). Критериями оценки служат время решения задач и число допущенных ошибок.

При организации рабочих мест операторов следует руководствоваться ГОСТ 16456-70 «Качество продукции. Эргономические показатели.

Номенклатура», который содержит 23 эргономических показателя. Он предназначен для определения совокупности эргономических показателей качества различных изделий и объектов (рабочих мест; пультов управления и контроля; мнемосхем; приборов и сигнализаторов; надписей и бестекстовых обозначений или символики; ручных и ножных органов управления и др.).

Мнемосхема представленная в приложении Н полностью соответствует всем указанным требованиям нормативных документов и стандартов, существующих на данный момент.

Заключение

Таким образом, в результате выполненной работы приобрели навыки выполнения разработки автоматизированной системы управления, выбора и использования технических и программных средств управления, математического аппарата и программного обеспечения SCADA-системы;

Приобрели знания основ и принципов работы датчиков, первичных преобразователей, устройств контроля, протоколов и интерфейсов систем автоматизации, требований ГОСТ при разработке технической документации проектов.

Повысили квалификацию в разработке инженерно-технической документации в электронной форме, а также использовании ресурсов глобальной сети для поиска открытых проектных решений.

В данной работе выполнено описание разработки системы автоматизированного регулирования и контроля параметров технологического процесса резервуарного парка углеводородного сырья.

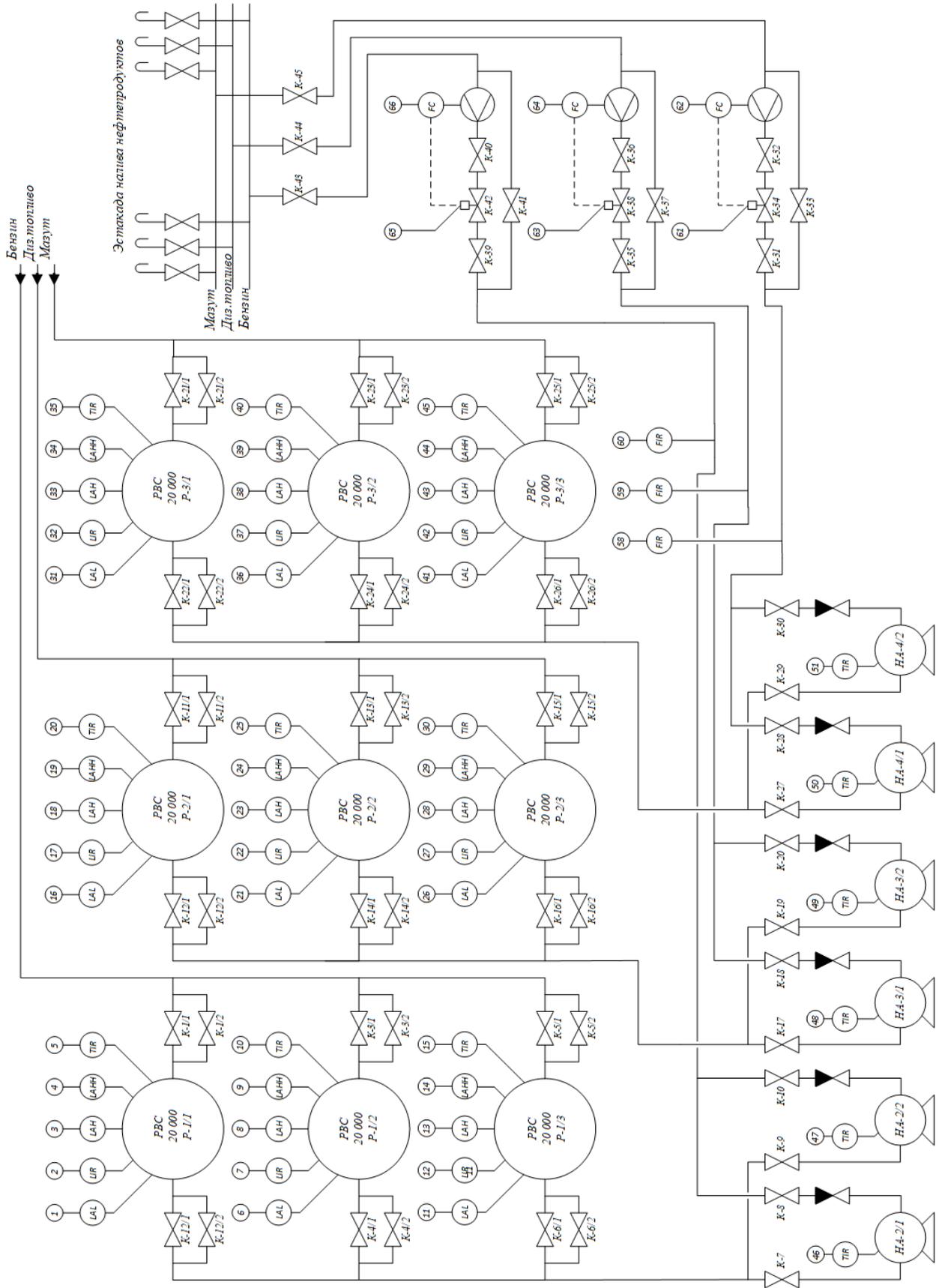
Таким образом, спроектированная система автоматизированного управления резервуарным парком углеводородного сырья соответствует всем необходимым критериям к системе автоматизации, позволяет производить изменения и модернизацию разработанной системы управления в соответствии с возрастающими в течение эксплуатации требованиями. Расчёт ресурсоэффективности и применение актуальных методик подбора оборудования позволяют говорить о рентабельности ведения технологического процесса в целом. Разработанный SCADA-проект позволяет заказчику значительно сократить затраты на эксплуатацию оборудования и повышение квалификации обслуживающего персонала, а также существенно сократить ресурсные расходы на производстве.

Список используемых источников

1. Турборефераты [Электронный ресурс] // turboreferat.ru: Архитектура автоматизированной системы управления технологическим процессом- АСУ ТП, 2012. URL: <http://turboreferat.ru/programming-computer/arhitektura-avtomatizirovannoj-sistemy-upravleniya-tehnologicheskim/241973-1238401-page1.html> (дата обращения: 21.03.2018).
2. Техническая информация – таблицы [Электронный ресурс] // tehtab.ru: Расчет и выбор регулирующих и запорных клапанов (вентилей) по пропускной способности на воде, для жидкости, водяного пара или газа. Выбор регулирующей трубопроводной арматуры по Kv. Формулы для расчета объемного расхода жидкости через Kv, 2006. URL: <https://tehtab.ru/Guide/GuideEquipment/Valves/ControvValveChoosingKv/> (дата обращения: 25.03.2018).
3. Библиотека Lib-5 [Электронный ресурс] // <http://lib-5.ru> Моделирование контура стабилизации давления, 2015. URL: <http://lib-5.ru/sheet-r-101994.php> (дата обращения 18.04.2018).
4. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно–методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009. — 155 с.
5. Ключев А. С., Глазов Б. В., Дубровский А. Х., Ключев А. А.; под ред. А.С. Ключева. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие. 2–е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 464 с.
6. Комиссарчик В.Ф. Автоматическое регулирование технологических процессов: учебное пособие. Тверь 2001. – 247 с.
7. ГОСТ 21.408–93 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов М.: Издательство стандартов, 1995.– 44с.

8. Разработка графических решений проектов СДКУ с учетом требований промышленной эргономики. Альбом типовых экранных форм СДКУ. ОАО «АК Транснефть». – 197 с.
9. Комягин А. Ф.; Автоматизация производственных процессов и АСУ ТП газонефтепроводов. Ленинград, 1983. – 376 с.
10. ГОСТ 30852.1-2002 (МЭК 60079-1:1998) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида "взрывонепроницаемая оболочка".
11. ГОСТ 30852.13-2002 (МЭК 60079-14:1996) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок).
12. Гарбук С.В., Комаров А.А., Особенности обеспечения информационной безопасности систем SCADA. М. РусКрипто, 2010. – 120 с.
13. ГОСТ 16456-70 Качество продукции. Эргономические показатели. Номенклатура.

Приложение А Функциональная схема



Приложение Б Схема вход/выходных сигналов

Наименование сигнала	Идентификатор сигнала	Диапазон измерения	Единица измерения	Тип сигнала	Технологические уставки			
					Предупредительные		Аварийные	
					min	max	min	max
Товарный резервуарный парк								
Нижний предельный уровень бензина в резервуаре P-1/1, точка 1	URV_R11_BENZ_PREDL	-	-	DI	+	-	-	-
Уровень бензина в резервуаре P-1/1, точка 2	URV_R11_BENZ	0...12000	мм	4-20мА	-	-	-	-
Верхний предельный уровень бензина в резервуаре P-1/1, точка 3	URV_R11_BENZ_PREDH	-	-	DI	-	+	-	-
Верхний аварийный уровень бензина в резервуаре P-1/1, точка 4	URV_R11_BENZ_AVARH	-	-	DI	-	-	-	+
Температура бензина в резервуаре P-1/1, точка 5	TEM_R11_BANZ	-50...+50	°C	4-20мА	-	-	-	-
Нижний предельный уровень бензина в резервуаре P-1/2, точка 6	URV_R12_BENZ_PREDL	-	-	DI	+	-	-	-
Уровень бензина в резервуаре P-1/2, точка 7	URV_R12_BENZ	0...12000	мм	4-20мА	-	-	-	-
Верхний предельный уровень бензина в резервуаре P-1/2, точка 8	URV_R12_BENZ_PREDH	-	-	DI	-	+	-	-
Верхний аварийный уровень бензина в резервуаре P-1/2, точка 9	URV_R12_BENZ_AVARH	-	-	DI	-	-	-	+
Температура бензина в резервуаре P-1/2, точка 10	TEM_R12_BANZ	-50...+50	°C	4-20мА	-	-	-	-
Нижний предельный уровень бензина в резервуаре P-1/3, точка 11	URV_R13_BENZ_PREDL	-	-	DI	+	-	-	-
Уровень бензина в резервуаре P-1/3, точка 12	URV_R13_BENZ	0...12000	мм	4-20мА	-	-	-	-
Верхний предельный уровень бензина в резервуаре P-1/3, точка 13	URV_R13_BENZ_PREDH	-	-	DI	-	+	-	-
Верхний аварийный уровень бензина в резервуаре P-1/3, точка 14	URV_R13_BENZ_AVARH	-	-	DI	-	-	-	+
Температура бензина в резервуаре P-1/3, точка 15	TEM_R13_BANZ	-50...+50	°C	4-20мА	-	-	-	-
Нижний предельный уровень диз.топлива в резервуаре P-2/1, точка 16	URV_R21_DIZT_PREDL	-	-	DI	+	-	-	-
Уровень диз.топлива в резервуаре P-2/1, точка 17	URV_R21_DIZT	0...12000	мм	4-20мА	-	-	-	-
Верхний предельный уровень диз.топлива в резервуаре P-2/1, точка 18	URV_R21_DIZT_PREDH	-	-	DI	-	+	-	-
Верхний аварийный уровень диз.топлива в резервуаре P-2/1, точка 19	URV_R21_DIZT_AVARH	-	-	DI	-	-	-	+
Температура диз.топлива в резервуаре P-2/1, точка 20	TEM_R21_DIZT	-50...+50	°C	4-20мА	-	-	-	-
Нижний предельный уровень диз.топлива в резервуаре P-2/2, точка 21	URV_R22_DIZT_PREDL	-	-	DI	+	-	-	-
Уровень диз.топлива в резервуаре P-2/2, точка 22	URV_R22_DIZT	0...12000	мм	4-20мА	-	-	-	-
Верхний предельный уровень диз.топлива в резервуаре P-2/2, точка 23	URV_R22_DIZT_PREDH	-	-	DI	-	+	-	-
Верхний аварийный уровень диз.топлива в резервуаре P-2/2, точка 24	URV_R22_DIZT_AVARH	-	-	DI	-	-	-	+
Температура диз.топлива в резервуаре P-2/2, точка 25	TEM_R22_DIZT	-50...+50	°C	4-20мА	-	-	-	-
Нижний предельный уровень диз.топлива в резервуаре P-2/3, точка 26	URV_R23_DIZT_PREDL	-	-	DI	+	-	-	-
Уровень диз.топлива в резервуаре P-2/3, точка 27	URV_R23_DIZT	0...12000	мм	4-20мА	-	-	-	-
Верхний предельный уровень диз.топлива в резервуаре P-2/3, точка 28	URV_R23_DIZT_PREDH	-	-	DI	-	+	-	-

Приложение В Двухуровневая структура АС

Сервер базы данных

АРМ оператора

АРМ диспетчера



Верхний уровень:
информационно-
вычислительный

Сеть Ethernet

ПЛК



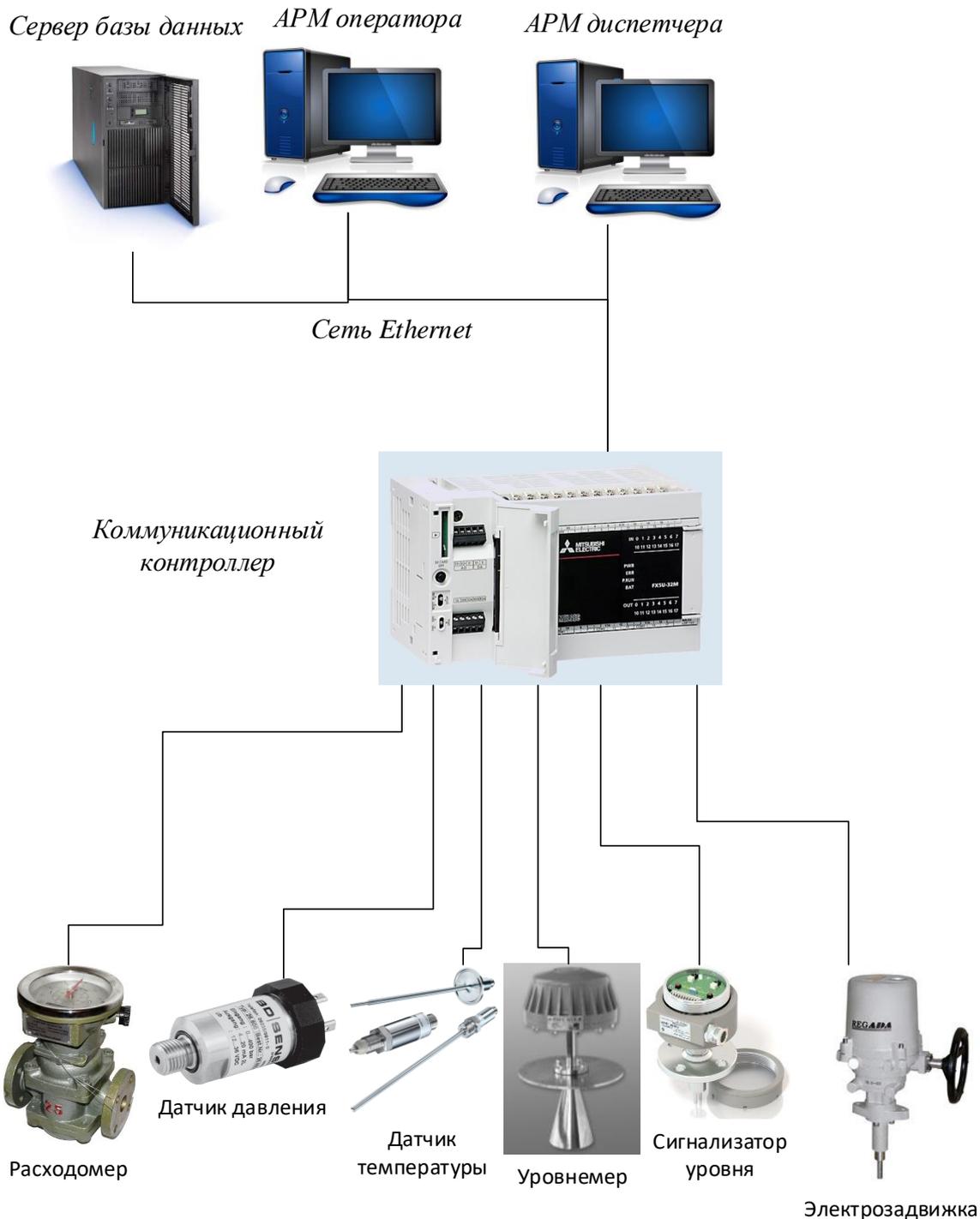
HART-протокол



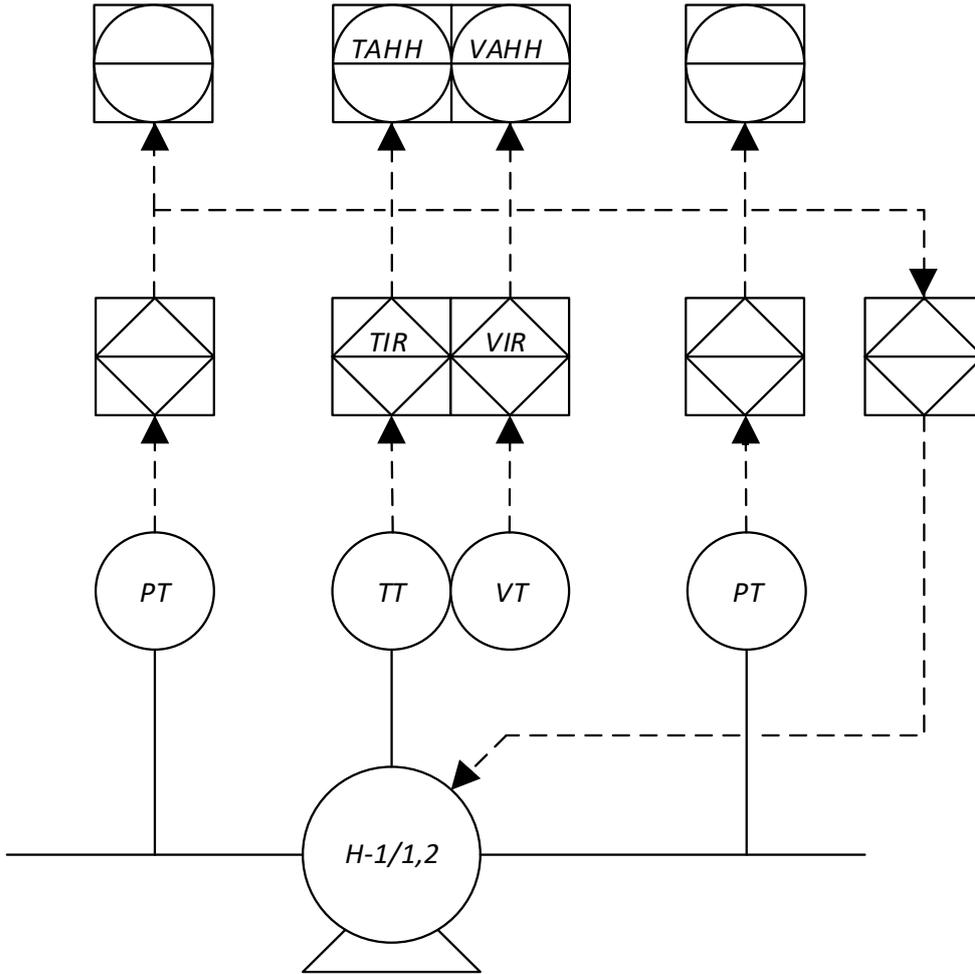
Нижний уровень:
полевой

Датчики и исполнительные механизмы

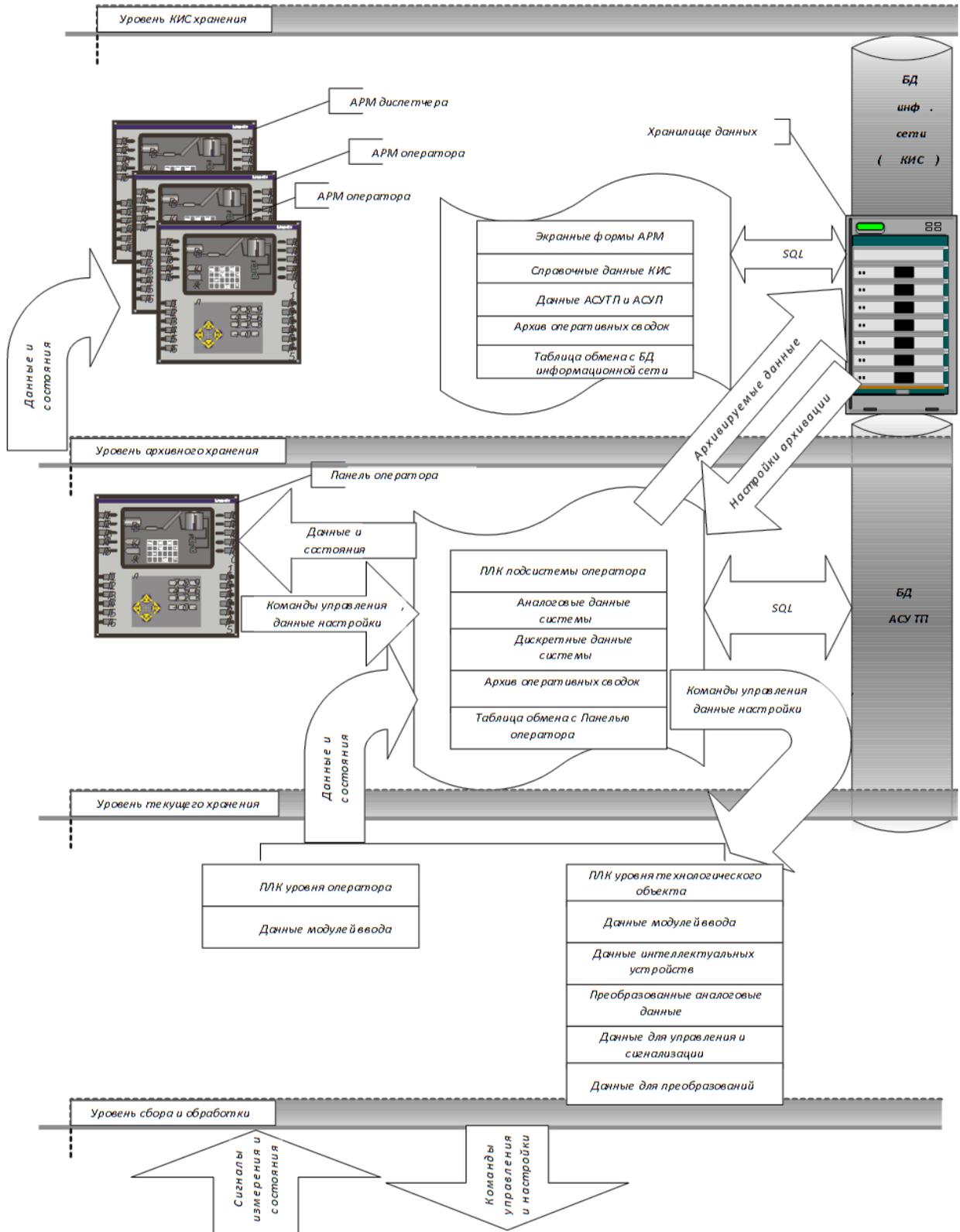
Приложение Г Обобщенная структура управления АС



Приложение Е Функциональная схема автоматизации по ANSI

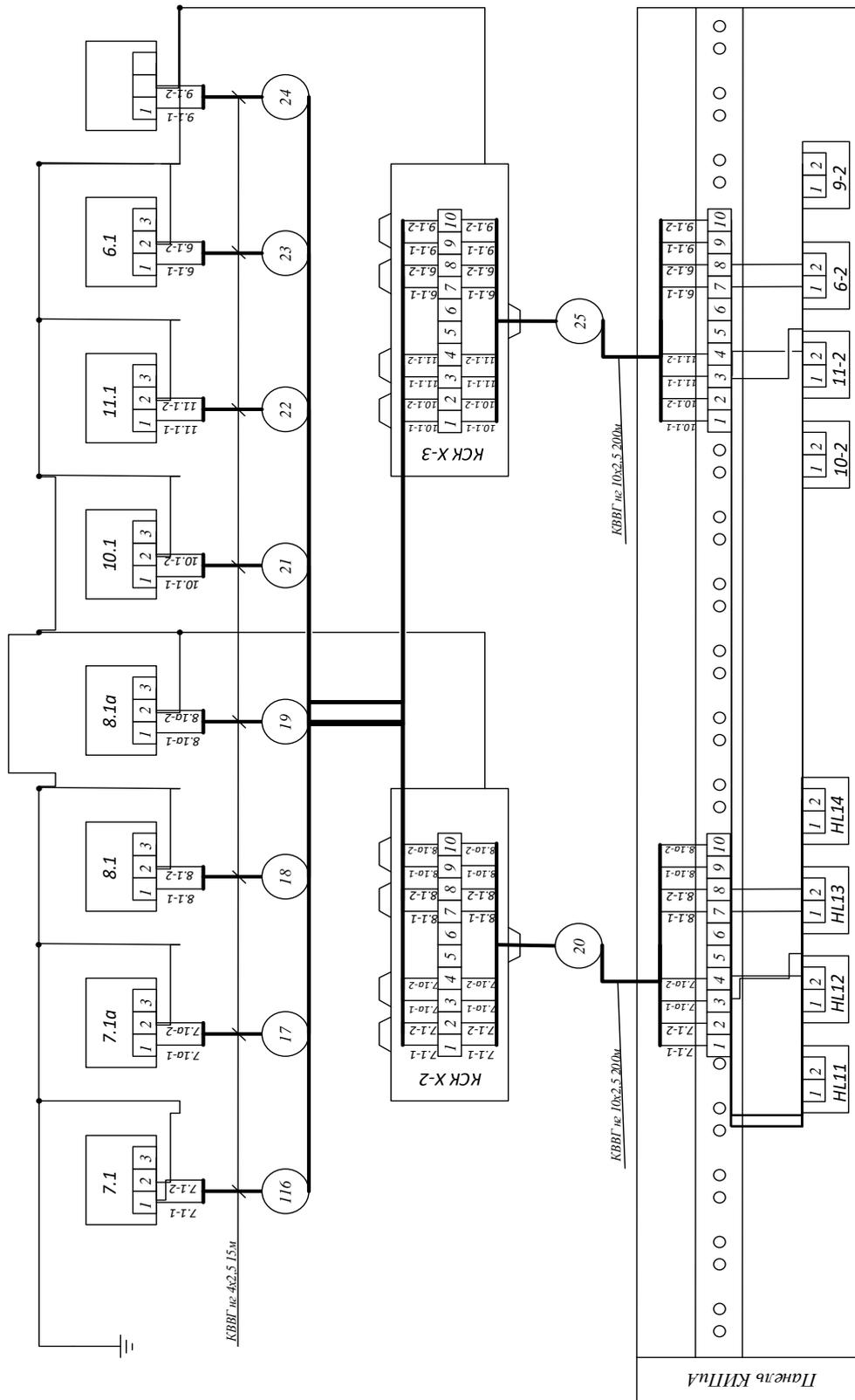


Приложение Ж Схема информационных потоков

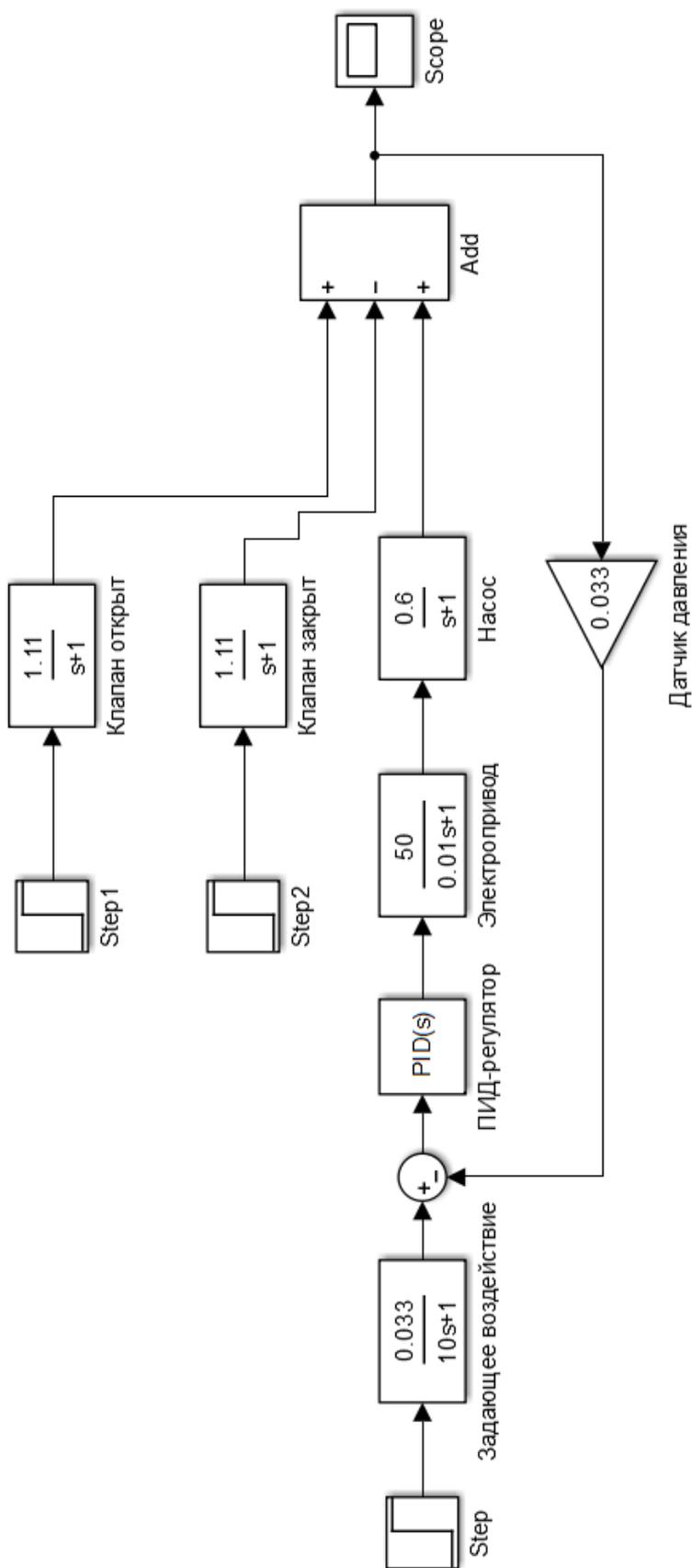


Приложение И Схема внешних проводов

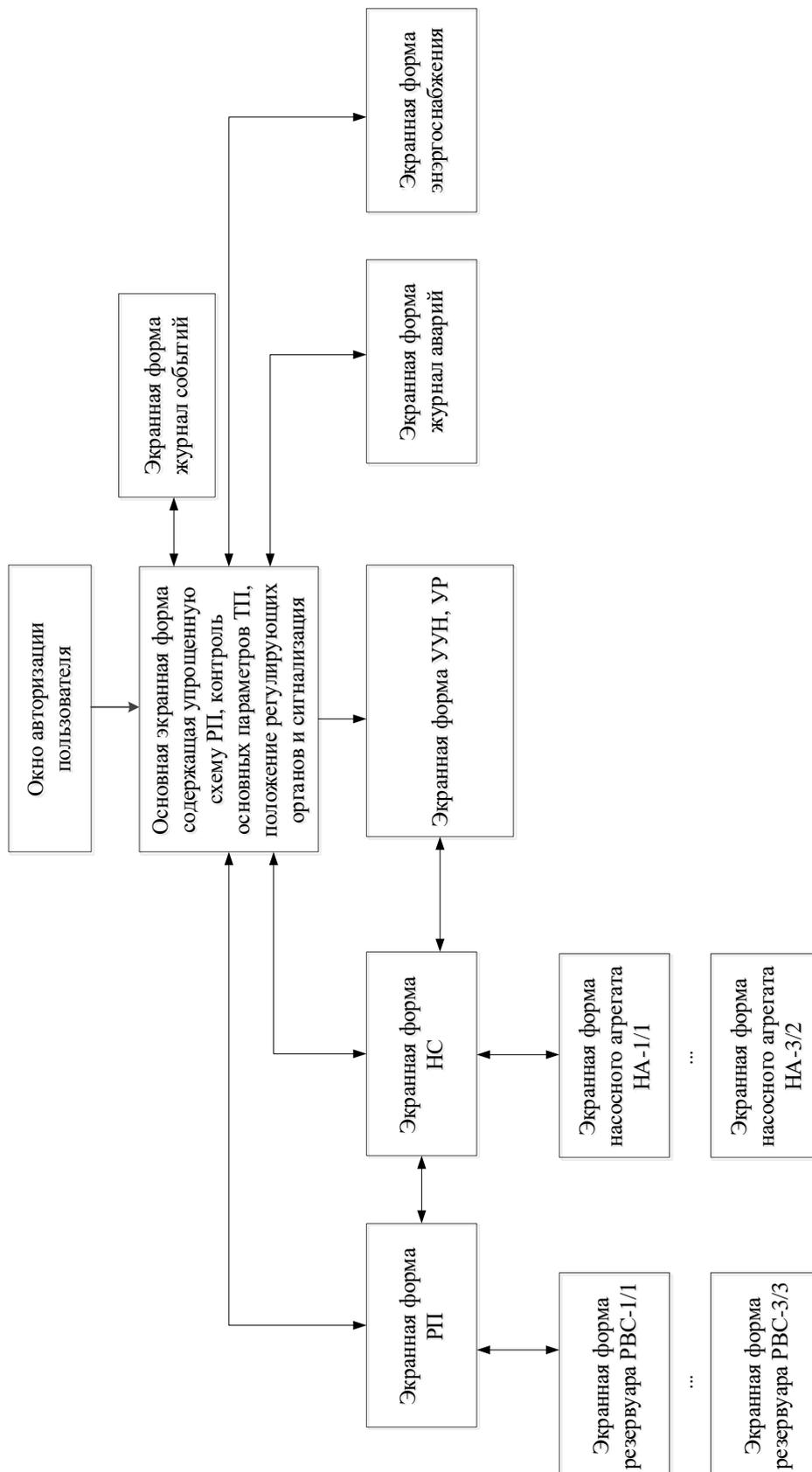
Наименование параметра	Температура		Вибрация		Расход сырья	Давление	
	Место отбора импульса	Тип датчика	НА-1/1	НА-1/2		Узел регулирования	Вход в насосную станцию
Место отбора импульса	НА-1/1	ТЕ2	НА-1/1	НА-1/2	Узел учёта	Вход в насосную станцию	Выход насосной станции
Тип датчика	ТЕ2	ТЕ2	ДВА-301А	ДВА-301А	РОТЭКмер	ДМР 330Н	ДМР 330Н
Позиция	7.1	7.1а	8.1	8.1а	10.1	11.1	6.1
							9.1



Приложение Л Структурная схема автоматического регулирования



Приложение М Дерево интерфейса оператора



Приложение Н Мнемосхема резервуар РВС-1/1

