

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

Институт электронного обучения

Направление подготовки 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
(в нефтегазовой отрасли)

Кафедра интегрированных компьютерных систем управления

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проектирование автоматизированной системы управления электродегидратором на установке подготовки нефти Ичѣдинского месторождения

УДК 681.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т11	Иванов Андрей Эдуардович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зам. начальника цеха КИПиА ООО "ИНК"	Новиков Сергей Сергеевич			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. МЕН	Петухов Олег Николаевич	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор каф. ЭиБЖ	Назаренко Ольга Брониславовна	Д.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лиепиньш Андрей Вилнисович	К.Т.Н.		

Томск – 2016 г.

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

Институт электронного обучения

Направление подготовки (специальность) 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств (в нефтегазовой отрасли)

Кафедра интегрированных компьютерных систем управления

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой ИКСУ

_____/_____/ Лиепиньш А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т11	Иванову Андрею Эдуардовичу

Тема работы:

Проектирование автоматизированной системы управления электродегидратором на установке подготовки нефти Ичѣдинского месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	3320/С от 04.05.2016

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объект исследования: электродегидратор. Режим работы – круглосуточный, круглогодичный. Повышенные требования к точности измерений.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Проектирование автоматизированной системы управления электродегидратора. Разработка схем автоматизации. Выбор комплекса аппаратно-технических средств. Разработка схем соединений внешних проводов. Разработка планов расположения оборудования и проводов. Разработка алгоритмов управления. Разработка экранных форм.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Структурная схема. Принципиальная технологическая схема. Функциональная схема автоматизации. Схемы соединений внешних проводов.</p>

План расположения оборудования и проводок.	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Петухов Олег Николаевич
Социальная ответственность	Назаренко Ольга Брониславовна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	13.02.2016
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зам. начальника цеха КИПиА ООО "ИНК"	Новиков Сергей Сергеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т11	Иванов Андрей Эдуардович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 85 с., 32 рисунков, 20 таблиц, 25 источников, 6 приложений.

Ключевые слова: Электродегидратор, клапан с электроприводом, автоматизированная система управления, ПИД-регулятор, локальный программируемый логический контроллер, протокол, SCADA-системы, экранные формы.

Объектом исследования является электродегидратор.

Цель работы – проектирование автоматизированной системы управления электродегидратора.

Работа представляет собой проект автоматизации системы управления электродегидратора согласно входной информации, полученной от заказчика:

- техническим требования на автоматизацию;
- проектной документации на существующие решения по автоматизации;
- нормативно-правовой базе для выполнения проектов автоматизации технологических процессов в Российской Федерации.

При выполнении работы использовались программные продукты, такие как:

- Microsoft Office 2013;
- Microsoft Visio 2013;
- Mathcad.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2013 и представлена на CD (в конверте на обороте обложки).

Содержание

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ.....	7
ВВЕДЕНИЕ	8
1 ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ	9
1.1 Основные цели и задачи создания АСУ ТП.....	9
1.2 Назначение системы	10
1.3 Требования к Системе.....	10
1.3.1 Требования к числу уровней иерархии и степени централизации Системы	11
1.3.2 Требования к режимам функционирования Системы	12
1.4 Требования к функциям (задачам), выполняемым Системой	12
1.5 Требования к видам обеспечения.....	13
1.5.1 Требования к техническому обеспечению	13
1.5.2 Требования к программному обеспечению	13
1.5.3 Требования к метрологическому обеспечению	14
2 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА	
Ошибка! Закладка не определена.	
3 РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ	19
4 РАЗРАБОТКА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ	
21	
5 КОМПЛЕКС АППАРАТНО-ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ	22
5.1 Выбор устройств измерения.....	22
5.1.1 Выбор контроллерного оборудования	22
5.1.2 Выбор расходомера	24
5.1.3 Выбор датчика давления	30
5.1.4 Выбор датчика температуры	32
5.1.4 Выбор уровнемера	35
5.1.5 Выбор сигнализатора уровня	37
5.1.6 Выбор влагомера	39
5.2 Нормирование погрешности канала измерения	42
6 РАЗРАБОТКА СХЕМ ВНЕШНИХ ПРОВОДОК.....	45
7 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ УПРАВЛЕНИЯ	46
7.1 Алгоритм сбора данных	46
8. ЭКРАННЫЕ ФОРМЫ АС ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОРА.....	50
9 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Ошибка! Закладка не определена.
9.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности	Ошибка! Закладка не определена.
9.3 Анализ конкурентных технических решений	Ошибка! Закладка не определена.

9.4	Технология QuaD	Ошибка! Закладка не определена.
9.5	SWOT – анализ	Ошибка! Закладка не определена.
9.6	Планирование научно-исследовательских работ.	Ошибка! Закладка не определена.
9.6.1	Структура работ в рамках научного исследования	Ошибка! Закладка не определена.
9.6.2	Разработка графика проведения научного исследования	Ошибка! Закладка не определена.
9.7.	Бюджет научно-технического исследования.....	Ошибка! Закладка не определена.
9.7.1	Расчет материальных затрат	Ошибка! Закладка не определена.
9.7.2	Расчет затрат на специальное оборудование	Ошибка! Закладка не определена.
9.7.3	Основная заработная плата исполнителей темы	Ошибка! Закладка не определена.
9.7.4	Дополнительная заработная плата исполнителей темы	Ошибка! Закладка не определена.
9.7.5	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	Ошибка! Закладка не определена.
9.7.6	Накладные расходы	Ошибка! Закладка не определена.
9.7.7	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	Ошибка! Закладка не определена.
10	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Ошибка! Закладка не определена.
10.1	Профессиональная социальная безопасность ...	Ошибка! Закладка не определена.
10.1.1	Анализ вредных и опасных факторов.....	Ошибка! Закладка не определена.
10.1.2.	Анализ вредных факторов	Ошибка! Закладка не определена.
10.1.3	Анализ опасных факторов	Ошибка! Закладка не определена.
10.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	Ошибка! Закладка не определена.
10.3.1	Пожарная безопасность	Ошибка! Закладка не определена.
10.4	Организационные мероприятия обеспечения безопасности ..	Ошибка! Закладка не определена.
10.4.1	Эргономические требования к рабочему месту	Ошибка! Закладка не определена.
10.4.2	Окраска и коэффициенты отражения	Ошибка! Закладка не определена.
10.5	Особенности законодательного регулирования проектных решений	Ошибка! Закладка не определена.
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	52
	Приложение А. Функциональная схема автоматизации	54
	Приложение В. Обобщенная структурная схема	56

Приложение Г. Функциональная схема автоматизации по ГОСТ	57
Приложение Д. Схемы соединений внешних проводок	58
Приложение Е. Мнемосхема	59

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

Аббревиатура	Расшифровка
АСИ	Автоматизированная система измерения
ПЛК	Программируемый логический контроллер
ТП	Технологический процесс
ПП	Переходный процесс
РО	Регулирующий орган
ОУ (ОР)	Объект управления (объект регулирования)
ИМ	Исполнительный механизм
САР	Система автоматического регулирования
ЭВМ	Электронно-вычислительная машина
АРМ	Автоматизированное рабочее место
РСУ	Распределенная система управления
КАТС	Комплекс аппаратно-технических средств
АИС ТПС	Автоматизированная информационная система топливопроводящей сети
АСУ	Автоматизированная система управления
ИВ	Исходная величина
СИ	Средство измерения
КМХ	Контроль метрологических характеристик
ТЗ	Техническое задание
ИС	Информационная сеть
КС	Компьютерная сеть

ВВЕДЕНИЕ

Автоматизация технологических процессов является решающим фактором в повышении производительности труда и улучшении качества выпускаемой продукции. Для нефтегазового комплекса автоматизация имеет особое значение, так как он является одной из ведущих отраслей Российской Федерации и в значительной степени определяет её экономическое развитие.

Автоматизированные системы управления технологическими процессами являются высшим этапом комплексной автоматизации и призваны обеспечить существенное увеличение производительности труда, улучшения качества выпускаемой продукции и других технико-экономических показателей производства, а также защиту окружающей среды.

Целью данной работы является разработка проекта по модернизации автоматизированной системы управления электродегидратором. Актуальность данной темы не может подвергаться сомнению, так как использовавшаяся ранее автоматизированная система управления не обеспечивала требуемую точность показаний результатов измерений, а также не соответствовала требованиям, выдвинутым к её надежности.

Таким образом, модернизация существующей системы посредством внедрения нового оборудования позволит повысить точность измерений и надежность всей распределенной системы управления нефтебазы в целом, что повлечет за собой положительный экономический эффект.

В настоящее время система внедрена на перевалочной нефтебазе и успешно используется в технологическом процессе.

1 ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

1.1 Основные цели и задачи создания АСУ ТП

АСУТП предназначена для

Стабилизации заданных режимов технологического процесса путем измерения значений технологических параметров, визуального представления, обработки, в режиме реального времени выдачи исполнительных воздействий на исполнительные механизмы, как в результате действия технолога-оператора, так и в автоматическом режиме.

Анализа состояния технологического процесса, выявление предаварийных ситуаций и предотвращение аварий путем переключения технологических узлов в безопасное состояние, как по инициативе оперативного персонала, так и в автоматическом режиме.

Для решения задач контроля, учета, анализа, планирования и управления производственной деятельностью, необходимо обеспечить административно-технический персонал завода необходимой информацией с технологического процесса.

Целями создания АСУ ТП являются:

1. Обеспечение надежной и безаварийной работы производства.
2. Стабилизация эксплуатационных показателей технологического оборудования и режимных параметров технологического процесса.
3. Увеличение выхода товарной продукции.
4. Уменьшение материальных и энергетических затрат.
5. Снижение производственных потерь, человеческих, материально-технических и топливно-энергетических ресурсов, сокращение эксплуатационных расходов.
6. Выбор рациональных технологических режимов с учетом показаний промышленных анализаторов, установленных на потоках, и оперативной корректировки стратегии управления по данным лабораторных анализов.
7. Улучшение качественных показателей конечной продукции.

8. Предотвращение аварийных ситуаций.

Автоматическая и автоматизированная диагностика оборудования АСУ ТП.

АСУ ТП реализуют следующие задачи:

- а) Централизованный контроль и управление технологическими процессами электродегидратора.
- б) Обеспечение надежной работы оборудования технологических сооружений и предотвращения аварийных ситуаций.
- в) Повышение эффективности технологических процессов электродегидратора.
- г) Передача текущей информации в центральный диспетчерский пункт (ЦДП).

1.2

Назначение системы

Электродегидраторы предназначены для глубокого обезвоживания и обессоливания нефти при помощи электрического поля под давлением, при этом электродегидраторы (ЭГ) снабжены электродами, к которым подводится высокое напряжение промышленной частоты. Существует несколько типов и конструкций ЭГ, отличающихся формой, габаритами и принципом работы.

В данном проекте будет разрабатываться система автоматического управления горизонтальным электродегидратором ЭГ-160, которые представляют собой горизонтальные цилиндрические емкости.

В состав электродегидратора входят: корпус, электроды, различные изоляторы и коллекторы ввода нефтяной эмульсии, промывочной воды, выводов очищенной нефти и загрязненной воды.

1.3 Требования к Системе

1.3.1 Требования к числу уровней иерархии и степени централизации Системы

Система должна иметь трехуровневую структуру:

А) Нижний уровень – уровень размещения контрольно-измерительных приборов (КИП) и исполнительных механизмов – включает в себя:

- 1) расходомер
- 2) датчики давления
- 3) датчики температуры
- 4) влагомер
- 5) система контроля электрических параметров трансформатора
- б) кабельное и дополнительное оборудование;

В) Средний уровень – уровень сбора информации с нижнего уровня, выдачи воздействий на устройства приема/передачи данных на верхний уровень – включает в себя интерфейсные линии связи;

С) Верхний уровень – уровень, включающий автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора.

Состав АРМ оператора:

- 1) персональный компьютер:
 - а. монитор (не менее 19")
 - б. системный блок
 - с. клавиатура
 - д. манипулятор типа "мышь"
 - е. плата интерфейсов 2 СОМ-порта
- 2) источник бесперебойного питания (ИБП), мощностью не менее 450 Вт
- 3) принтер, в комплекте с кабелем USB
- 4) лицензионное ПО и лицензионное антивирусное ПО (McAfee).

1.3.2 Требования к режимам функционирования Системы

Система должна обеспечивать непрерывную работу объекта автоматизации в круглосуточном, круглогодичном режиме. Число рабочих дней в году – 365 дней.

1.4 Требования к функциям (задачам), выполняемым Системой

Основные функции Системы:

- доступ оператора АСУ ТП по индивидуальному паролю.
- регистрация ФИО оператора АСУ ТП.
- регистрация измеряемых величин.
- отображение и регистрация в базе данных при работе электродегидрататора следующей информации:
 - 1) напряжение трансформатора.
 - 2) фазный ток трансформатора.
 - 3) температура масла в трансформаторе.
 - 4) давление в электродегидрататоре.
 - 5) уровень раздела фаз.
 - 6) обводненность нефти или газа.
 - 7) расход нефти.
 - 8) расход газа.
- формирование и распечатка отчетов.
- передача в режиме реального времени текущего состояния оборудования в АСУ ТП предприятия.

1.5 Требования к видам обеспечения

1.5.1 Требования к техническому обеспечению

Устанавливаемое на открытых площадках оборудование, в зависимости от зон, где расположен объект должно выдерживать перепады температур от 50 до -50 градусов Цельсия и концентрацию влажности не менее 80% при температуре равной 35 градусов Цельсия.

Каналы ввода/вывода должны иметь резерв не менее 20%. Так же возможность наращивания, модернизацию и развитие системы должен иметь программно-технический комплекс АС.

Так же к датчикам использованным в системе предъявляются требования взрывобезопасности. Аппаратура используется только с искробезопасными цепями. Коррозионная защита одна из важнейших исполнений в использованных приборах. Степень пыле влагозащиты должна быть не менее IP56

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

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

Свободная компоновка каналов ввода/вывода одна из основных характеристик модульной архитектуры используемых контроллеров. Допускается использовать, как модули с искробезопасными входными сетями, так и внешние барьеры искробезопасности находящиеся в отдельном блоке, это что касается ввода сигналов с датчиков.

1.5.2 Требования к программному обеспечению

Программное обеспечение (ПО) АС включает в себя:

- а) Системное ПО (операционные системы).
- б) Инструментальное ПО.
- в) Общее (базовое) прикладное ПО.
- г) Специальное прикладное ПО.

Функции конфигурирования должны включать в себя:

- 1) Создание и ведение базы данных конфигурации по входным/выходным сигналам.
- 2) Определение алгоритмов управления, регулирования и защиты с использованием общепринятых функциональных блоков.
- 3) Создание мнемосхем (видеокадров) для визуализации визуального наблюдения за технологическим состоянием системы.
- 4) Конфигурирование рапортов, протоколов.

Универсальные языки программирования и соответствующие средства разработки, т.е. компиляторы и отладчики, должны быть включены в средства создания специального прикладного ПО. ИЕС61131-3 - это стандарт соответствия технологическим языкам программирования. Этот стандарт должен соблюдаться. Прикладное базовое ПО должно обеспечивать выполнение заданных функций, которые соответствуют данному уровню АС, т.е. это опрос, фильтрация, визуализация, регистрация, измерение и др. Специальное прикладное ПО обеспечивает нестандартный набор функций соответственного уровня АС-это расчеты, это специальные алгоритмы и др.

1.5.3 Требования к метрологическому обеспечению

Получение результатов измерения с нормируемой точностью должны обеспечивать Измерительные Каналы системы (ИК). В качестве метрологической характеристики используем предел допускаемой погрешности ИК в нормальных условиях эксплуатации. Приведенная погрешность, выражаемая в процентах относительно диапазона измерения, будет являться формой представления метрологической характеристики ИК.

Метрологическое обеспечение является целью создания основы обеспечения качества эксплуатации электродегидратора и получения результатов измерений, использование которых позволяет:

- а) Эффективное и безопасное ведение технологического процесса.
- б) Исключение или сведение к минимуму рисков принятия ошибочных

решений и действий при управлении оборудованием.

в) Достоверный контроль безопасности обслуживающего персонала и состояние окружающей среды.

В таблице 1 приведены требуемые нормы погрешности измерения основных технологических параметров, включая всю цепь, начиная от датчиков. Дополнительные погрешности, обусловленные условиями эксплуатации должны быть не более половины основной.

Таблица 1 – Требования к погрешности измерительных каналов

Наименование измеряемого параметра		Норма погрешности (не более)	Примечание
.	Температура (разность температур)	$\pm 1,0\%$	Приведенная погрешность
.	Давление (разность давлений)	$\pm 1,0\%$	Приведенная погрешность
.	Уровень	$\pm 1,0$ мм	Абсолютная погрешность
.	Расход	$\pm 2,0\%$	Приведенная погрешность
.	Обводненность	$\pm 1,0\%$	Абсолютная погрешность

2 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА

Функциональная схема электродегидратора приведена в **приложении А**.

Электродегидратор — аппарат для отделения воды от сырой нефти путём разрушения нефтяной эмульсии обратного типа (вода в нефти) в электрическом поле. В результате индукции электрического поля диспергированные глобулы воды поляризуются с образованием в вершинах электрических зарядов, изменяют направление своего движения синхронно основному полю и всё время находятся в состоянии колебания. Форма глобул постоянно меняется, что приводит к смятию структурно-механического барьера, разрушению адсорбционных оболочек и коалесценции глобул воды.

Электродегидратор - это горизонтальная цилиндрическая емкость, устанавливаемая на двух седловых опорах, оснащенная штуцерами для выхода нефти, входа эмульсии, выхода воды. Так же имеются необходимые технологические штуцера и штуцера для КИПиА, предназначенные для обессоливания нефти. В нижней части корпуса емкости организована система ввода сырья, включая коллектор с отводами. Коллектор соединен с входным штуцером.

Двумя заземленными и двумя высокопотенциальными электродами, размещенными в верхней части аппарата, создается электрическое поле в электродегидраторе. Заземленные электроды – это решетчатый настил, состоящий из трех секций. В верхней части аппарата организована система электропитания, в нее входят установленный на площадке обслуживания высоковольтный источник питания (типа ИПМ-9/15-УХЛ1), и изолятор проходной фторопластовый (типа ИПФ 25), имеющий контакт с источником при помощи высоковольтного кабеля, входящего в комплект поставки источника.

Аппарат снабжен необходимыми штуцерами для КИП приборов, двумя люками-лазами для возможности доступа в нижнюю и верхнюю часть аппарата. В верхний люк-лаз врезан штуцер для вывода нефти. Так же аппарат

снабжен предохранительным клапаном. По нижней части имеется шламовый люк, в нем присутствуют штуцера для откачки и сброса воды.

Нефть с поданной в нее промывочной водой поступает в аппарат через штуцер. Она проходит по коллектору и отводам, истекая из отверстий. По мере подъема нефти из нее оседают капли воды. Размер и количество оставшихся в нефти капель уменьшаются по высоте всего аппарата.

До уровня нижней решетки электродной системы дойдут только мелкие капли воды, поскольку под этой решеткой, находящейся под высоким напряжением (промышленной частоты), существует электрическое поле. В его объеме происходит коалесценция капель воды, их увеличение и осаждение.

Однако напряженности электрического поля под нижней решеткой недостаточно для коалесценции наиболее мелких капель воды, которые заносятся потоком нефти в область сильного электрического поля, создаваемого в объеме между прутками электродной системы. Нефть, проходя через электродную систему, окончательно отделяется от воды. Так же вместе с водой из нефти удаляются содержащиеся в ней нежелательные солевые примеси. При попадании нефтяной эмульсии в электрическое поле, частицы воды, которые заряжены отрицательно, перемещаются внутри элементарной капли, та в свою очередь принимает форму груши, острый конец ее обращен к положительно заряженному электроду. Этот острый конец вытягивается в противоположную сторону с переменной полярности электродов. Капля будет изменять свою конфигурацию 50 раз в секунду в соответствии с частотой напряжения, которая равна 50Гц. Под действием сил притяжения некоторые капли, устремляющиеся к положительному электроду, сталкиваются друг с другом, и при достаточно высоком потенциале заряда происходит пробой диэлектрической оболочки капель. В результате мелкие капли воды сливаются в крупные, что способствует их осаждению в электродегидраторе.

Так как соль в нефти растворена в воде, удаление соли и воды одновременно с помощью электродегидратора – это простое решение.

Тем ни менее произвести обессоливание в один этап невозможно. Поэтому, в нефть добавляют пресную воду и промывают несколько раз в электродегидраторе, состоящем из двух-трех последовательно соединенных ступеней.

Снижение содержания солей в нефти при помощи электродегидратора дает значительную экономию: а) примерно вдвое увеличивается ресурс установок б) сокращается расход топлива в) уменьшается коррозия аппаратуры г) снижаются расходы катализаторов д)улучшается качество газотурбинных и котельных топлив, коксов и битумов.

3 РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ

Структурная схема комплекса аппаратно-технических средств АСУ ТП электродегидратора построена по трехуровневому иерархическому принципу в соответствии с п. 1.3.1 настоящего ТЗ.

Самый низший уровень – нижний (полевой). Он состоит из первичных преобразователей (датчиков). Они в свою очередь собирают информацию о ходе технологического процесса, исполнительных устройств и приборов, кабельных соединений, клемм, нормирующих преобразователей, управляющий воздействием.

У полевого уровня следующие функции:

- а) Измерение параметров технологического процесса и оборудования и преобразования.
- б) Сбор и передачу информации о ходе технологического процесса и состоянии технологического оборудования на верхний уровень посредством оборудования среднего уровня.

Контроллерный уровень является средним. Он состоит из контроллеров, цифро-аналоговых и аналого-цифровых, дискретных, импульсных и прочих приборов преобразования, и шлюзов-устройств, для сопряжения с верхним уровнем. Контроллеры объединяются друг с другом при помощи контроллерных сетей. Контроллерные сети строятся на базе интерфейса RS-485, которые должны быть совместимы с серверами OPC и SCADA-системами.

И самый высший уровень - верхний, информационно-вычислительный, состоящий из компьютеров, которые объединяются в локальную сеть Ethernet.

Обобщенная структура управления АС приведена в **приложении В**.

Информация с нижнего уровня поступает на средний уровень (ПЛК). За ним закреплены следующие функции:

- а) Обмен информации с управлением и его пунктами.

б) Логическое, автоматическое управление и регулирование.

в) Сбор, хранение и первичная обработка информации.

На коммуникационный контроллер верхнего уровня поступает информация с локального контроллера, оттуда в свою очередь она направляется в сеть диспетчерского пункта.

Функции исполняемые коммуникационным контроллером:

а) Обмен информацией между локальными контроллерами и верхним уровнем.

б) Синхронизация работы подсистем.

в) Организация архивов.

г) Обработка данных и масштабирование.

д) Сбор данных с локальных контроллеров.

е) Поддержание единого заданного времени в системе.

АРМ оператора/диспетчера, сервер базы данных – все это является Диспетчерским Пунктом (ДП). За ходом технологического процесса и для оперативного управления предоставлены компьютерные экраны диспетчера/оператора.

Аппаратные средства системы управления объединяются каналами связей. На нижнем уровне контроллер контактирует с датчиками и исполнительными механизмами и устройствами. Связь между контроллером верхнего уровня и локальным контроллером выполняется на базе интерфейса Ethernet.

Связь АРМ оперативного персонала между собой, а также с контроллером верхнего уровня выполняется посредством сети Ethernet.

4 РАЗРАБОТКА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ

Для отображения основных технологических решений разрабатывают функциональную схему автоматического контроля и управления. Функциональная схема автоматизации это технический документ, определяющий функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля. А так же управления и регулирование технологического процесса, в том числе оснащение объекта управления приборами и средствами автоматизации.

Системы защиты и блокировок, сигнализации, дистанционного управления, регулирования, системы автоматического регулирования, все эти системы изображаются на функциональной схеме автоматизации.

В процессе разработки ФСА решаются следующие задачи:

- а) Получение первичной информации о состоянии технологического процесса и оборудования.
- б) Воздействие на технологический процесс для управления им и стабилизации технологических параметров процесса.
- в) Контроль и регистрация технологических параметров процессов и состояние технологического оборудования.

В данной работе функциональная схема автоматизации разработана в соответствии с требованиями:

1)ГОСТ 21.208-2013 «Система проектной документации для строительства. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах»

2) ГОСТ 21.408-2013 «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов».

Функциональная схема автоматизации по ГОСТ представлена в **приложении Г.**

5 КОМПЛЕКС АППАРАТНО-ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

Задачей выбора программно-технических средств реализации проекта АС это вариантный анализ, анализ совместимости и выбор компонентов АС.

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

Сбор информации о технологическом процессе осуществляют измерительные устройства. Для осуществления воздействий на объект управления в соответствии с выбранным алгоритмом управления используют исполнительные устройства, которые преобразуют электрическую энергию в механическую или иную физическую величину.

5.1 Выбор устройств измерения

5.1.1 Выбор контроллерного оборудования

В основе системы автоматизированного управления электродегидратором будем использовать два ПЛК ОВЕН ПЛК 100 (рис. 3) (первый контроллер – локальный, а второй – коммуникационный). Связь между контроллером верхнего уровня и локальным контроллером осуществляется по средствам интерфейса Ethernet.

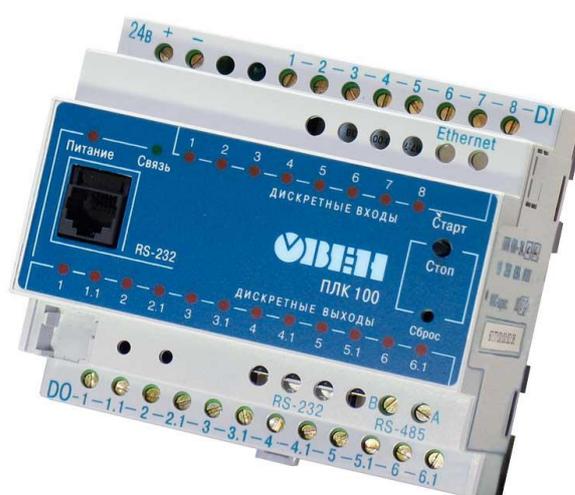


Рисунок 3

Предназначение ОВЕН ПЛК 100:

- а) создания систем управления средними или малыми объектами.
- б) Системы диспетчеризации, их построение.
- в) На базе ОВЕН ПЛК возможно построение систем управления и диспетчеризации. Они реализуются с помощью проводных средств – используя встроенные интерфейсы RS-232, RS-485, Ethernet, а так же возможна реализация с помощью беспроводных средств – используя радио, GSM, ADSL модемы.

Технические характеристики:

Среда программирования CedeSys

Встроенные интерфейсы Ethernet 10/100 Mbps, RS-485, RS-232, USB Device.

Поддержка протоколов ОВЕН, Modbus RTU, Modbus ASCII, DCON, Modbus TCP, GateWay. Возможна поддержка нестандартных протоколов.

Все дискретные входы (10 кГц) могут функционировать в режиме импульсного счетчика, триггера или энкодера (для энкодера частота до 1 кГц).

Дискретные выходы могут быть настроены на генерацию ШИМ-сигнала с высокой точностью.

Возможность расширения путем подключения модулей ввода/вывода.

Встроенные часы реального времени.

Встроенный аккумулятор источник резервного питания.

Интерфейсы связи Ethernet, RS-232, RS-485.

Возможная схема работы ОВЕН ПЛК 100 представлена на рисунке 4.

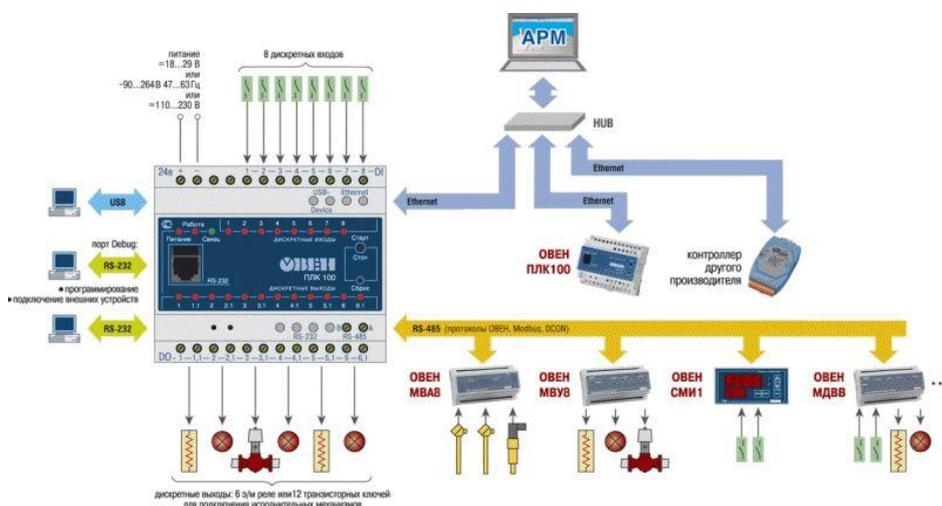


Рисунок 4 – возможная работа контроллера ОВЕН ПЛК 100

5.1.2 Выбор расходомера

Выбор расходомера проходил из следующих вариантов приборов: вихревой расходомер Rosemount 8800D, вихреакустический расходомер Метран-300ПР, электромагнитный расходомер Rosemount 8700, Метран-350 ОНТ Annubar.

В результате для измерения расхода будем использовать расходомер Метран-350 на базе ОНТ Annubar (Рисунок 5).

Расходомеры на базе осредняющей напорной трубки Annubar предназначены для измерения расхода газа, жидкости, пара в системах автоматического регулирования, контроля и управления технологическими процессами в различных отраслях промышленности, а также в системах технологического и коммерческого учета.

Преимущества расходомера:

а) Интегральная конструкция расходомера исключает потребность в импульсных линиях и дополнительных устройствах, сокращается количество потенциальных мест утечек среды.

б) Низкие безвозвратные потери давления в трубопроводе сокращают затраты на электроэнергию.

в) Многопараметрические преобразователи 3051SMV в составе расходомеров обеспечивают вычисление мгновенного массового расхода жидкости, пара, газа или объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям.

г) Установка расходомера экономична и менее трудоемка по сравнению с установкой измерительного комплекса на базе стандартной диафрагмы.



Рисунок 5 – Расходомер Метран-350

Технические характеристики расходомера Метран-350 приведены в таблице 2:

Таблица 2 – технические характеристики Метран-350

Техническая характеристика	Значение
Измеряемые среды	жидкость, газ, пар
Температура измеряемой среды	-40...232°C (интегральный монтаж датчика); -100...454°C (удаленный монтаж датчика импульсными линиями)
Избыточное давление в трубопроводе, не более	10 МПа
Диаметр условного прохода трубопровода	Dу 50...2400
Основная относительная погрешность измерений расхода, не более	±0,8%
Температура окружающего воздуха	-40...85°C – без ЖК-индикатора
Выходной сигнал	4...20 мА/HART
Расстояние передачи токового сигнала	до 2,5 км

Продолжение таблицы 2 – технические характеристики Метран-350

Физические интерфейсы связи с компьютерной средой	Hart
Протоколы связи с компьютерной средой	HART
Взрывозащищенное исполнение	есть
Степень защиты от воздействия пыли и влаги	IP 66, IP 68
Средний срок службы расходомера	10 лет
Средняя наработка на отказ	150000 часов
Межповерочный интервал	4 года

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

В общем случае монтаж расходомера включает четыре этапа (рисунок 6):

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

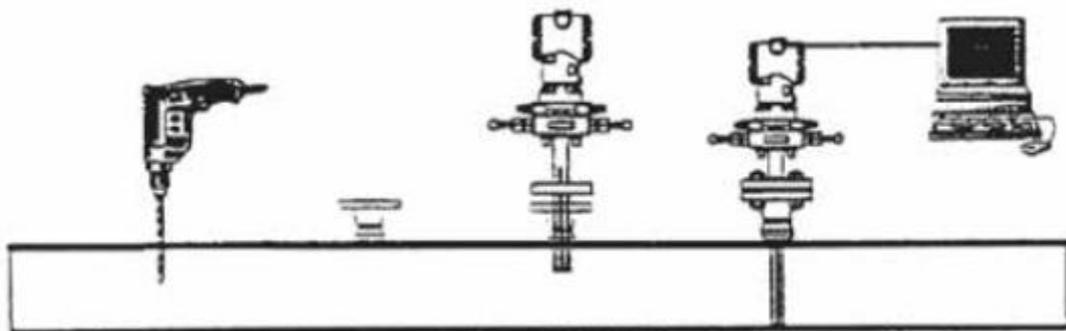


Рисунок 6 – Монтаж расходомера Метра-350

При монтаже расходомера для измерений расхода жидкости необходимо, чтобы боковой дренажный/вентиляционный клапан был расположен отверстием вверх для выхода газа. Рекомендуемое расположение расходомера при монтаже на горизонтальном трубопроводе приведено на рисунке 7:

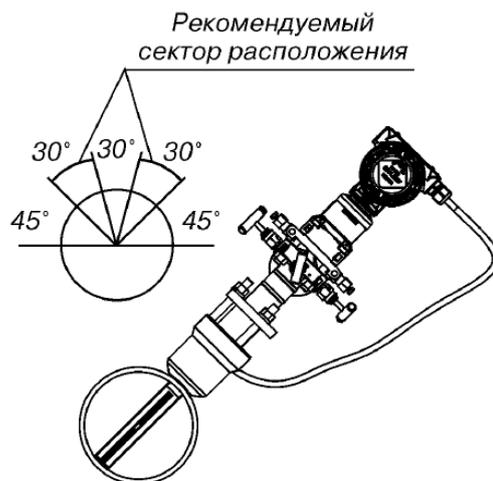


Рисунок 7 – Рекомендуемое расположение расходомера

Кроме того, предъявляются требования к ориентации ОНТ Annubar относительно трубопровода. Допускаемые отклонения ориентации ОНТ Annubar при монтаже представлены на рисунке 8.

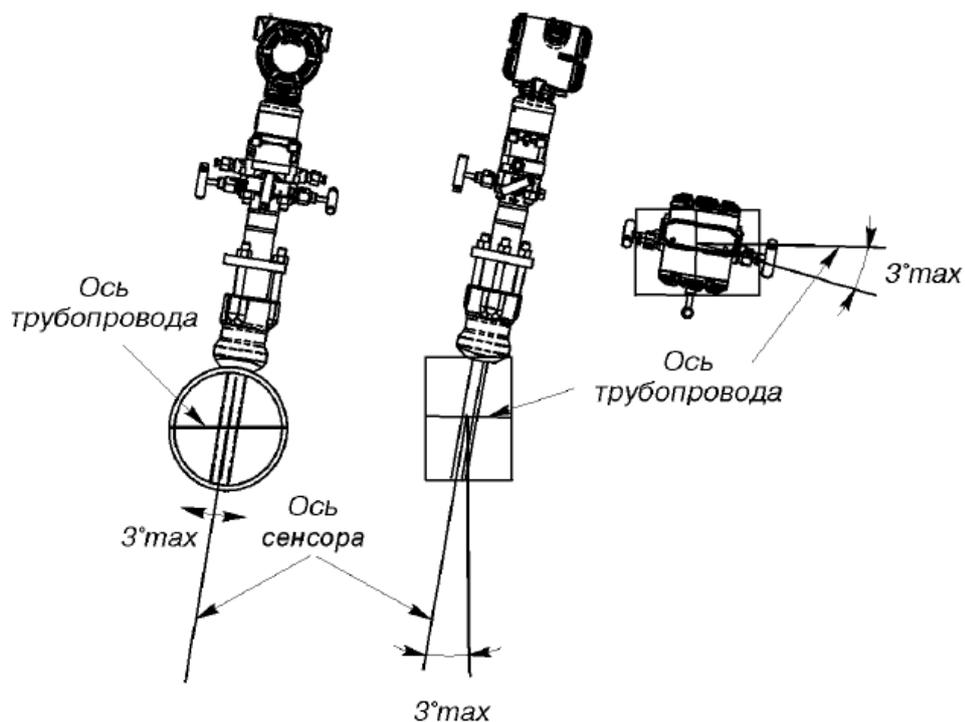
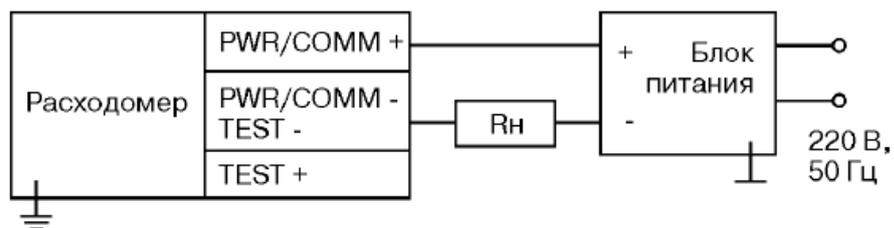


Рисунок 8 – допускаемые отклонения ориентации расходомера Метран-350

Схема подключения к источнику питания приведена на рисунке 9:



R_n - сопротивление нагрузки.

Рисунок 9 – Схема подключения Расходомера Метран-350 к источнику

Необходимо так же заказать закладную конструкцию для крепления к трубопроводу (рисунок10):

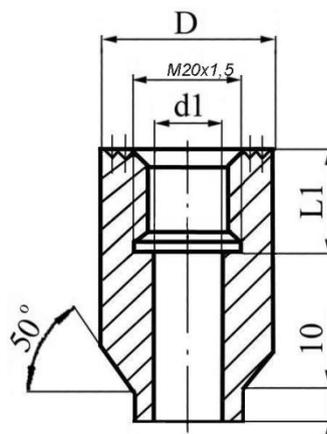


Рисунок 10– крепление к трубопроводу

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

* - поля, обязательные для заполнения

Общая информация				
Предприятие*: ТПУ			Дата заполнения:	
Контактное лицо*: Андрей			Тел/факс*:	
Адрес*:			E-mail:	
Опросный лист №	Позиция по проекту:		Количество*:	
Информация об измеряемой среде				
Измеряемая среда*:		Фазовое состояние*: <input checked="" type="checkbox"/> газ <input checked="" type="checkbox"/> жидкость <input type="checkbox"/> пар		
Полный состав в молярных долях (для природного, попутного газа или смеси)*	Метан CH ₄	_____ %	i-Пентан C ₅ H ₁₂	_____ %
	Азот N ₂	_____ %	n-Пентан C ₅ H ₁₂	_____ %
	Диоксид Углерода CO ₂	_____ %	n-Гексан C ₆ H ₁₄	_____ %
	Этан C ₂ H ₆	_____ %	n-Гептан C ₇ H ₁₈	_____ %
	Пропан C ₃ H ₈	_____ %	n-Октан C ₈ H ₁₈	_____ %
	i-Бутан C ₄ H ₁₀	_____ %	n-Нонан C ₉ H ₂₀	_____ %
	n-Бутан C ₄ H ₁₀	_____ %	n-Декал C ₁₀ H ₂₂	_____ %
Для природного, попутного газа или смеси плотность при стандарт. усл. (20° С и 101,325 кПа-абс)*: _____ кг/м ³				
Информация о процессе				
Измеряемый расход*	Мин <u>5</u>	Ном <u>20</u>	Макс <u>25</u>	<input checked="" type="checkbox"/> м ³ /ч (в рабочих условиях) <input type="checkbox"/> м ³ /ч (приведенный к стандартным условиям) <input type="checkbox"/> кг/ч, <input type="checkbox"/> т/ч прочие единицы
	Давление избыточное*	Мин _____	Ном _____	Макс _____
Температура среды*	Мин <u>+10</u>	Ном <u>+30</u>	Макс <u>+50</u>	° С
Плотность*	Мин _____	Ном _____	Макс _____	кг/м ³
Вязкость*	Мин _____	Ном _____	Макс _____	<input type="checkbox"/> сП <input type="checkbox"/> сСт
Информация о трубопроводе в месте установки расходомера				
Внутренний диаметр трубопровода (указать точно)*: _____ мм Толщина стенки: _____ мм Материал (марка стали): _____				
Ориентация трубопровода*: <input checked="" type="checkbox"/> горизонтальный; <input type="checkbox"/> вертикальный (направление потока: <input type="checkbox"/> вверх <input type="checkbox"/> вниз)				
Длины прямых участков трубопровода в месте установки: до расходомера <u>15</u> м; после расходомера <u>25</u> м				
Местные сопротивления до расходомера (одиночное колено, группа колен в одной плоскости /разных плоскостях, задвижка полнопроходная/неполнопроходная, сужение/расширение трубопровода) _____				
Требования к исполнению расходомера				
На выходе расходомера требуется получать расход в*:				<input type="checkbox"/> м ³ /ч (в рабочих условиях) <input type="checkbox"/> м ³ /ч (приведенный к стандартным условиям) <input checked="" type="checkbox"/> кг/ч, <input type="checkbox"/> т/ч прочие единицы
Основная относительная погрешность измерения расхода не более _____, %				
Температура окружающей среды: от <u>-50</u> до <u>+40</u> °С				
Исполнение по взрывозащите: <input type="checkbox"/> без взрывозащиты <input checked="" type="checkbox"/> взрывонепр. оболочка <input checked="" type="checkbox"/> искробезопасная цепь				
Эксплуатация расходомера: <input type="checkbox"/> отдельно <input type="checkbox"/> в составе узла учета (тип: <input type="checkbox"/> коммерческий <input checked="" type="checkbox"/> технологический)				
Желаемый монтаж преобразователя и первичного сенсора: <input type="checkbox"/> интегральный <input checked="" type="checkbox"/> удаленный (импульсные линии)				
Дополнительное оборудование, аксессуары, услуги				
<input type="checkbox"/> ЖК-индикатор		<input type="checkbox"/> встроенный <input checked="" type="checkbox"/> автономный цифровой индикатор		
<input type="checkbox"/> Вентильный блок		<input checked="" type="checkbox"/> трехвентильный <input type="checkbox"/> пятивентильный		
<input type="checkbox"/> Возможность монтажа/демонтажа без сброса давления в трубопроводе (при невозможности остановки тех. процесса)				
<input type="checkbox"/> Клеммный блок с защитой от переходных процессов				
<input type="checkbox"/> Импульсные линии		длина _____ мм	<input type="checkbox"/> под сварку	<input type="checkbox"/> резьбовые
<input type="checkbox"/> Коммуникационные средства		<input checked="" type="checkbox"/> HART-коммуникатор <input checked="" type="checkbox"/> ПО «Помощник инженера»		
<input type="checkbox"/> HART-конвертор 333 (3 дополнительных сигнала 4-20 мА)		<input checked="" type="checkbox"/> Wireless HART (беспровод.)		
<input type="checkbox"/> Другое (указать) _____		<input type="checkbox"/> шеф-надзор		

5.1.3 Выбор датчика давления

Выбор манометра проходил из следующих вариантов приборов: манометр для нефтяной промышленности MGS37 стандарта NACE, датчик давления ТЖИУ406-1Ex, United Electric Ex-120 и ОВЕН ПД100-ДИ115. В результате анализа был выбран первичный преобразователь давления ОВЕН ПД100-ДИ115 (Рисунок 11) от фирмы ОВЕН, потому что он имеет аналоговый выход 4-20 мА в отличие от United Electric Ex-120 и MGS37, подходит для работы с агрессивными нефтяными средами в нужном диапазоне температур.



Рисунок 11 – ОВЕН ПД100-ДИ115

Датчики серии ПД100-ДИ/ДВ/ДИВ-115-0,25/0,5-EXD предназначены для непрерывного преобразования избыточного/вакуумметрического/избыточно-вакуумметрического давления измеряемой среды в унифицированный сигнал постоянного тока 4...20 мА с взрывозащитой типа «Взрывонепроницаемая оболочка» 1Exd ПСТ6Gb.

Технология «кремний-на-кремнии» (КНК), по которой выполнена данная модель, в настоящее время является наиболее перспективной технологией, т.к. предлагает наилучшее соотношение стоимость/качество преобразования. Технология основана на изготовлении сенсора из монокристалла кремния с нанесенным на него методом диффузии тензорезистивным мостом.

Достоинствами данной технологии являются высокая стабильность, низкий гистерезис, высокая перегрузочная способность и высокая чувствительность – соответственно, точность преобразования.

Датчики ПД100-ДИ/ДИВ/ДВ-115-0,25/0,5-EXD предназначены для систем автоматического регулирования и управления на взрывоопасных основных и вторичных производствах промышленности, требующих применения взрывозащищенного оборудования: газотранспортные и газораспределительные системы, нефтепромыслы, объекты транспортировки и переработки нефти, НПЗ, и т.п.

Основные характеристики

- ИЗМЕРЕНИЕ избыточного/вакуумметрического/избыточно-вакуумметрического давления нейтральных к нержавеющей стали AISI 316L(мембрана), AISI 304SS(штуцер) сред (природный газ, нефть, вода, слабоагрессивные жидкости).
- ПРЕОБРАЗОВАНИЕ давления в унифицированный сигнал постоянного тока 4...20 мА.
- ВЕРХНИЙ ПРЕДЕЛ измеряемого давления (ВПИ) – от 10 кПа до 10 (25*) МПа.
- ПЕРЕГРУЗОЧНАЯ СПОСОБНОСТЬ – от 200% ВПИ и выше.
- КЛАСС ТОЧНОСТИ – 0,25; 0,5.
- ВЗРЫВОЗАЩИТА «ВЗРЫВОНЕПРОНИЦАЕМАЯ ОБОЛОЧКА» 1 EX D IIC T6 Gb.
- СТЕПЕНЬ ЗАЩИТЫ корпуса преобразователя – IP65.
- ПОМЕХОУСТОЙЧИВОСТЬ удовлетворяют требованиям к оборудованию класса А по ГОСТ Р 51522.

Установочные и присоединительные размеры датчиков приведены на рисунке 12:

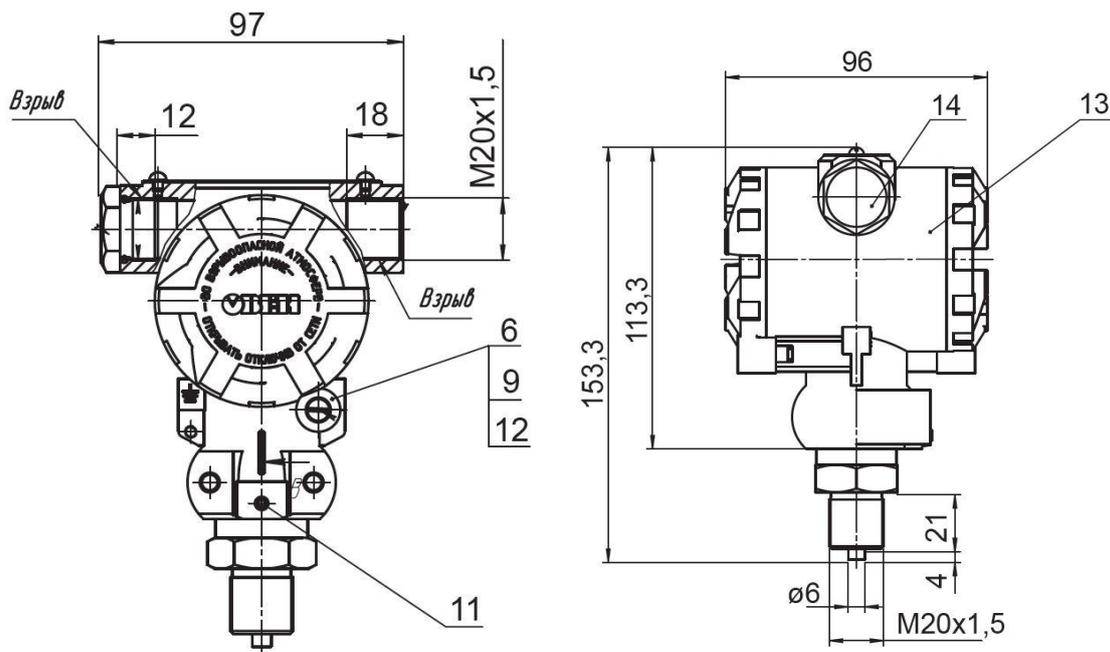


Рисунок 12 – Установочно присоединительные размеры

Схемы подключения приведены на рисунке 13.

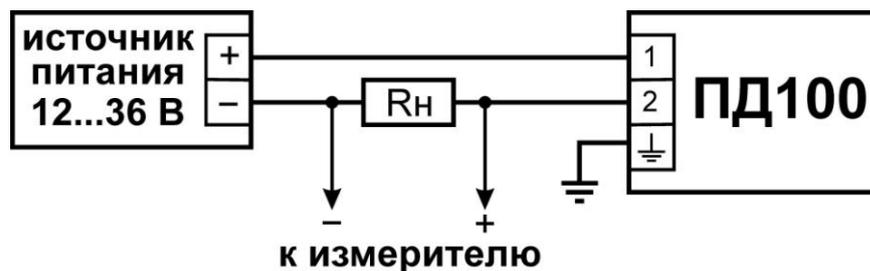


Рисунок 13 – Схемы подключения ОВЕН ПД100-ДИ115

5.1.4 Выбор датчика температуры

Выбор датчика температуры проходил из следующих вариантов приборов: Метран-288, Rosemount 648 и ДТП.И ОВЕН. Компания ОВЕН производит модели датчиков с встроенным программируемым нормирующим преобразователем НПТ-2, т.е. датчики с выходным сигналом тока 4...20 мА. В результате анализа был выбран ДТП.И ОВЕН (Рисунок 14), потому что он является интеллектуальным преобразователем температуры для применения в системах АСУ ТП, подходит для работы с агрессивными средами.



Рисунок 14 – ДТП.И ОВЕН

Данные датчики изготавливаются на базе производимых компанией ОВЕН термометров сопротивления предусмотрено 6 стандартных температурных диапазонов преобразования, а для термоэлектрических преобразователей – 4. При помощи преобразователя АС7 или НП-КП20 датчик можно подключить к ПК и настроить его на нужный диапазон преобразования.

Возможности.

Датчики с выходным сигналом 4...20мА позволяют:

- подключать отечественные датчиками температуры к контроллерам зарубежных производителей;
- увеличивать длину линии связи «измерительный прибор \ датчик температуры»;
- подключить к одному датчику несколько измерителей;
- снизить влияние помех на линию связи «прибор \ датчик».

Достоинства.

По сравнению с продуктами других заводов датчики ОВЕН имеет ряд достоинств:

- высокая точность;
- датчики ОВЕН внесены в реестр средств измерений РФ;

- высокая разрешающая способность. Дискретность выходного сигнала 4...20мА составляет не более 8мкА;
- высокая надежность. Датчики ОВЕН с выходным сигналом 4...20мА соответствует требованиям ГОСТ по электромагнитной совместимости с критерием качества функционирования А;
- высокая временная стабильность;
- широкий диапазон рабочих температур, окружающей среды: -40...+85°С.

Габаритные размеры приведены на рисунке 15.

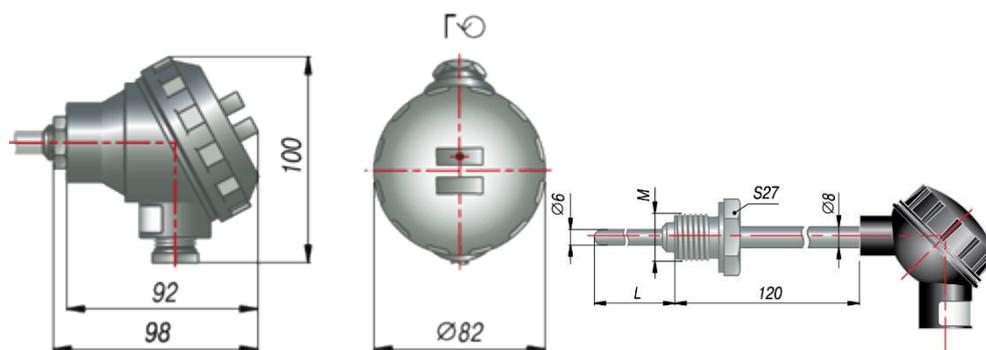


Рисунок 15 – Габаритные размеры датчика ДТП.И ОВЕН

Схемы подключения приведены на рисунке 16.

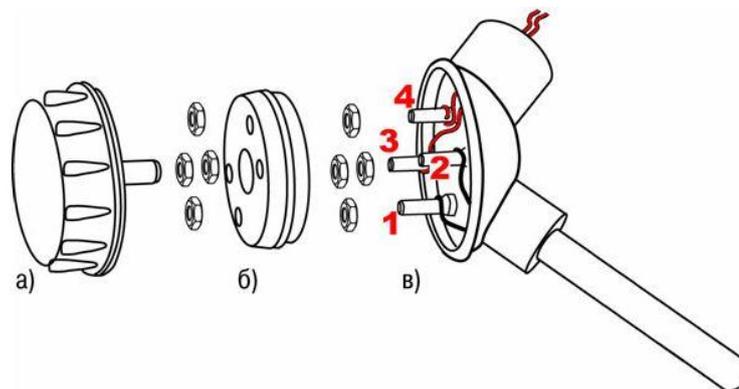


Рисунок 16 – схемы подключения датчика ДТП.И ОВЕН

Для подключения коммутационных проводов к датчику температуры с выходным сигналом 4...20мА необходимо:

- Открутить крышку датчика;
- Снять нормирующий преобразователь;

в) К клеммам 3 и 4 подключить коммутационные провода. Провод подключенный к клемме 4 подключить к входу "-" (минус) измерительного прибора. Провод подключенный к клемме 3 подключить к минусу источника питания (номинал 24В), плюс источника питания подключить к входу "+" измерительного прибора.

5.1.4 Выбор уровнемера

Выбор уровнемера проходил из следующих вариантов приборов: Rosemount 5300, емкостной уровнемер МПУ100 и поплавковый датчик уровня ПДУ-И. В результате анализа был выбран ПДУ-И компании ОВЕН (Рисунок 17), потому что он невосприимчив к окружающим факторам (температуре, давлению и т.д.), приспособлен к агрессивным средам, более дешевый.



Рисунок 17

Датчики могут быть использованы в составе систем контроля и регулирования уровня жидкости (воды, водных растворов и иных жидких сред, в том числе и агрессивных, за исключением коррозионноактивных по отношению к материалу датчиков) в различных резервуарах. Датчики изготавливаются из коррозионностойкой стали 12Х18Н10Т и выпускаются в различных модификациях, отличающихся диапазоном измерения уровня (от 250 до 2000 мм).

Принцип работы поплавкового датчика уровня

Магнитный поплавковый уровнемер конструктивно состоит из измерительного стержня и магнитного поплавка, перемещающегося вдоль стержня. Внутри

стержня установлены герконы с шагом 1 геркон на 10 мм длины. При изменении вертикального положения поплавка вдоль чувствительного стержня в результате подъема или спада уровня жидкости изменяется выходное сопротивление датчика, которое обрабатывается измерительной схемой и преобразуется в аналоговый токовый сигнал 4...20 мА. Таким образом, выходной сигнал аналогового уровнемера прямо пропорционален уровню жидкости. В качестве чувствительного элемента в датчиках используются магниточувствительные герконы в герметичных пластиковых корпусах.

Габаритные и установочные размеры показаны на рисунке 18:

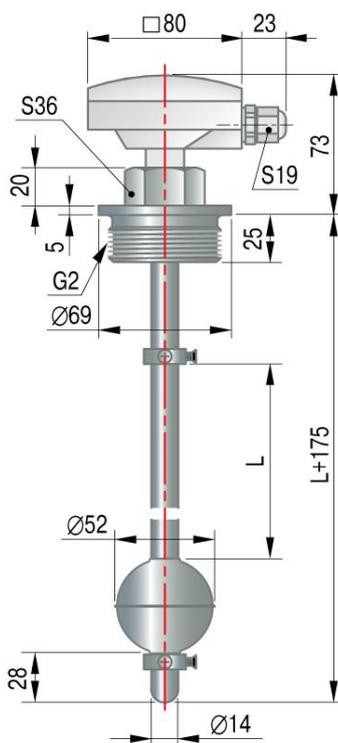


Рисунок 18 –габаритно установочные размеры ПДУ-И ОВЕН

Схема подключения

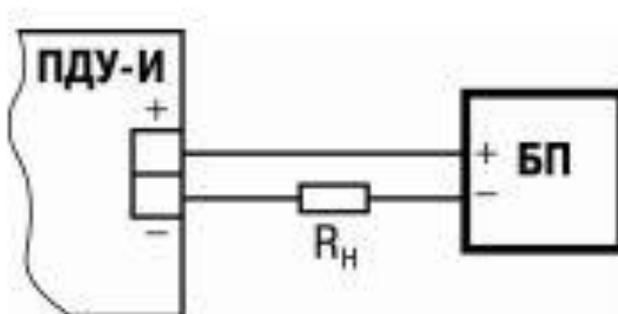


Рисунок 19 –схема подключения датчика ПДУ-И ОВЕН

5.1.5 Выбор сигнализатора уровня

Для сигнализации уровня были рассмотрены следующие сигнализаторы уровня: Метран Rosemount 2120 и ОВЕН САУ-М6 (рисунок 20). В результате был выбран сигнализатор уровня ОВЕН САУ-М6, т.к он значительно дешевле, и вполне удовлетворяет заданным условиям, подходит для агрессивных сред.



Рисунок 20 – ОВЕН САУ-М6

Сигнализатор уровня жидкости трехканальный ОВЕН САУ-М6 – предназначен для автоматизации технологических процессов, связанных с контролем и регулированием уровня жидкости.

САУ-М6 является функциональным аналогом приборов ESP-50 и РОС 301.

Функциональные возможности сигнализатора уровня

- Три независимых канала контроля уровня жидкости в резервуаре
- Возможность инверсии режима работы любого канала
- Подключение различных датчиков уровня – кондуктометрических, поплавковых
- Работа с различными по электропроводности жидкостями: дистиллированной, водопроводной, загрязненной водой, молоком и пищевыми продуктами (слабокислотными, щелочными и пр.)

- Защита кондуктометрических датчиков от осаждения солей на электродах благодаря питанию их переменным напряжением

Функциональная схема прибора изображена на рисунке 21.

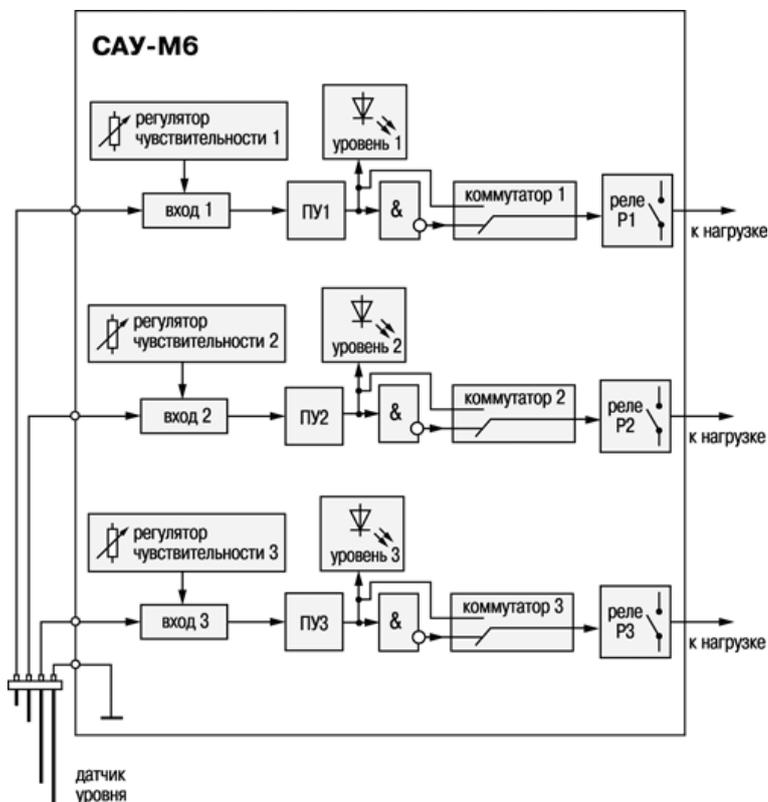


Рисунок 21 – Функциональная схема прибора САУ-М6

Кондуктометрические датчики уровня жидкости

Контроль уровня осуществляется при помощи 4-х электродного кондуктометрического датчика, три сигнальных электрода которого расположены в резервуаре на заданных по условиям технологического процесса отметках: уровень 1, уровень 2, уровень 3 – и подключаются ко входам прибора 1–3. Питание датчика уровня осуществляется переменным напряжением.

Три независимых канала контроля

САУ-М6 включает в себя три независимых канала контроля, в состав каждого канала входят:

- вход для измерения сопротивления кондуктометрического датчика на переменном токе;

- регулятор чувствительности, позволяющий изменять чувствительность канала контроля уровня к электропроводности жидкости;
- пороговое устройство (ПУ), фиксирующее достижение рабочей жидкостью заданного уровня, а также формирующее сигналы управления выходным реле;
- коммутатор для переключения канала в инверсный режим работы;
- выходное реле для управления внешним оборудованием; срабатывание реле происходит при контакте соответствующего электрода с жидкостью.

5.1.6 Выбор влагомера

Выбор влагомера проходил из следующих вариантов датчиков: ВАД-40М, ВСН-2 и Agar OW-302. В результате анализа был выбран влагомер Agar OW-302 (Рисунок 22), потому что он рассчитан на большой диапазон температур рабочей среды, подходящий для работы электродегидратора, а также подходит для проведения измерений с электродегидратором сырой нефти. В отличие от приборов других компаний данный влагомер OW-302 является единственным, на точность показаний которого не влияют ни изменения свойств потока (соленость, плотность, вязкость, температура, скорости анализируемых составляющих), ни образующиеся пленки смол или парафина, выводящие из строя оптические приборы.



Рисунок 22 – влагомер Agar OW-302

Влагомеры серии OW-302 являются анализаторами третьего поколения, которые позволяют определять небольшие концентрации воды в потоке нефти. Принцип работы основан на измерении комплексной диэлектрической проницаемости потока, в котором составляющие компоненты по-разному поглощают высокочастотное излучение.

Диэлектрическая проницаемость жидкости является уникальной монотонной функцией, которую прибор использует для расчета объемного содержания вода/нефть при небольших концентрациях воды в нефтяной дисперсионной фазе. Метод многоточечного измерения поглощения высокочастотной энергии позволяет исключить влияние солености воды и изменения состава углеводородов потока на результаты измерения, также прибор компенсирует влияние от изменения температуры. Высокочастотные токи проникают в среду, прибор оценивает величину затухания токов, а микропроцессорный блок устройства пересчитывает величину диэлектрической проницаемости в абсолютную влажность.

Система OW-302 состоит из электронного датчика-зонда, электронного блока и вторичного прибора – системы обработки данных (DAS), которая может быть установлена дистанционно от датчика.

Прибор калибруется с помощью специальной программы, работающей в среде Windows. Эта же программа используется для поиска неисправностей, просмотра трендов (графиков данных) и сохранения информации.

Таблица 3 – Основные характеристики OW-302

Температура окружающей среды	- 40 ... + 60 °С
Рабочая температура	- 0 ... + 232 °С
Питание	от 12 до 36 В ± 15% постоянного тока
Обводненность	0-10 %
Абсолютная погрешность	± 0.1 %
Выходные сигналы	4 - 20 мА 0 - 5, 0 - 30 В
Интерфейс для связи	RS-232/422/485

2.6.2.7 Выбор датчиков для трансформатора.

Для контроля параметров трансформатора возьмем универсальный прибор мониторинга параметров трансформатора ТМТ-30 (Рисунок 23), в основные функции которого входят измерение и индикация температуры масла трансформатора, контроль тока в каждой из трех фаз, определение и контроль уровня заливки масла.



Рисунок 23 – ТМТ-30

Прибор формирует унифицированный сигнал 4 - 20 мА по величине температуры и уровня масла в трансформаторе, а также выдает по цифровому интерфейсу RS-485 в систему мониторинга все контролируемые параметры.

Постоянный ток генератора схемы опроса, протекая по термометру платиновому (датчику), создает на последнем падение напряжения. Это напряжение через схему опроса оказывается приложенным к одному из входов микроконтроллера, и по величине этого напряжения определяется температура масла. Время накопления информации при измерении напряжения составляет не менее 64 с. Результат измерений индицируется в градусах на дисплее в качестве параметра Тм - температуры масла. Измеренные значения Тм сравниваются с уставками, и по результатам сравнения микроконтроллер формирует сигналы управления на реле.

Одновременно значения Тм передаются в виде ШИМ сигнала на формирователь, с выхода которого снимается токовый сигнал (4 - 20) мА, величина которого соответствует текущему значению температуры. Максимальные и минимальные значения Тм с датой событий, сохраняются в памяти микроконтроллера и выдаются на дисплей по запросу пользователя (оператора).

Таблица 4 – Основные характеристики ТМТ2-30

Напряжение питания	120 - 340 В (постоянный ток)
Диапазон контролируемых температур	- 50 ... + 150 °С
Абсолютная погрешность температуры масла	± 3 °С
Температура окружающего воздуха	- 20 ... + 50 °С
Выходные сигналы	4-20 мА с цифровым сигналом на базе HART-протокола
Интерфейс связи	RS-485

5.2 Нормирование погрешности канала измерения

Нормирование погрешности канала измерения выполняется в соответствии с РМГ 62-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Оценивание погрешности измерений при ограниченной исходной информации».

Так как в ходе технологического процесса осуществляется фактически измерение давления, то, в связи с этим, осуществим нормирование погрешности канала измерений давления.

Требование к погрешности канала измерения согласно п. 1.5.3 настоящего ТЗ не более 0,0003 %.

Расчет допустимой погрешности измерений расходомера производится по формуле:

$$\delta_1 \leq \sqrt{\delta^2 - (\delta_2^2 + \delta_3^2 + \delta_4^2 + \delta_5^2 + \delta_6^2 + \delta_7^2)}, \quad (1)$$

где $\delta = 0,0003 \%$ - требуемая суммарная погрешность измерения канала измерений при доверительной вероятности 0,95;

δ_2 – погрешность передачи по каналу измерений;

δ_3 – погрешность, вносимая преобразователем сигнала;

$\delta_4, \delta_5, \delta_6, \delta_7$ – дополнительные погрешности, вносимые напряжением питания датчика, температурой окружающего воздуха, вибрациями и продолжительностью эксплуатации соответственно.

Погрешность передачи по каналу измерений в соответствии с рекомендациями:

$$\delta_2 = \frac{0,0003 \cdot 38}{100} = 0,000114 \%$$

Погрешность, вносимая преобразователем сигнала в соответствии с рекомендациями:

$$\delta_3 = \frac{0,0003 \cdot 16}{100} = 0,000048 \%$$

При расчете также учитываются дополнительные погрешности, вызываемые влиянием:

- напряжения питания;
- температуры окружающего воздуха;
- вибрации;
- продолжительности эксплуатации.

Дополнительная погрешность, вносимая влиянием напряжения питания, в соответствии с рекомендациями [16]:

$$\delta_4 = \frac{0,0003 \cdot 5}{100} = 0,000015 \%$$

Дополнительная погрешность, вносимая влиянием температуры окружающего воздуха, в соответствии с рекомендациями [16]:

$$\delta_5 = \frac{0,0003 \cdot 9}{100} = 0,000027 \%$$

Дополнительная погрешность, вносимая вибрацией, в соответствии с рекомендациями [16]:

$$\delta_6 = \frac{0,0003 \cdot 5}{100} = 0,000015 \%$$

Дополнительная погрешность, вносимая продолжительностью эксплуатации, в соответствии с рекомендациями:

$$\delta_7 = \frac{0,0003 \cdot 26}{100} = 0,000078 \%$$

Таким образом, подставив в формулу (1) полученные значения, рассчитаем допустимую основную погрешность датчика давления:

$$\delta_1 = 0,00026\%$$

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

6 РАЗРАБОТКА СХЕМ ВНЕШНИХ ПРОВОДОК

Схемы соединений и подключений внешних проводок разработаны в соответствии с требованиями ГОСТ 21.408-2013. Первичные и вне щитовые приборы включают в себя уровнемер ОВЕН ПДУ.И, расположенный на электродегидраторе, сигнализаторы уровня ОВЕН САУ-М6, расположенные электродегиддраторе, датчик температуры ОВЕН ДТП.И-К на трансформаторе, датчики давления ОВЕН ПД.И ДИ115.

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

Схемы соединений и подключений внешних проводок приведены в приложении Д.

7 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ УПРАВЛЕНИЯ

В автоматизированной системе на разных уровнях управления используются различные алгоритмы:

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

В данном проекте разработаны следующие алгоритмы АС:

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

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

7.1 Алгоритм сбора данных

В качестве канала измерения выберем канал измерения давления в резервуаре. Для этого канала разработаем алгоритм сбора данных. Алгоритм сбора данных с канала измерения давления в электродегидраторе представлен на рисунке 24.

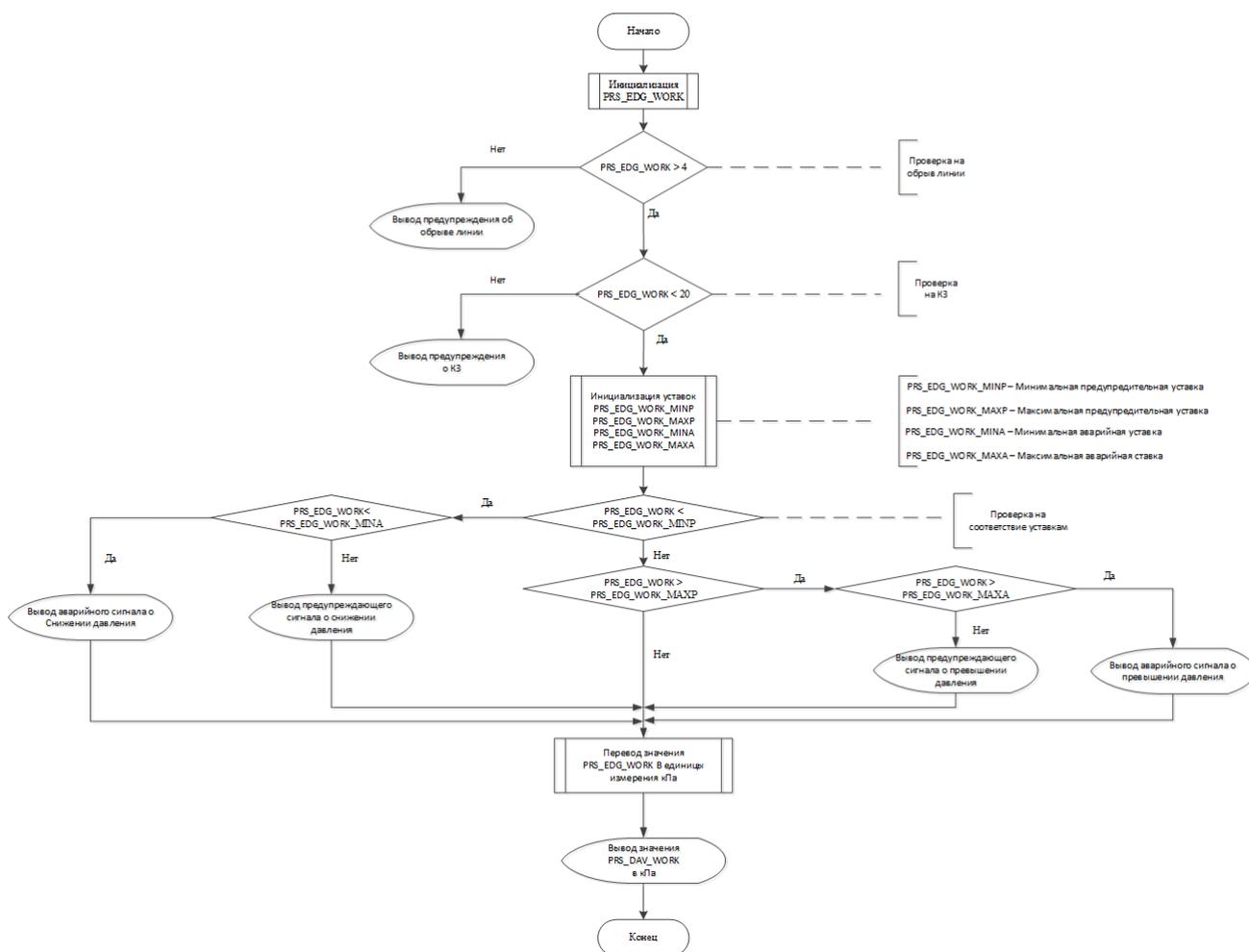


Рисунок 24 – Алгоритм сбора данных

7.2 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

В процессе работы электродегидрататора, необходимо поддерживать уровень раздела фаз в электродегидрататоре, чтобы он не превышал заданного уровня. Поэтому в качестве регулируемого параметра технологического процесса выбираем уровень раздела. В качестве алгоритма регулирования будем использовать алгоритм каскадного ПИД регулирования, который позволяет обеспечить хорошее качество регулирования, достаточно малое время выхода на режим и невысокую чувствительность к внешним возмущениям.

Данная схема состоит из следующих основных элементов: задание, ПЛК с ПИД-регулятором, регулируемый орган, объект управления.

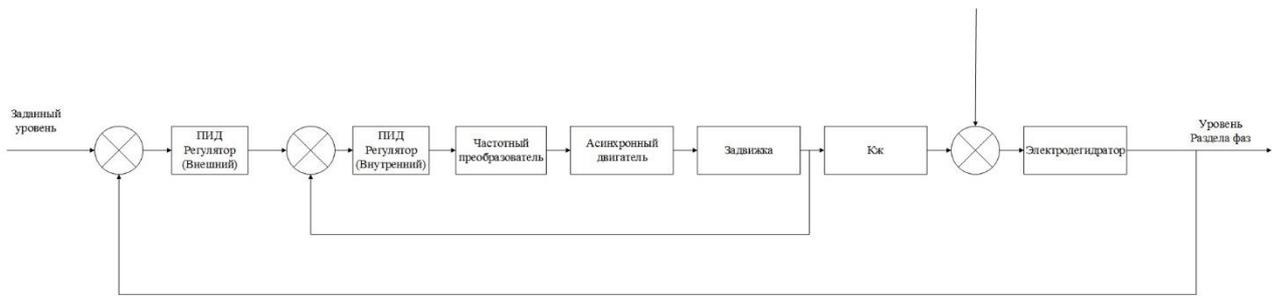


Рисунок 25 –функциональная схема САУ

Объектом управления является электродегидратор. С панели оператора задается уровень, который необходимо поддерживать в электродегидраторе. Далее эта уставка приводится к унифицированному токовому сигналу 4-20 мА и подается на ПЛК. В ПЛК также подается значение с датчика уровня, происходит сравнение значений, и формируется выходной, который подается на ПИД регулятор внутреннего контура. Выход внешнего регулятора является уставкой для внутреннего сперва настраивается внутренний, чтобы без перегулирования максимально быстро отработать уставку, а потом внешний на максимально быструю стабилизацию возмущений.

Линеаризованная математическая модель в виде системы дифференциальных уравнений:

Частотный преобразователь:

$$T_1 \frac{df}{dt} + f = K \cdot I_y;$$

Электропривод

$$T_2 \frac{d\omega}{dt} + \omega = K_2 \cdot f;$$

Задвижка

$$\frac{dx}{dt} = \omega;$$

Преобразование открытия в жидкость

$$p = K_3 \cdot x;$$

Расход поступающей жидкости

$$V = p - q;$$

Уровень

$$T_3 \frac{dh}{dt} + h = V;$$

f – Выходная частота из частотного преобразователя;

ω – частота вращения вала исполнительного двигателя;

x – перемещение штока заслонки;

p – кол-во жидкости;

q – кол-во выходящей жидкости;

V – расход жидкости поступающей на вход;

Модель с выделенными блоками показана на рисунке 26:

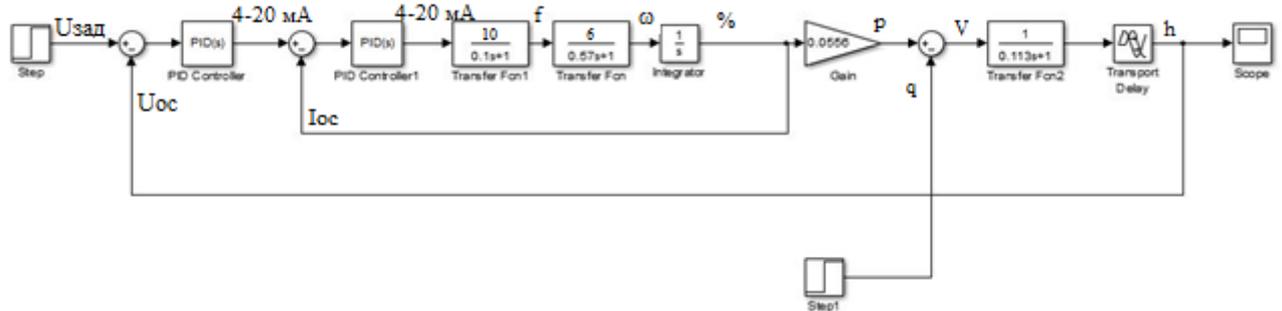


Рисунок 26 – Модель САР

График переходного процесса САР мы можем наблюдать на рисунке 27:

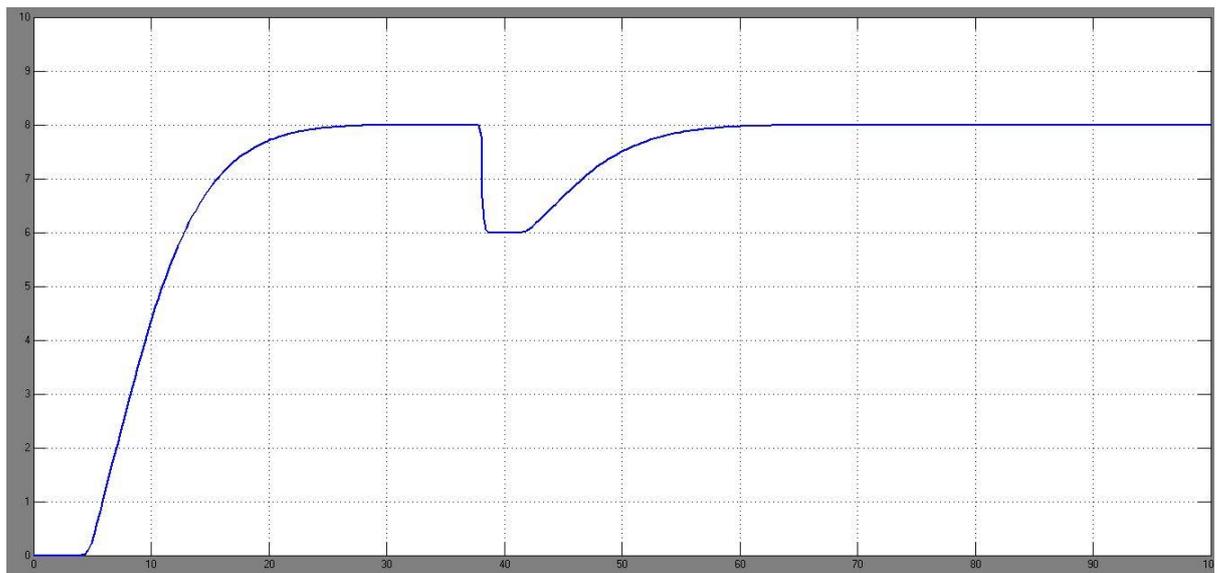


Рисунок 27 – График переходного процесса

Из данного графика видно, что процесс монотонный. Время переходного процесса примерно 25 сек. Ошибка перерегулирования равна нулю. На 38 секунде введено возмущающее воздействие. Как видно система с ним справляется.

8. ЭКРАННЫЕ ФОРМЫ АС ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОРА

Управление в АС Электродегидратора реализовано с использованием SCADA-системы Trace Mode 6.09 компании Adastrа. Эта SCADA-система предназначена для использования на действующих технологических установках в реальном времени и требует использования компьютерной техники в промышленном исполнении, отвечающей жестким требованиям в смысле надежности, стоимости и безопасности. SCADA-система Trace Mode 6.09 обеспечивает возможность работы с оборудованием различных производителей с использованием OPC-технологии. Другими словами, выбранная SCADA-система не ограничивает выбор аппаратуры нижнего уровня, т. к. предоставляет большой набор драйверов или серверов ввода/вывода. Это позволяет подключить к ней внешние, независимо работающие компоненты, в том числе разработанные отдельно программные и аппаратные модули сторонних производителей.

Помимо обязательных для любой SCADA системы функций TRACE MODE 6 имеет ряд особенностей, которые выделяют ее из общей массы аналогичных программных продуктов класса SCADA/HMI.

Прежде всего, это единая интегрированная среда разработки, объединяющая в себе более 10 различных редакторов проекта АСУ ТП и АСУП. Функции SCADA/HMI в TRACE MODE 6 так органично слиты с SOFTLOGIC системой программирования контроллеров и экономическими модулями T-FACTORY (MES-EAM-HRM), что зачастую трудно провести между ними четкую грань.

Для программирования алгоритмов управления технологическими процессами в SCADA системе TRACE MODE 6 поддержаны все 5 языков международного стандарта IEC 61131-3 (визуальные и процедурные языки),

снабженные средствами отладки. Такой широкий диапазон средств программирования позволяет специалисту любого профиля выбрать для себя наиболее подходящий инструмент реализации любых задач АСУ ТП и АСУП.

SCADA TRACE MODE 6 обладает собственной высокопроизводительной промышленной СУБД реального времени SIAD/SQL 6 оптимизированной на быстрое сохранение данных. Архивные данные SIAD/SQL 6 не только быстро сохраняются, но и подвергаются статистической обработке в реальном времени, а также могут отображаться на мнемосхемах SCADA и использоваться в программах наравне с данными реального времени. SCADA также имеет встроенный генератор отчетов.

Особое внимание в SCADA TRACE MODE 6 уделено возможностям интеграции с базами данных и другими приложениями. Поэтому в эту SCADA встроена поддержка наиболее популярных программных интерфейсов: ODBC, OPC, DDE. Для облегчения настройки взаимодействия с внешними базами данных в интегрированную среду разработки TRACE MODE встроен редактор SQL-запросов. Кроме того, существует возможность подключения компонентов ActiveX, что свидетельствует о высокой степени открытости SCADA-системы TRACE MODE 6.

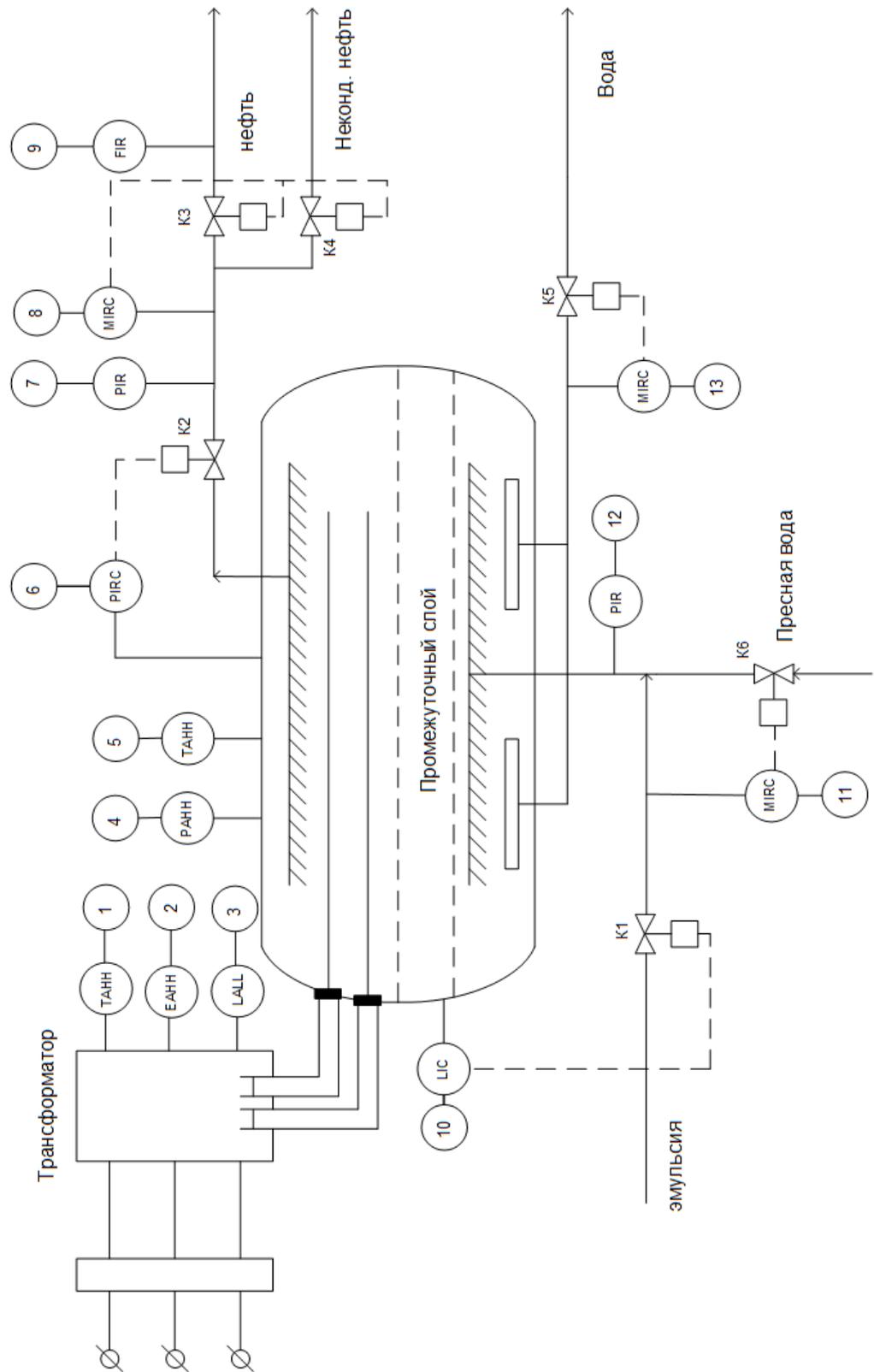
TRACE MODE является SCADA/HMI системой, система разработки и технической поддержки которой сертифицирована на соответствие ISO 9001:2000.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.
2. Клюев А. С., Глазов Б. В., Дубровский А. Х., Клюев А. А.; под ред. А.С. Клюева. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 464 с.
3. Комиссарчик В.Ф. Автоматическое регулирование технологических процессов: учебное пособие. Тверь 2001. – 247 с.
4. ГОСТ 21.408-93 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов М.: Издательство стандартов, 1995.– 44с.
5. Разработка графических решений проектов СДКУ с учетом требований промышленной эргономики. Альбом типовых экранных форм СДКУ. ОАО «АК Транснефть». – 197 с.
6. Комягин А. Ф., Автоматизация производственных процессов и АСУ ТП газонефтепроводов. Ленинград, 1983. – 376 с.
7. Попович Н. Г., Ковальчук А. В., Красовский Е. П., Автоматизация производственных процессов и установок. – К.: Вища шк. Головное изд-во, 1986. – 311с.
8. Спецификация влагомера Agar OW-302. URRL:
http://www.agar.ru/technology/ow_300.php
9. Спецификация датчика давления Rosemount 3051. URRL:
http://www.metran.ru/netcat_files/972/940/Rosemount_3051.pdf
10. Спецификация уровнемера Rosemount 5300. URRL:
<http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Rosemount%20Documents/00809-0107-4530.pdf>
11. Спецификация датчика расхода Rosemount 8700. URRL:
http://www.metran.ru/netcat_files/999/969/Rosemount_8700.pdf

12. Спецификация датчика температуры Метран-288. URRL: http://www.metran.ru/netcat_files/1021/991/Metran_281___286___288.pdf
13. Спецификация прибора мониторинга параметров трансформаторов. URRL: <http://www.mironomika.ru/catalog/1/48>
14. Спецификация регулирующего клапана Fisher с приводом GX. URRL: http://www.metran.ru/netcat_files/941/908/Fisher_Reguliruyuschiy_klapan_i_privod_GX.pdf
15. SCADA системы TRACE MODE. URRL: <http://www.adastra.ru/>
16. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
17. ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
18. СанПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
19. СП 52.13330.2011. Свод правил. Естественное и искусственное освещение.
20. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
21. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
22. ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
23. Белов С.В., А.В. Ильницкая и др. Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов, 1999. – 354 с.
24. СНиП 2.11.03–93 “Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы”.
25. ГОСТ 12.2.032-78. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

Приложение А. Функциональная схема автоматизации

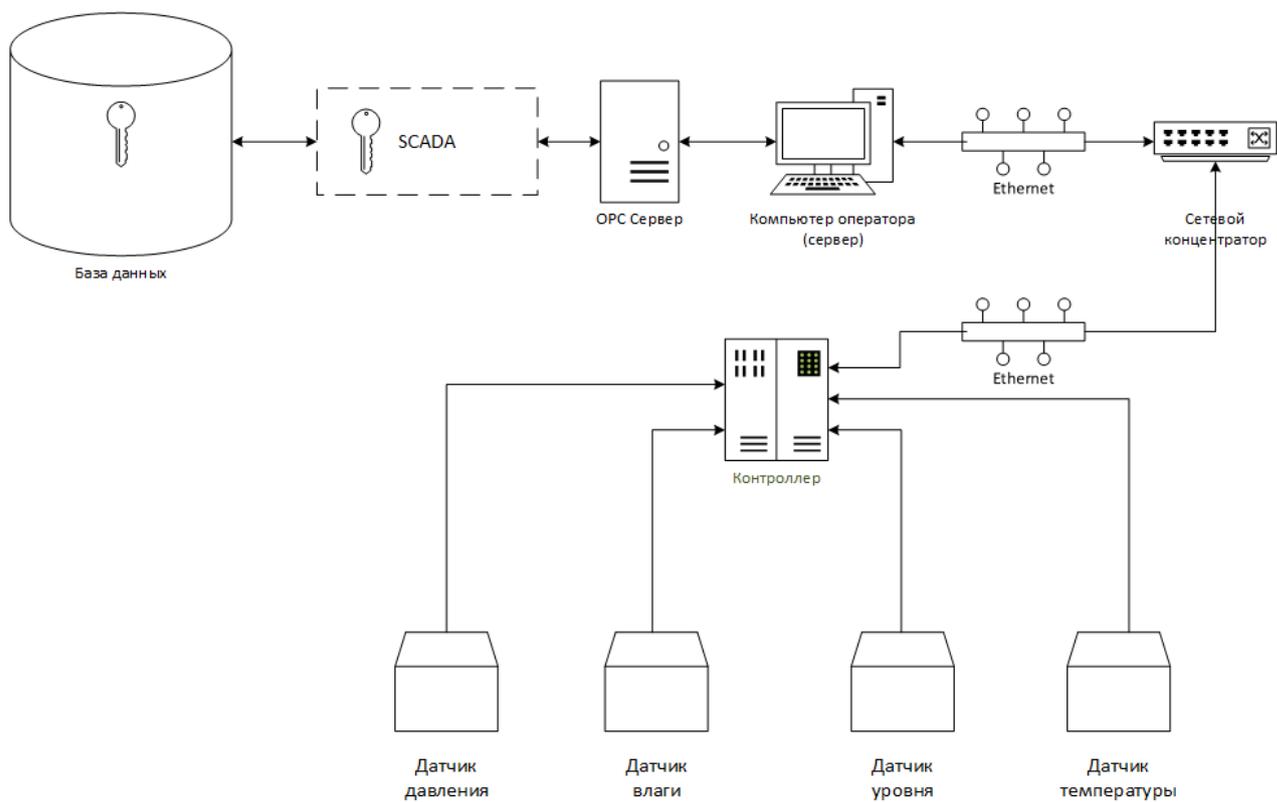


Приложение Б.

Перечень вход выходных сигналов

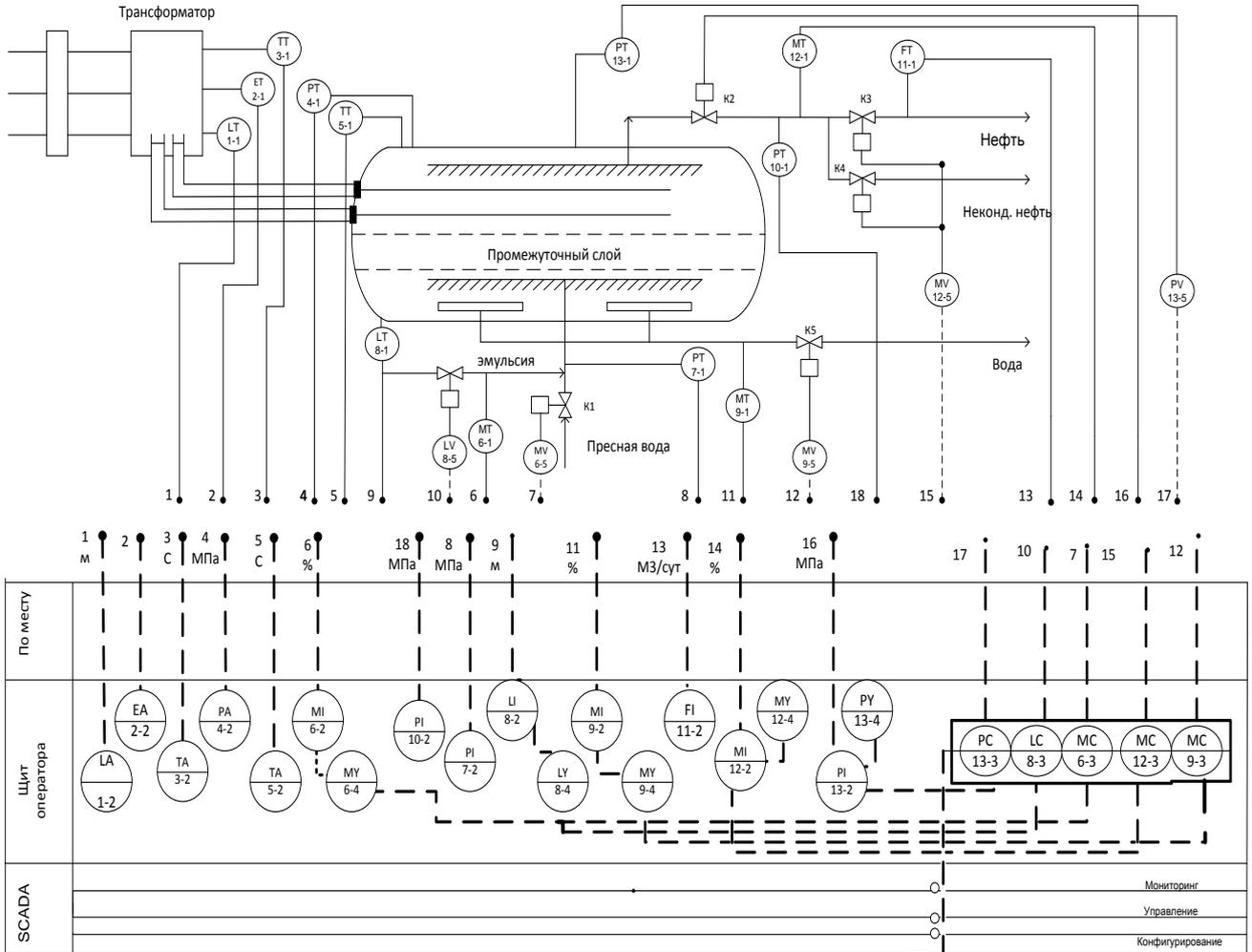
Наименование сигнала	Идентификатор сигнала	Тип сигнала	Диапазон измерения	Единицы измерения	Технологические уставки			
					предупредительные		аварийные	
					min	max	min	max
Уровень раздела фаз в электродегидраторе	LEV_EDG_WORK_PHASE	4 – 20 мА	0 – 1,3	м	–	–	–	–
Давление нефтяной эмульсии на входе в ЭГ	PRS_PPI_WORK_PTRLM	4 – 20 мА	0 – 1,7	МПа	–	–	–	–
Верхнее предельное допустимое значение давления входящей нефтяной эмульсии в ЭГ	PRS_PPI_HL_PTRLM	0 – 24 В	1,5	МПа	–	+	–	–
Качество нефтяной эмульсии на входе в ЭГ	QWL_PPI_WORK_PTRLM	4 – 20 мА	0 – 10	%	–	–	–	–
Качество сливаемой промывочной воды	QWL_PPO_WORK_WATER	4 – 20 мА	0 – 99	%	–	–	–	–
Нижнее предельное допустимое значение качества сливаемой промывочной воды из ЭГ	QWL_PPO_LL_WATER	0 – 24 В	99	%	+	–	–	–
Температура внутри электродегидратора	TEM_EDG_WORK	4 – 20 мА	0 – 150	°С	–	–	–	–
Верхнее предельное допустимое значение температуры внутри электродегидратора	TEM_EDG_HL	0 – 24 В	130	°С	–	–	–	+
Давление внутри электродегидратора	PRS_EDG_WORK	4 – 20 мА	0 – 1,8	МПа	–	–	–	–
Верхнее предельное допустимое значение давления внутри электродегидратора	PRS_EDG_HL	0 – 24 В	1,6	МПа	–	–	–	+
Нижнее предельное допустимое значение давления внутри электродегидратора	PRS_EDG_LL	0 – 24 В	1,2	МПа	–	–	+	–
Давление обработанной нефтяной эмульсии	PRS_PPO_WORK_PTRLM	4 – 20 мА	0 – 1,5	МПа	–	–	–	–
Верхнее предельное допустимое значение давления выходящей товарной нефти из ЭГ	PRS_PPO_HL_PTRLM	0 – 24 В	1,2	МПа	–	+	–	–
Качество обработанной нефти	QLT_PPO_WORK_PTRLM	4 – 20 мА	0 – 1	%	–	–	–	–
Верхнее предельное допустимое значение качества обработанной нефти	QLT_PPO_HL_PTRLM	0 – 24 В	0 – 0,2	%	–	+	–	–
Расход выходящей обработанной нефти	FLW_PPO_WORK_PTRLM	4 – 20 мА	0 – 320	м ³ /ч	–	–	–	–
Температура масла внутри трансформатора	TEM_TRF_WORK_OIL	4 – 20 мА	0 – 105	°С	–	–	–	–
Верхнее предельное допустимое значение температуры масла внутри трансформатора	TEM_TRF_HL_OIL	0 – 24 В	70	°С	–	+	–	–
Уровень масла внутри трансформатора	LEV_TRF_WORK_OIL	4 – 20 мА	0 – 100	%	–	–	–	–
Нижнее предельное допустимое значение уровня масла внутри трансформатора	LEV_TRF_LL_OIL	0 – 24 В	30	%	+	–	–	–
Ток обмотки трансформатора в фазе 1	CRT_TRF_WORK_ONE	4 – 20 мА	0 – 280	А	–	–	–	–
Ток обмотки трансформатора в фазе 2	CRT_TRF_WORK_TWO	4 – 20 мА	0 – 280	А	–	–	–	–
Ток обмотки трансформатора в фазе 3	CRT_TRF_WORK_THREE	4 – 20 мА	0 – 280	мА	–	–	–	–
Верхнее предельное допустимое значение тока обмотки трансформатора (для каждой из фаз)	CRT_TRF_HL	0 – 24 В	240	мА	–	–	–	+

Приложение В. Обобщенная структурная схема

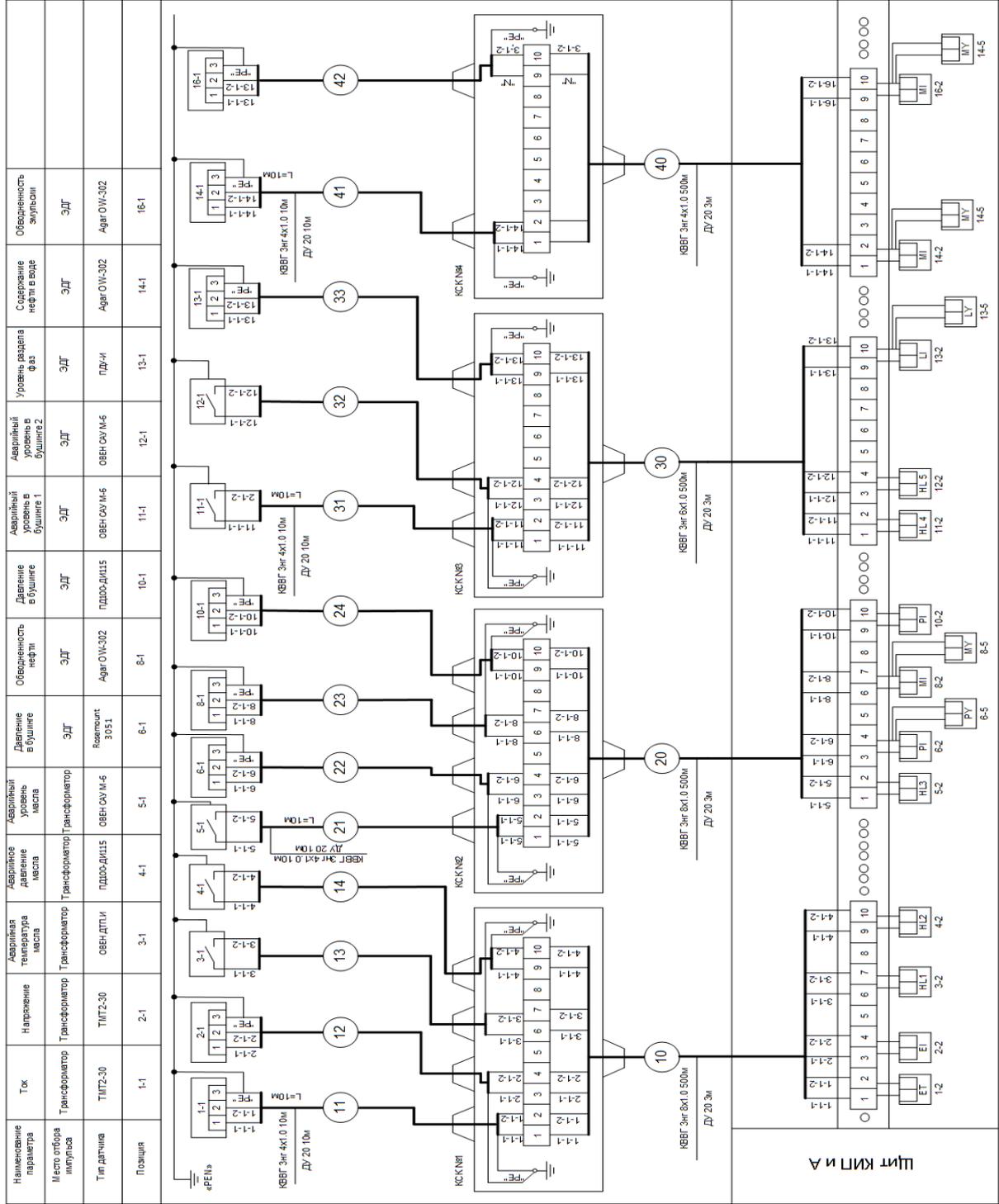


Приложение Г.

Функциональная схема автоматизации по ГОСТ



Приложение Д. Схемы соединений внешних проводов



Приложение Е. Мнемосхема

