

1 Техническое задание

1.1 Основные цели и задачи создания АСУ ТП

Основными целями создания АСУ ТП являются:

- Повышения качества управления с целью осуществления более экономичной, надёжной и безопасной работы оборудования;
- Повышение уровня автоматизации технологических процессов;
- Снижение эксплуатационных затрат;

Основными задачами создания АСУ ТП являются:

- Повышение безопасности технологических процессов за счёт высоконадёжных средств сигнализации, блокировок и защит с минимальным периодом реагирования;
- Дистанционный контроль и управление всей системой с АРМ оператора;
- Точное выполнение требований технологического регламента, исключение ошибочных действий оперативного персонала при ведении технологического процесса, а так же при пуске и остановке оборудования;
- Обеспечение надёжной работы оборудования технологических сооружений и предотвращения аварийных ситуаций;

1.2 Назначение РП

Резервуарные парки в системе магистральных нефтепроводов служат: для компенсации неравномерности приема-отпуска нефти на границах участков транспортной цепи; для учета нефти; для достижения требуемого качества нефти (отстаивание от воды и мехпримесей, смешение и др.).

В состав резервуарного парка входят задвижки с электроприводом на распределительных гребёнках, расположенные на входе и выходе парка, два наземных вертикальных стальных резервуара, которые оснащены следующим оборудованием:

- верхний световой люк,

- вентиляционный патрубок,
- механический дыхательный клапан,
- огневой предохранитель,
- замерный люк,
- нижний люк-лаз,
- сифонный кран,
- хлопушка,
- грузовой патрубок,
- перепускное устройство,
- подъёмник хлопушки,
- гидравлический предохранительный дыхательный клапан.

А также насосная станция для подачи нефти и поддержания давления в трубопроводе после парка. В состав насосной станции входит:

- два опорных насосных агрегата,
- задвижки на всасывании насосов,
- задвижки на нагнетании насосов.

2 Основная часть

2.1 Описание технологического процесса

Функциональная схема подсистем РП приведена в приложении А. Очищенная нефть поступает в РП.

РП выполнен по схеме: резервуары (РВС-1, РВС-2), задвижки приема с электроприводным управлением (К1, К2), задвижки отдачи с электроприводным управлением (К3, К4), клапан с электромагнитным приводом для сброса воды (К5, К6), параллельная труба с задвижкой с ручным управлением (К7), регуляторы давления (К8, К9), насосные агрегаты (НА1, НА2), задвижки всасывания/нагнетания (К10, К11/К12, К13).

Управление электроприводами на задвижках осуществляется со SCADA-формы, посылаются сигналы: «Открыть», «Закрыть».

При заполнении резервуара РВС-1 задвижка К1 открыта, задвижки К2, К7, К3 закрыты, и параллельно происходит отдача нефти из резервуара РВС-2 задвижка К4 открыта. При отдаче нефти из резервуара РВС-1 задвижка К3 открыта, задвижки К1, К7, К4 закрыты, параллельно происходит заполнение резервуара РВС-2 задвижка К2 открыта. Т.к. давление на входе в резервуарный парк больше чем на выходе из него, то при нормальном режиме работы резервуар будет заполняться нефтью. Кроме того, необходимо следить за температурой нефти и уровнем отстоявшейся воды в резервуаре. При достижении и подтоварной водой допустимого максимума срабатывают реле, которое управляет клапанами К5 и К6. В случае аварии в каком либо резервуаре, задвижки К1, К2, К3, К4 закрываются и открывается задвижка К7 с целью поддержания бесперебойной подачи нефти потребителю.

Нефть с резервуаров поступает на НС.

Все насосные агрегаты соединены по параллельной схеме. Таким образом, все насосы имеют общие приемные и напорные коллекторы.

При нормальном режиме работы один насосный агрегат находится в работе, а другой – в резерве.

Регулятор давления К8 регулирует давление на входе в насосный агрегат таким образом, чтобы оно было не ниже заданного исходя из условий кавитации насоса, так как при понижении давления ниже заданного в трубопроводе начнет выделяться газ, который приводит к разрушению и останову насосных агрегатов.

Регулятор давления К9 регулирует давление на выходе из насосного агрегата таким образом, чтобы оно было не выше заданного исходя из условий прочности трубопровода и не ниже заданного давления на входе в магистральную насосную станцию с учетом потери давления при прохождении через узел учета нефти исходя из условий кавитации насоса.

Задвижки К10, К11 и К12, К13, установленные на всасывании и нагнетании каждого насоса соответственно, предназначены для отключения насоса от нефтепровода в случае его останова или ремонта или для подключения насоса к нефтепроводу.

Кроме того, управление насосными агрегатами осуществляется со SCADA-формы, а именно посылаются следующие управляющие сигналы: «Включить», «Отключить» и «В ремонт».

В процессе работы насосных агрегатов необходимо отслеживать температуру обмоток двигателя и вибрацию корпуса двигателя. При превышении одного из показателей (может быть и обоих), необходимо срочно выключать работающий насосный агрегат и включать резервный, либо останавливать процесс перекачки.

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

2.2 Разработка структурной схемы АС резервуарного парка.

АС резервуарного парка реализована в виде трехуровневой иерархической структуры:

– верхний уровень – уровень автоматизированного оперативного управления;

- средний уровень – уровень ПЛК;
- нижний уровень – уровень полевого оборудования КИПиА.

Такая иерархическая организация структуры обусловлена топологическим расположением контролируемых и управляемых технологических объектов, наличием аппаратных помещений для размещения ПЛК, обеспечением высокого уровня ее надежности, уменьшением затрат на кабельную продукцию и строительно-монтажные работы.

Структурная схема АС резервуарного парка приведена в приложении В.

Верхний (информационно-вычислительный) уровень системы состоит из коммутатора, персональных компьютеров, сервера базы данных, принтера, источника бесперебойного питания, локальной промышленной сети Industrial Ethernet.

Средний уровень системы состоит из программируемых логических контроллеров, станций распределенного ввода/вывода и контроллерной сети Profibus DP.

Нижний уровень системы состоит из первичных средств автоматизации, а именно измерительные преобразователи и датчики, а именно:

- датчики избыточного давления;
- уровнемеры;
- сигнализаторы уровня;
- датчики температуры, в состав которых входят первичный преобразователь с чувствительным элементом и измерительный преобразователь;
- исполнительные устройства и механизмы;
- клеммники;
- кабельные соединения;
- коммутационные реле.

Верхний уровень системы выполняет следующие функции:

- прием информации о состоянии оборудования и параметрах технологического процесса со среднего уровня системы;

- формирование и оперативное отображение информации в реальном времени в виде мнемосхем с динамическими элементами, таблиц и графиков отражающими текущее состояние технологического процесса;
- формирование и ведение технологической базы данных;
- обновление и корректировка базы данных;
- выборка информации из базы данных реального времени, выборка и поиск информации в исторической и архивной базе данных;
- формирование и отображение протоколов событий;
- формирование и выдачу команд дистанционного управления;
- обмен данными со средним уровнем системы;
- печать отчетной документации, сводок, трендов, протоколов событий, перечней неисправностей и/или отказов;
- бесперебойное питание технических средств верхнего уровня.

Средний уровень системы выполняет следующие функции:

- сбор, первичная обработка (фильтрацию, линейризацию и масштабирование) и контроль информации о состоянии оборудования и параметрах технологического процесса;
- автоматическое управление технологическим оборудованием;
- регулирование параметрами технологического процесса;
- исполнение команд, поступающих с верхнего уровня;
- формирование управляющих воздействий на исполнительные механизмы системы;
- обмен информацией с верхним уровнем;
- поддержание единого времени в системе;
- работа в автономном режиме при нарушениях связи с верхним уровнем;
- формирование предупредительных и предаварийных сигналов;
- автоматическая диагностика комплекса программных и технических средств.

Нижний уровень системы выполняет следующие функции:

- измерение параметров технологического процесса и оборудования и преобразования их в унифицированный сигнал;
- сбор и передачу информации о ходе технологического процесса и состоянии технологического оборудования на средний уровень;
- исполнение команд регулирования и управления, поступающих со среднего уровня;
- формирование световых и звуковых предупредительных и предаварийных сигналов.

Принцип работы трехуровневой иерархической структуры состоит в следующем. Дискретные и аналоговые сигналы поступают от датчиков полевого уровня через клеммники на станции распределенного ввода/вывода. Станции распределенного ввода/вывода осуществляют прием, нормализацию, гальваническое разделение, предварительную обработку входных сигналов и передают их в программируемый логический контроллер по каналу Profibus DP. ПЛК обрабатывает полученную информацию в соответствии с заданной программой и алгоритмом управления. Результатом обработки является формирование массивов выходной информации:

- для управления исполнительными механизмами через станции распределенного ввода/вывода;
- формирование массивов информации для передачи на:
 - АРМ-оператора по каналу Ethernet с целью отображения хода (параметров) технологического процесса и оперативного управления процессом подготовки и газа;
 - на сервер баз данных по каналу Ethernet.

В режиме дистанционного управления оперативный персонал выдает команды управления с АРМ-оператора или панели оператора на программируемый логический контроллер.

Станции распределенного ввода/вывода, получив информацию от ПЛК по каналу Profibus DP, осуществляют усиление, гальваническое разделение и выдачу команд управления на исполнительные механизмы.

Сервер баз данных, АРМ-оператора, принтер связаны между собой через коммутатор по каналу Ethernet.

Компьютеры АРМ-оператора оснащены 24 дюймовыми жидкокристаллическими видеомониторами, которые предназначены для отображения хода технологического процесса и оперативного управления.

На верхнем уровне наряду с АРМ-оператора расположена АРМ-инженера АСУ ТП. С ее помощью осуществляется инженерное обслуживание контроллеров, сервера и рабочих станций АРМ-оператора: программирование, наладка, настройка. Компьютер АРМ-инженера также оснащен 24 дюймовым жидкокристаллическим видеомонитором.

В помещении операторной предусмотрен цветной принтер Canon формата А4 для распечатки отчетной документации и трендов.

АРМ-оператора и АРМ-инженера АСУ ТП работают под управлением лицензионной операционной системы Microsoft XP Professional. В качестве инструментальных программных средств используются:

- SCADA система TRACE MODE;
- среда для проектирования технологических дисплеев рабочих станций Windows Control Center;
- система управления реляционными базами данных Microsoft SQL Server 2008 R2.

В течение всего времени работы системы осуществляется автоматическое диагностирование оборудования системы управления, программно-технических средств всех уровней системы и состояния коммуникационных связей между ними. Результаты диагностирования комплекса технических средств системы доступны в виде системной информации, а при выявлении неисправностей выводятся на экраны мониторов АРМ-операторов в виде сигнализаций.

Для увеличения надежности функционирования технических средств АСУ ТП их питание осуществляется от источников бесперебойного питания.

2.3 Разработка функциональной схемы автоматизации

Функциональная схема автоматического контроля и управления предназначена для отображения основных технических решений, принимаемых при проектировании систем автоматизации технологических процессов. Объектом управления в системах автоматизации технологических процессов является совокупность основного и вспомогательного оборудования вместе с встроеными в него запорными и регулируемыми органами [6].

Функциональная схема автоматизации является техническим документом, определяющим функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля, управления и регулирования технологического процесса и оснащения объекта управления приборами и средствами автоматизации. На функциональной схеме автоматизации изображаются системы автоматического контроля, регулирования, дистанционного управления, сигнализации, защиты и блокировок [6].

При разработке функциональной схемы автоматизации технологического процесса решены следующие задачи:

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

В данной работе будем разрабатывать функциональную схему автоматизации по ГОСТ 21.404-85 «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условных приборов и средств автоматизации в схемах» и ГОСТ 21.408-93 «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов» [7], [8].

Дополнительные обозначения, используемые на функциональной схеме автоматизации:

– НЛ – световая сигнализация.

На схеме выделены каналы измерения (1-6, 8-9, 11-14) и каналы управления (7, 10). Контуры 6-7 и 9-10 реализуют автоматическое открытие клапа на сброса воды и регулирование давления соответственно.

Функциональная схема автоматизации резервуарным парком приведена в приложении В.

2.4 Разработка схемы информационных потоков РП

Схема информационных потоков включает в себя три уровня сбора и хранения информации [1]:

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

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

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

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

- уровень нефти в резервуаре РВС-1, мм,
- температура нефти в резервуаре РВС-1, °С,
- уровень нефти в резервуаре РВС-2, мм,
- температура нефти в резервуаре РВС-2, °С,

- давление на входе в ПНС, МПа,
- давление на выходе ПНС, МПа,
- температура обмоток двигателя НА-1, °С,
- температура обмоток двигателя НА-2, °С,
- вибрация корпуса двигателя НА-1, мм/с,
- вибрация корпуса двигателя НА-2, мм/с.

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

AAA_BBB_CCCC_DDDDD,

где

- AAA – параметр, 3 символа, может принимать следующие значения:
 - DAV – давление;
 - TEM – температура;
 - URV – уровень;
 - VIB – вибрация;
- BBB – код технологического аппарата (или объекта), 3 символа:
 - NA1 – насосный агрегат НА-1;
 - NA2 – насосный агрегат НА-2;
 - NS – насосная станция;
 - REZ1 – резервуар РВС-1;
 - REZ2 – резервуар РВС-2;
- CCCC – уточнение, не более 4 символов:
 - FRE – корпус двигателя;
 - NEFT – нефть;
 - VODA – подтоварная вода;
 - OBE – обмотки двигателя;
 - VH – вход;
 - VwH – выход;

- DDDDD – примечание, не более 5 символов:
- UPR – регулирование;
- AVARH – верхняя аварийная сигнализация;
- PREDH – верхняя предупредительная сигнализация;
- PREDL – нижняя предупредительная сигнализация.

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

Кодировка всех сигналов в SCADA-системе представлена в таблице №2.

Таблица – 2 Кодировка всех сигналов в SCADA-системе

Кодировка	Расшифровка кодировки
URV_REZ1_NEFT	уровень нефти в резервуаре PBC-1
URV_REZ1_NEFT_AVARH	Верхний предельный уровень нефти в резервуаре PBC-1
URV_REZ1_NEFT_PREDH	Верхний допустимый уровень нефти в резервуаре PBC-1
URV_REZ1_NEFT_PREDL	Нижний допустимый уровень нефти в резервуаре PBC-1
URV_REZ1_VODA_PREDH	Верхний допустимый уровень подтоварной воды в резервуаре PBC-1
TEM_REZ1_NEFT	температура нефти в резервуаре PBC-1
URV_REZ2_NEFT	уровень нефти в резервуаре PBC-2
URV_REZ2_NEFT_AVARH	Верхний предельный уровень нефти в резервуаре PBC-2
URV_REZ2_NEFT_PREDH	Верхний допустимый уровень нефти в резервуаре PBC-2

URV_REZ2_NEFT_PREDL	Нижний допустимый уровень нефти в резервуаре РВС-2
URV_REZ2_VODA_PREDL	верхний допустимый уровень подтоварной воды в резервуаре РВС-2
TEM_REZ2_NEFT	температура нефти в резервуаре РВС-2
DAV_PNS_VH	давление на входе в ПНС
DAV_PNS_VwH	давление на выходе ПНС
TEM_NA1_OBE	температура обмоток двигателя НА-1
TEM_NA2_OBE	температура обмоток двигателя НА-2
VIB_NA1_FRE	вибрация корпуса двигателя НА-1
VIB_NA2_FRE	вибрация корпуса двигателя НА-2
DAV_NS_VwH_UPR	регулирование давления на выходе ПНС

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

Историческая подсистема АС сохраняет информацию изменений технологических параметров для сигналов с заранее определенной детальностью. Данные, хранящиеся более трех месяцев, прореживаются для обеспечения необходимой дискретности.

Для регуляризации информации в базах данных используются таблицы и поля записи. Поля записей канала сведены в таблицу №3.

Имя поля	Значение	Комментарий
code	TEM_NA1_OBE	Код канала
description	Primary circuit Temp.nef	Описание (первичная цепь, температура нефти)
type	AI	Тип: аналоговый сигнал
address	5_TEM_NA1_OBE	Адрес
Event code	1	Код технологического события
Alarm code	4	Код аварии
Sample (sec)	10	Интервал выборки
Raw value	2028	Первичное значение
Converted value	39.5	Преобразованное значение °C
Alarm state	yes	Аварийное состояние
coefficient	0.0195	Коэффициент преобразования
units	°C	Единица измерения
min	0	Минимальное значение
max	40	Максимальное значение

Схема информационных потоков приведена в альбом схем (ФЮР А.425280.001.ЭС.07).

2. 5 Выбор средств реализации РП

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

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

Измерительные устройства осуществляют сбор информации о технологическом процессе. Исполнительные устройства преобразуют электрическую энергию в механическую или иную физическую величину для осуществления воздействия на объект управления в соответствии с выбранным алгоритмом управления. Контроллерное оборудование осуществляет выполнение задач вычисления и логических операций.

2.5.1 Выбор контроллерного оборудования РП

2.5.2 Выбор датчиков

Контроллер М3 обеспечивает управление обменом данными между полевым оборудованием и другими узлами сети управления, а также выполнение других управляющих операций. Этот мощный контроллер позволяет использовать стратегии управления и конфигурации системы, созданные в более ранних версиях системы DeltaV. Контроллер М3 более чем на 100% быстрее контроллера М2. Кроме того, у него больше памяти, что позволяет экономить ресурс центрального процессора и отводить больше места под стратегии управления. Контроллер обладает уникальной способностью автоматической самоидентификации в сети управления. При включении контроллера ему автоматически присваивается уникальный адрес. Контроллер способен идентифицировать все каналы ввода/вывода, используемые в системе. Сразу после подключения платы ввода/вывода контроллеру уже известны типы всех полевых приборов, находящихся под управлением данного интерфейса ввода/вывода.



Рисунок 2 – Контроллер DeltaV

Список компонентов, которые включает в себя каждая система DeltaV:

- ✓ Сеть управления, поддерживающая обмен данными между рабочими станциями и контроллерами.
- ✓ Рабочая станция, предоставляющая графический интерфейс пользователя.
- ✓ Контроллер, выполняющий функции управления и обмена данными между подсистемой ввода-вывода и сетью управления.
- ✓ Подсистема ввода-вывода, обрабатывающая информацию от полевых устройств.
- ✓ Системный источник питания DeltaV
- ✓ Групповой источник питания для полевых устройств, подключенных к системе DeltaV.
- ✓ Несущие панели, монтируемые на рейки DIN, и обеспечивающие распределение питания и обмен данными между контроллером и платами ввода-вывода.

Подсистема ввода/вывода DeltaV

Подсистема ввода/вывода включает в себя интерфейсы ввода/вывода, установленные на одну или более 8-слотовых несущих панелей, а также источник питания полевого оборудования.

Каждый интерфейс ввода/вывода состоит из следующих компонентов:

- ✓ Клеммного блока, который крепится на несущей панели и обеспечивает

подключение полевого оборудования (измерительных приборов и исполнительных устройств) с помощью зажимных винтов или многоконтактных разъемов.

- ✓ Платы ввода-вывода, которая устанавливается на несущую панель над клеммным блоком и преобразует сигналы, поступающие от приборов, или сигналы, подаваемые на исполнительные устройства, в цифровой формат для реализации функций управления и коммуникаций.

Такая конструкция позволяет устанавливать клеммные блоки и подключать ка-

бели до установки плат ввода/вывода, уменьшая тем самым затраты времени на монтаж и сопровождение.

В системе могут использоваться клеммные блоки следующих типов:

- с плавкими предохранителями
- без предохранителей
- для 4-проводных устройств, без предохранителей
- H1 Fieldbus
- терморезистивный
- последовательный
- термопарный или милливольтный
- групповой 10-контактный
- групповой 16-контактный
- групповой 24-контактный
- 8-канальный
- 16-канальный искробезопасный

➤ 32-канальный

В системе могут использоваться платы ввода/вывода следующих типов

Платы ввода:

- Аналоговый ввод, 8-канальный, 4-20 мА
- Аналоговый ввод, 8-канальный, 4-20 мА, HART
- Аналоговый ввод, 8-канальный, 1-5 Vdc
- Последовательный интерфейс, 2 порта, RS232/RS485
- Дискретный ввод, 8-канальный, 24 Vdc, изолированный
- Дискретный ввод, 8-канальный, 24 Vdc, сухой контакт
- Дискретный ввод, 8-канальный, 120 Vac, изолированный
- Дискретный ввод, 8-канальный, 120 Vac, сухой контакт
- Дискретный ввод, 8-канальный, 230 Vac, изолированный
- Дискретный ввод, 8-канальный, 230 Vac, сухой контакт
- Дискретный ввод, 32-канальный, 24 Vdc, сухой контакт

Платы вывода:

- Аналоговый вывод, 8-канальный, 4-20 мА
- Аналоговый вывод, 8-канальный, 4-20 мА, HART
- Дискретный вывод, 8-канальный, 120/230 Vac, изолированный
- Дискретный вывод, 8-канальный, 120/230 Vac, потенциальный
- Дискретный вывод, 8-канальный, 24 Vdc, изолированный
- Дискретный вывод, 8-канальный, 24 Vdc, потенциальный
- Дискретный вывод, 32-канальный, 24 Vdc, потенциальный

Каждая подсистема ввода/вывода поддерживает до 64 плат ввода/вывода.

Питание системы DeltaV

Система DeltaV поддерживает системные (AC/DC) и системные транзитные источники питания (DC/DC), а также искробезопасные системные источники питания.

Системные источники питания DeltaV

Системный источник питания устанавливается в любой слот 2-слотовой несущей панели и обеспечивает питание контроллера и подсистемы ввода/вывода. Вы можете добавлять системные источники питания, чтобы обеспечить большую мощность или резервирование источников питания. Информацию по поводу установки источника питания на 4-слотовую панель.

Имеется два типа системных источников питания DeltaV:

- Системный источник питания AC/DC принимает напряжение 120/230 вольт переменного тока (V_{ac}) и обеспечивает выходное напряжение 12,5 или 3.3 вольт постоянного тока (V_{dc}) для контроллера и подсистемы ввода/вывода.
- Системный транзитный источник питания DC/DC принимает напряжение 12 вольт постоянного тока и обеспечивает выходное напряжение 12,5 или 3.3 вольт постоянного тока для контроллера и подсистемы ввода/вывода. Для подачи входного питания на данный источник требуется групповой источник питания.

Искробезопасный источник питания DeltaV

Искробезопасный (ИБ) источник питания DeltaV устанавливается на специальную несущую панель и обеспечивает питание подсистемы искробезопасного ввода-вывода. В одной системе DeltaV может быть до 11 ИБ источников питания. Можно использовать второй такой источник для резервирования. ИБ источник питания получает напряжение в диапазоне от 18.5 до 36 вольт постоянного тока и преобразует его в 12 вольт постоянного тока для питания контроллера и подсистемы ИБ ввода/вывода.

2.5.2.1 Выбор датчика уровня

Выбор уровнемера проходил из следующих типов приборов: Сапфир-22-ДУ-Ех, Fisher 2390В, Rosemount 5301. В результате анализа был выбран Ros

emount 5301, потому что он надёжный, невосприимчив к окружающим факторам (температуре, давлению и т.д.), характеризуется широким диапазоном измерения.

Rosemount серии 5301 – это волноводный уровнемер, для измерения уровня и уровня границы раздела двух сред.



Рис. 3 Rosemount серии 5301

Принцип действия:

Микроволновые наносекундные радарные импульсы малой мощности направляются вниз по зонду, погруженному в технологическую среду. Когда радарный импульс достигает среды с другим коэффициентом и электрической

проницаемости, часть энергии импульса отражается в обратном направлении. Разница во времени между моментом передачи радарного импульса и моментом приема эхо-сигнала пропорциональна расстоянию, согласно которому рассчитывается уровень жидкости или уровень границы раздела двух сред.

Интенсивность отраженного сигнала зависит от диэлектрической проницаемости среды. Чем выше коэффициент диэлектрической проницаемости, тем выше интенсивность отраженного сигнала и диапазон измерений.

Таблица – 6 Основные характеристики Rosemount 5301

Измеряемые среды	Нефтепродукты, жидкости
Диапазон измерений	0,1 – 50 м

Температура окружающей среды	-40...+ 70 °С
Рабочая температура	-40...+ 150 °С
Абсолютная погрешность	± 3 мм
Выходные сигналы	- 4-20 мА с HART-протоколом

2.5.2.2 Выбор датчика-сигнализатора уровня

При больших скоростях наполнения на резервуаре дополнительно устанавливается сигнализатор предельного уровня, подающий сигнал при заполнении резервуара. Этот сигнал может использоваться для автоматического отключения насосов, а также для открытия и закрытия задвижек на трубопроводных коммуникациях. Кроме аварийного сигнала схемой автоматизации резервуара предусматривается подача предупредительных сигналов о достижении нижнего и верхнего уровней от датчиков-сигнализаторов уровня. Характеристики хранимой в резервуаре нефти приведены в таблице №6. Высота резервуара с нефтью (РВС-1) равна 8000 мм.

В качестве датчика-сигнализатора уровня будем использовать сигнализатор Rosemount серии 2120. Сигнализатор уровня Rosemount 2120 предназначен для контроля уровня большинства видов жидкостей, в т.ч. суспензий, эмульсий и других растворов на водной основе. Достоинства:

- на работу сигнализатора практически не влияют: турбулентность процесса, пузырьки, пена, вибрация, содержание твердых веществ, свойства жидкости и ее состав;
- простая установка;
- различные типы присоединений;
- защита от короткого замыкания и нечувствительность к изменению polarity напряжения питания;

- отсутствие движущихся частей, что практически не требует обслуживания;
- функция самопроверки и тактовый светодиод для мониторинга состояния и визуального отображения информации о состоянии;
- регулируемая задержка переключения для применений в процессах с турбулентными и брызгающими средами;
- магнитная контрольная точка для тестирования;
- нет необходимости в калибровке;
- малые размеры и масса.

Технические характеристики сигнализатора уровня Rosemount серии 2120 приведены в таблице 7.

Таблица – 7 Основные характеристики сигнализатора уровня Rosemount 2120

Техническая характеристика	Значение
Измеряемые среды	практически все жидкости с плотностью не ниже 600 кг/м ³ и вязкостью от 0,2 до 10000 сП
Температура процесса	от -40 до +150 °С
Температура окружающей среды	от -40 до +80 °С
Давление процесса	от -0,1 до 10 МПа (до 3 МПа – при использовании гигиенических соединений)
Фланцевые соединения	Фланец: от DN40 до DN200 либо от 1,5 дюйма до 8 дюймов по ANSI
Выходные сигналы	дискретные
Режим работы	«сухой» или «мокрый» контакт
Длина вибрационной вилки	Короткая вилка для установки с минимальной погружаемой частью мин

	имум 50 мм (2 дюйма). Удлинение вилки до 3 м (118 дюймов).
Расстояние передачи данных	до 2,5 км
Конструкционные материалы	Нержавеющая сталь марки 316L (1.4404), Hastelloy C или Halar (ECT FE) / PFA
Гистерезис (вода)	±1мм (±0,039 дюйма)
Напряжение питания	от 20 до 264 В переменного тока 50/60 Гц или от 20 до 60 В постоянного тока
Взрывозащищенное исполнение	есть
Степень защиты от пыли и воды	IP66, IP67 по ГОСТ 14254

Из таблицы №9 видно, что выбранный датчик-сигнализатор уровня удовлетворяет требованиям технического задания.

Сигнализатор уровня жидкостей серии 2120 состоит из корпуса, соединения с резервуаром и чувствительного элемента вибрационной вилки (рис. 4). Соединение с резервуаром и вилка – это единственные части, контактирующие с технологической средой. Рабочая частота вилки ~1300 Гц выбрана для того, чтобы избежать возможных помех в работе сигнализатора и ложного переключения при возможном возникновении вибраций (резонанса частот) от производственного оборудования. Для повышения жесткости и надежности конструкции для стандартного исполнения выбрана короткая длина вилки, чтобы погружаемая в трубопровод или резервуар часть сигнализатора была минимальной [12].



Рис. 4 Конструкция сигнализатора уровня Rosemount серии 2120

Сигнализатор 2120 разработан с использованием принципа камертона. Пьезоэлектрический кристалл при подаче на него напряжения создает колебания чувствительной вибрационной вилки с частотой ~ 1300 Гц. Изменения этой частоты отслеживаются электроникой в непрерывном режиме. При погружении вилки в жидкость (состояние «мокрый контакт») частота колебаний вилки уменьшается, что приводит к переключению контактов сигнализатора. Аналогично при снижении уровня жидкости вилка переходит в состояние «сухой контакт», при этом частота колебаний вилки увеличивается, что приводит к обратному переключению контактов. Сигнал об изменении состояния контактов подается в систему управления или на исполнительные механизмы (насосы, клапаны и т.п.) [12].

Сигнализатор имеет тактовый светодиод, расположенный под линзой на крышке корпуса, доступный для визуального наблюдения в любое время и с любого угла просмотра. Светодиод мигает, когда сигнализатор находится в выключенном состоянии и постоянно светится, если сигнализатор включен. Постоянное свечение светодиода отражает корректную работу сигнализатора, а различные скорости мигания отображают некорректную работу или состояние технологического процесса.

Для большинства видов жидкостей, включая суспензии и аэрированные жидкости, характеристики потока, турбулентность, пузырьки, пена, вибрация, содержание твердых веществ или другие свойства жидкости практически не влияют на работу сигнализатора. Сигнализатор серии 2120 предназначен для применений в безопасных или опасных зонах. Он может монтироваться в любом положении на резервуаре или на трубе (рис. 5) [12]. Сигнализатор 2120 имеет широкий выбор резьбовых, фланцевых или гигиенических соединений для монтажа.



Рис. 5 Способы монтажа сигнализатора уровня Rosemount серии 2120

Выбранный сигнализатор обладает нечувствительностью к полярности, имеет защиту от включения при перегрузке, короткого замыкания и без нагрузки, имеет защиту от скачков согласно IEC61326.

Информация о стоимости сигнализатора уровня Rosemount серии 2120 предоставляется только в случае его заказа.

Выбранный сигнализатор уровня хорошо себя зарекомендовал в различных областях промышленности. А именно он использовался в качестве защиты от переполнения жидкости, сигнализации верхнего и нижнего уровня жидкости, защиты насосов от работы в сухую.

2.5.2.3 Выбор датчика температуры

Выбор датчика температуры проходил из следующих вариантов приборов: Метран-288, Rosemount 648 и ТСПУ Метран-276. В результате анализа был в

ыбран Метран-288, потому что он является интеллектуальным преобразователем температуры для применения в системах АСУ ТП, подходит для работы с агрессивными средами.



Рис. 6 Метран 288

Конструктивно Метран-288 состоит из первичного преобразователя и электронного преобразователя (ЭП), встроенного в корпус соединительной головки. В качестве первичного используются чувствительные элементы из термопарного кабеля по ГОСТ 6616.

ЭП преобразует сигнал первичного преобразователя температуры в унифицированный выходной сигнал постоянного тока 4 – 20 мА с наложенным на него цифровым сигналом HART.

Принцип действия:

Принцип действия основан на эффекте Зеебека (термоэлектрическом эффекте).

Между соединёнными проводниками имеется контактная разность потенциалов; если стыки связанных в кольцо проводников находятся при одинаковой температуре, сумма таких разностей потенциалов равна нулю. Когда же стыки находятся при разных температурах, разность потенциалов между ними зависит от разности температур. Коэффициент пропорциональности в этой зависимости называют коэффициентом термо-ЭДС. У разных металлов коэффициент термо-ЭДС разный и, соответственно, разность потенциалов, в

озникающая между концами разных проводников, будет различная. Помещая спай из металлов с отличными коэффициентами термо-ЭДС в среду с температурой T1, мы получим напряжение между противоположными контактами, находящимися при другой температуре T2, которое будет пропорционально разности температур T1 и T2.

Таблица – 7 Основные характеристики Метран 288

Температура измеряемой среды	-50 до 1200 °С
Основная относительная погрешность	±0,3%
Выходные сигналы	4-20 мА, HART

2.5.2.4 Выбор датчика давления

Выбор датчика давления проходил из следующих типов приборов: Метран-150TG2, Rosemount 3051TG, Метран-43ДИ. В результате анализа был выбран датчик избыточного давления Метран-150TG2, потому что он более надёжный, имеет доступную цену, высокую точность измерений.



Рис. 7 Штуцерное исполнение (150TG)

Интеллектуальный датчик давления предназначен для непрерывного преобразования в унифицированный токовый выходной сигнал и/или цифровой сигнал в стандарте протокола HART входной измеряемой величины: избыточного давления.

Управление параметрами датчика:

- с помощью HART_коммуникатора;
- удаленно с помощью программы H_Master,
- HART_модема и компьютера или программных средств АСУТП;
- с помощью клавиатуры и ЖКИ.

Улучшенный дизайн и компактная конструкция.

Поворотный электронный блок и ЖКИ.

Высокая перегрузочная способность.

Защита от переходных процессов.

Внешняя кнопка установки "нуля".

Непрерывная самодиагностика.

Принцип действия:

Датчик состоит из сенсора и электронного преобразователя.

Сенсор состоит из измерительного блока и платы аналого-цифрового преобразователя (АЦП). Давление подаётся в камеру измерительного блока, преобразуется в деформацию чувствительного элемента и изменение электрического сигнала.

Электронный преобразователь преобразует электрический сигнал в соответствующий выходной сигнал.

В измерительном блоке используется тензорезистивный тензомодуль на кремниевой подложке. Чувствительным элементом тензомодуля является пластина из кремния с плёночными тензорезисторами.

Давление через разделительную мембрану и разделительную жидкость передаётся на чувствительный элемент тензомодуля. Воздействие давления преобразуется в деформацию чувствительного элемента, вызывая при этом изменение электрического сопротивления его тензорезисторов и разбаланс мостовой схемы. Электрический сигнал, образующийся при разбалансе мостовой схемы, измеряется АЦП и подаётся в электронный преобразователь.

Электронный преобразователь преобразует это изменение в соответствующий выходной сигнал.

Таблица – 8 Основные характеристики Метран 150TG

Измеряемые среды	Пар, газ, газовые смеси, нефтепродукты, жидкости
Температура окружающей среды	От -40 до 80 °С
Основная приведённая погрешность	До $\pm 0,075\%$
Диапазоны измерения:	- 0-0,025 кПа - 0-60 МПа
Выходные сигналы	- 4-20 мА с HART-протоколом - 0-5 мА

2.5.2.5 Выбор датчика вибрации

В процессе работы НС необходимо контролировать уровень вибрации корпуса агрегата

Наиболее подходящим для данного объекта является датчик вибрации аналоговый двухпроводной ДВА-301Д.

Принцип действия

Датчик вибрации преобразовывает механические колебания (вибрацию) объекта, на котором он установлен, в направлении оси Y, совпадающей с осью монтажной шпильки, в аналоговый токовый сигнал (4...20) мА, пропорциональный среднеквадратическому значению виброускорения (СКЗ). Выходной сигнал (4...20 мА) датчика могут принимать любые стандартные регистрирующие приборы, работающие с унифицированными токовыми сигналами.

Технические характеристики

Диапазон виброускорений СКЗ, преобразуемых в токовый сигнал 4...20 мА (в зависимости от модификации) - 0...10 м/с², 0...20 м/с², 0...50 м/с², 0...100 м/с².

Погрешность преобразования ускорений в выходной токовый сигнал - ±6 %.

Диапазон рабочих частот - 10...1000 Гц.

Условия эксплуатации:

- температура окружающего воздуха – от минус 40 до плюс 85°С;
- относительная влажность воздуха – до (95 ± 3)% при 35°С и более низких температурах без конденсации влаги.

Питание датчика:

В невзрывоопасных зонах – (8...24)В.

Электрические параметры датчика:

- емкость, мкФ, не более - 0,01;
- потребляемый ток - не более 25 мА на канал при напряжении питания датчика 15 В;
- значение выходного тока в диапазоне контролируемых виброускорений при нагрузочном сопротивлении $R_{нагр}$ не более 100 Ом – 4...20 мА.

Электрическая мощность, потребляемая датчиком, Вт, не более - 0,4.

Степень защиты оболочки от проникновения твердых тел и воды - IP 54 по ГОСТ 14254.

Средняя наработка до отказа – не менее 100000 ч.

Средний полный срок службы – не менее 10 лет.

Масса, кг, не более - 0,07.

Габаритные и установочные размеры датчика приведены на рис.2.8.



Рис. 8. Схема подключения

2.5.3 Нормирование погрешности канала измерения

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

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

Расчет допустимой погрешности измерения расходомера производится по формуле

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

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

δ_2 – погрешность передачи по каналу измерений;

δ_3 – погрешность, вносимая АЦП;

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

Погрешность, вносимая двенадцатиразрядным АЦП, рассчитывается следующим образом:

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

Погрешность передачи по каналу измерений устанавливается рекомендациями [4]:

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

При расчете учитываются также дополнительные погрешности, вызванные влиянием:

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

Дополнительная погрешность, вызванная температурой окружающего воздуха, устанавливается согласно рекомендации [4]:

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

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

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

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

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

Следовательно, допускаемая основная погрешность расходомера должна не превышать

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

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

2.5.4 Выбор исполнительных механизмов

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

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

В процессе перекачки нефти необходимо регулировать давление на выходе НС таким образом, чтобы оно было не выше заданного исходя из условий прочности трубопровода и не ниже заданного давления на входе в следующий технологический процесс. В качестве исполнительного механизма для регулирования давления нефти будем использовать клапан с электроприводом.

Выбор клапана с электроприводом осуществляется по алгоритму, приведенному на рис. 9 [1].

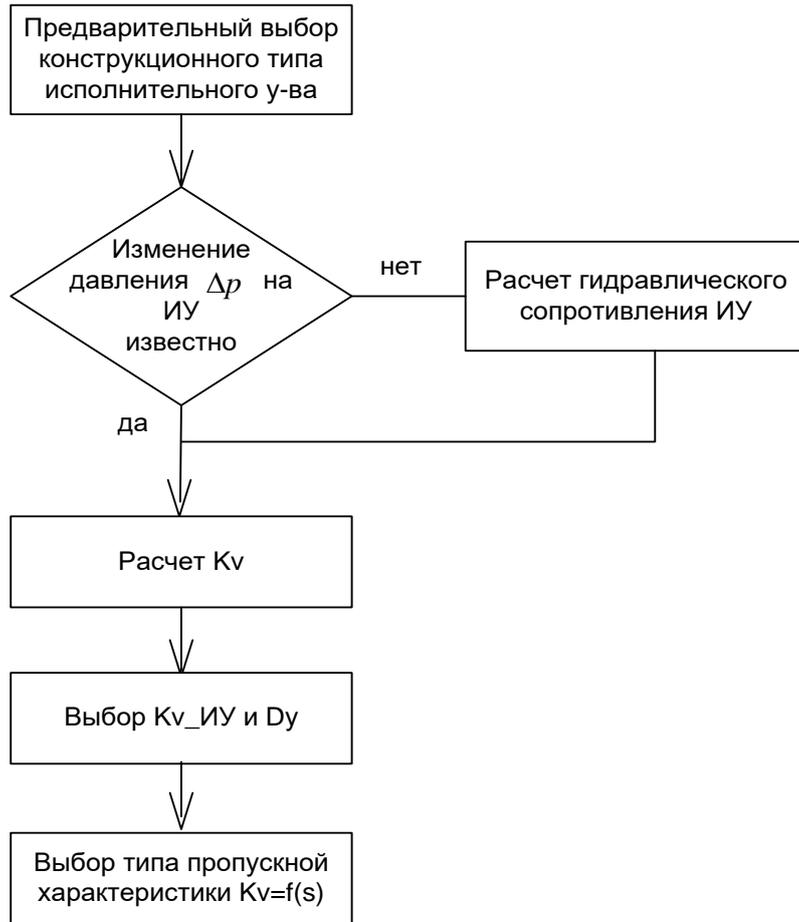


Рис. 9 Алгоритм выбора (расчета) исполнительного устройства

В качестве способа регулирования давления будем использовать метод дросселирования (рис. 10) [3].

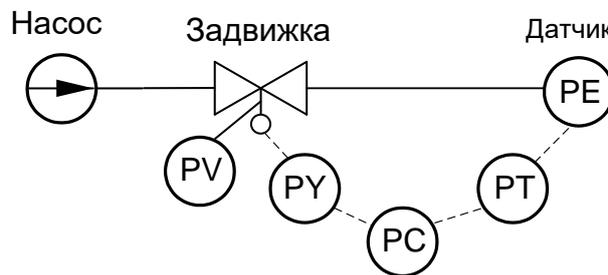


Рис. 10 Управление давлением посредством дросселирования

PE-PT-PC-PY – контур регулирования давления (P)

Для быстрого и плавного изменения величины давления в настоящее время наибольшее распространение получил метод дросселирования потока.

Дросселирующим устройством может служить задвижка (кран, вентиль) или специальная шайба. Применяются также дроссельные втулки.

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

Регулирование подачи задвижкой удобно тем, что с ее помощью можно быстро изменить режим работы насоса в зависимости от обстоятельств, т. е. если насос работает в переменном режиме. В то же время, если требуется какая-то определенная подача, то после остановки насос необходимо снова регулировать, выводя его на заданный режим работы. В этом случае следует применять дроссельную шайбу, которая обеспечит постоянный перепад давления (при постоянном расходе).

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

Пропускную способность клапана K_v ($\text{м}^3/\text{час}$) рассчитывают по формуле [3]:

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

где Δp_0 – потеря давления на клапане (ее принимают равной 1 кгс/см^2);

Δp – изменение давления в трубопроводе до и после клапана;

ρ – плотность среды (кг/м^3);

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

Исходными данными для расчета пропускной способности являются следующие:

Δp_0 – потеря давления на клапане принята равной 1 кгс/см^2 ;

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

ρ – плотность нефти 838 кг/м³;

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

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

В соответствии с таблицей зависимости диаметра трубопровода от расхода жидкости получен присоединительный размер клапана к трубопроводу

– $D_y = 200$ мм.

Выбран стандарт присоединения клапана к процессу – европейский стандарт DIN.

В соответствии с таблицей, приведенной на [8], подтверждено, что расчетная пропускная способность клапана соответствует условной пропускной способности клапана КМР.

Для регулировочной характеристики выбрана равнопроцентная пропускная характеристика клапана.

Регулирующий клеточно-плунжерный клапан типа КМР показан на рис. 11 [8].



Рис. 11 Регулирующий клеточно-плунжерный клапан типа КМР

Технические характеристики клапана приведены в таблице – 9 [13].

Таблица – 9 Технические характеристики клапана

Техническая характеристика	Значение
Условное давление P_u , МПа	1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 10,0; 16,0
Условный проход, мм	10; 15; 20; 25; 32; 40; 50; 65; 80; 100; 125; 150; 200
Пропускная характеристика	равнопроцентная, линейная; расширенный диапазон регулирования
Диапазон температур регулируемой среды	-40/-60... + 225°C, -40/-60... + 450°C, -40/... +500/550/600/650°C, -90/-200... + 225°C
Диапазон температур окружающей среды	-40/-50/-60... + 70°C,
Исходные положения плунжера клапана	НО – нормально открытое; НЗ – нормально закрытое
Присоединительные размеры	фланцев по ГОСТ 12815-80 (ответные фланцы с шипом исполнение №4 или другое по заказу) или по ANSI, под приварку
Материал корпуса	сталь 20, углеродистые низкоуглеродистые стали, 12X18H10T, 10X17H13M2T, специальные сплавы;
Материал дроссельной пары	12X18H10T, 10X17H13M2T, специальные сплавы;
Класс герметичности для регулирующих клапанов по ГОСТ 23866-87(по DIN)	По ГОСТ выше IV (по DIN – V)

Класс герметичности по ГОСТ 9544-93	В-С (А – по специальному заказу)
-------------------------------------	----------------------------------

Выбран электропривод КМР – Siemens типа “SIPOS 5 Flash” (рис. 12) [14].



Рис. 12 Электрический привод SIEMENS SIPOS 5 Flash

Электрические исполнительные приводы SIPOS 5 Flash преимущественно используются на технологических установках для надежного и точного управления и регулирования арматуры (вентили, заслонки, клапана и краны). Допустимая погрешность регулирования – 5%. Расстояние до контроллера – 100 м. Тип сигнала управления – унифицированный токовый, 4-20 мА. IP-защитенность электропривода – IP-67. Выбранный исполнительный привод SIPOS 5 Flash в настоящее время в основном эксплуатируется на электростанциях, в химической и нефтехимической промышленности, а также в водном хозяйстве [14].

Исполнительный привод SIPOS 5 Flash работает по следующему принципу. Независимо от сетевого питания (1 фаза или 3 фазы) через модуль делителя мощности в блоке электроники производится трехфазный ток для асинхронного двигателя. Частотный преобразователь и микроконтроллер обеспечивают установку различного числа оборотов и точных моментов отключения (без момента превышения). Длина фаз контролируется и автоматически и справляется таким образом, что направление вращения всегда является пра

вильным. Компактная конструкция блока электроники с точным согласованием блока управления и делителя мощности обеспечивают мягкий запуск исполнительного привода, защищающий арматуру от износа. Благодаря встроенной в привод электронике пусковой ток не превышает номинальный ток, таким образом, в отличие от обычных исполнительных приводов, соединительные линии могут иметь меньшее поперечное сечение. В качестве редуктора используется прочная и проверенная комбинация червячные валы/червячное колесо, которая имеет самоторможение при числе оборотов до 80 об/мин на выходе. Рабочий ход исполнительного органа регистрируется через точный потенциометр и электронно обрабатывается. Регистрация момента вращения или отключение при достижении момента отключения осуществляется во встроенном блоке электроники. Также там осуществляется зависимое от хода отключение в конечных позициях арматуры. При пуске и при отключении напряжения исполнительный привод может перемещаться при помощи приводной ручки или маховика. Поступательные и поворотные движения реализуются при помощи привода вращения и соответствующих дополнительных компонентов.

Исполнительный привод SIPOS 5 Flash характеризуется высококачественной электроникой и надежной механикой [14]:

- класс защиты IP 67 (IP 68 по запросу);
- постоянный КПД на все время службы;
- практически не требует технического обслуживания (рекомендуется проверка через 8 лет);
- износостойкий асинхронный мотор;
- мягкий пуск из конечных положений и мягкий переход в конечные положения;
- корпус из коррозиестойчивого алюминиевого сплава и внешние винты из нержавеющей стали;
- отдельные доступ к электронике и механике посредством отвинчивания фланцевого соединения (4 винта);

– Моменты отключения (или силы отключения) и количество оборотов (или время установки/скорость установки) свободно выбираются внутри одного диапазона без изменения аппаратного обеспечения;

– Руководство пользователя PROFITRON на 5-ти языках (может дополняться);

– 3 эталонные кривые момента вращения арматуры с 1% шагами могут запоминаться и обрабатываться в электронике привода (опция);

– Ходовая установка числа оборотов программируется через 10 опорных точек (опция);

– Внешняя аналоговая задача числа оборотов через 0/4...20 mA (опция);

– Расширение функций осуществляется через интернет посредством обновления программного обеспечения;

– Для изменения программного обеспечения не нужна замена аппаратного обеспечения (Flash-EEPROM);

– Значительно сокращенный список запасных частей благодаря универсальным компонентам.

Исполнительный привод SIPOS 5 Flash обладает следующими электрическими характеристиками:

– диапазон частоты подключения от 47 до 63 Гц;

– 1-фазное напряжение подключения 230 В ($\pm 15\%$);

– 3-фазный диапазон напряжения подключения от 400 до 460 В ($\pm 15\%$);

– возможно иное напряжение подключения через согласующие трансформаторы (опция);

– полная электронная защита мотора и автоматическая коррекция последовательности фаз;

– возможно дополнительное питание DC 24В;

– индивидуальное распределение сигнальных выходов;

– регистрация фактической величины позиции 0/4 до 20 mA (зависит от конструкции);

- позиционер через аналоговый вход заданной величины 0/4 до 20 мА (опция);
- возможности параметрирования:
 - а) пункт управления на месте;
 - б) программа параметрирования PC COM-SIPOS (опция);
 - в) SIMA система управления приводами (опция);
 - г) функциональные модули (опция);
 - д) SIMATIC PDM;
- полный комплект услуг (управление, наблюдение и параметрирование) при использовании PROFITRON вместе с PROFIBUS;
 - PROFIBUS-DP-V1 (опция) (ациклические службы).

2.6 Разработка схемы внешних проводов

Схема внешней проводки приведена в альбоме схем (ФЮРА.425280.001 ЭС.13). Первичные и внешние приборы включают в себя уровнемеры Rosemount 5600, расположенный на резервуарах РВС-1 и РВС-2, датчики давления Метран-150TG2, расположенные на входе и выходе ПНС, сигнализаторы уровня нефти Rosemount 2120, расположенные на резервуарах РВС-1 и РВС-2. Уровнемер имеет встроенный преобразователь излученного и принятого сигнала. Таким образом, на выходе уровнемера имеется унифицированный токовый сигнал 4...20 мА. В датчиках давления сигнал преобразуется в унифицированный токовый сигнал 4...20 мА. Сигнализаторы работают в двух режимах: «сухой» и «мокрый» контакты. В режиме «сухой» контакт при погружении вилки сигнализатора в жидкость, контакты замыкаются, а при извлечении вилки из жидкости контакты коммутируются. В режиме «мокрый» контакт при погружении вилки сигнализатора в жидкость, контакты коммутируются, а при извлечении вилки из жидкости контакты замыкаются.

Для передачи сигналов от уровнемера и датчика давления на щит КИП иА используются по три провода, а для сигнализаторов – два провода. В качестве кабеля выбран КВВГ. Это – кабель с медными токопроводящими жил

ами с пластмассовой изоляцией в пластмассовой оболочке, с защитным покрытием 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 [1].

2.7 Выбор алгоритмов управления АС ГНПС

В автоматизированной системе на разных уровнях управления используются различные алгоритмы [1]:

- алгоритмы пуска (запуска)/ останова технологического оборудования (релейные пусковые схемы) (реализуются на ПЛК и SCADA-форме),
- релейные или ПИД-алгоритмы автоматического регулирования технологическими параметрами технологического оборудования (управление положением рабочего органа, регулирование расхода, уровня 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 данной ВКР разработаны следующие алгоритмы АС:

- алгоритм пуска/останова технологического оборудования,
- алгоритм сбора данных измерений,
- алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром;
- алгоритмы АСПС и АСПТ.

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

2.7.1 Алгоритм сбора данных измерений

В качестве канала измерения выберем канал измерения уровня нефти в резервуаре. Для этого канала разработаем алгоритм сбора данных. Алгоритм сбора данных с канала измерения уровня нефти в резервуаре представлен на рис. 13.

Рис. 13 Алгоритм сбора данных с канала измерения уровня нефти в резервуаре

2.7.2 Алгоритм пуска пуска/останова технологического оборудования

В качестве технологического оборудования выберем насосные агрегаты ПНС. Для выбранного технологического оборудования разработаем алгоритм пуска/останова. Алгоритм пуска/останова насосных агрегатов ПНС представлен на рис. 14.

Рис. 14 Алгоритм пуска/останова насосных агрегатов ПНС

2.8 Разработка программного обеспечения для программируемых логических контроллеров

Для программирования логического контроллера будем использовать программную среду Siemens Step 7. В данном программном пакете возможно реализовывать программирование ПЛК фирмы Siemens, который мы используем в системе автоматизированного управления РП. В программной среде Step 7 имеется большой набор стандартных элементов, позволяющих реализовать практически любую логику действий. Программирование будем осуществлять на языке релейных диаграмм LAD. Программа, реализующая управление включением/отключением насосных агрегатов ПНС, представлена на рис. 23.

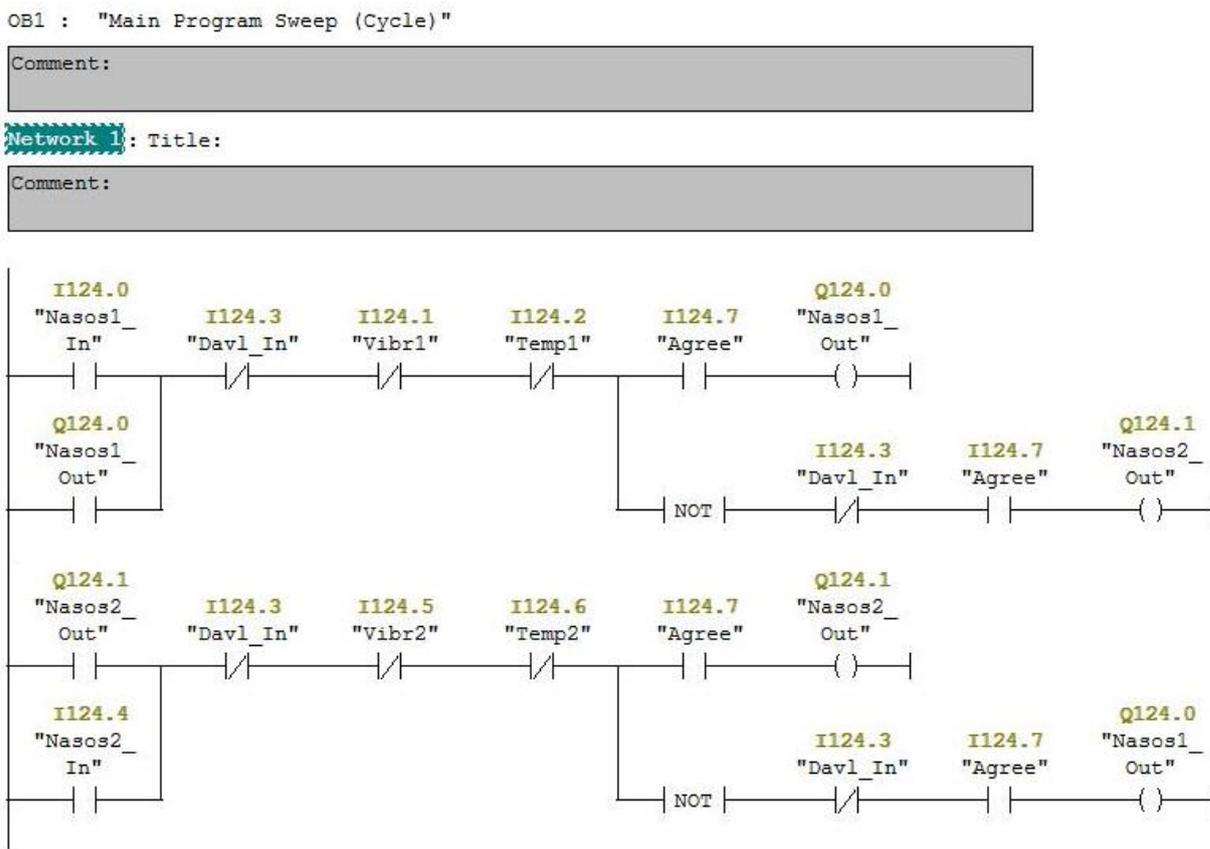


Рис. 16 LAD-диаграмма программы управления работой насосных агрегатов ПНС

2.9 Разработка АСПС и АСПТ

Основными факторами, вызывающими пожары, являются:

- разряды молний в резервуары;
- возгорание насосов при перекачке продуктов;
- нарушение правил техники безопасности при ведении огневых работ;
- накопление статического электричества при несоблюдении скоростных режимов перекачивания нефтепродуктов.

Для тушения пожаров в резервуарных парках и насосных по перекачке нефтепродуктов применяется воздушно-механическая пена средней кратности, которая является наиболее эффективным огнетушащим средством для тушения пожаров классов А (горение твердых веществ) и В (горение жидких веществ).

Расчётный расход раствора пенообразователя для тушения технологического резервуара составляет 40 л/сек.

Для охлаждения нефтепродукта в горящем резервуаре и предотвращения вскипания его с последующим выбросом используется вода, подаваемая в кольца орошения. Охлаждению подвергаются также находящиеся рядом с ним соседние резервуары. Расчётная продолжительность охлаждения технологических резервуаров при тушении стационарной автоматической системой примерно составляет 4 часа, а при тушении передвижной пожарной техникой – 6 часов.

Система автоматического пожаротушения состоит из следующих объектов:

1) стационарной системы пенного пожаротушения. Стационарная установка пожаротушения предназначена для пожаротушения магистральной насосной и резервуаров нефтепродуктов объемом 5000 м³;

2) передвижной системы пожаротушения. Передвижная система пенного пожаротушения служит для обслуживания зданий и сооружений, не входящих в зону обслуживания стационарной установки пенного пожаротушения. За счет использования передвижной пожарной техники, подключаемой к пожарным гидрантам растворопровода и воды, осуществляется тушение загоран

ия, а также дополнительное охлаждение резервуаров, находящихся рядом с горящим;

3) системы обнаружения пожара. В системе обнаружения пожара обнаружение пожара осуществляют 3 контроллера КСАП-01 (контроллер системы автоматического пожаротушения).

Каждый резервуар оснащён 2 датчиками пожарной сигнализации типа ТСМ 012, измеряющими температуру в верхней части резервуара. Помещение насосной оснащено 10 пожарными извещателями пламени типа "Ясень" ИП 330-5, отслеживающими инфракрасное излучение.

Сигнал от датчиков и извещателей поступает на КСАП-01 № 1. Контроллер КСАП-01 № 2 предназначен для контроля и управления задвижками и насосами пожаротушения. Контроллер КСАП-01 КЦ является центральным и выполняет все задачи и функции системы автоматического пожаротушения.

Контроллеры КСАП-01 КЦ и КСАП-01 № 1, КСАП-01 № 2 установлены в помещении операторной пожарной насосной станции.

Контроллеры обеспечивают:

- контроль исправности цепей пожарной сигнализации;
 - контроль исправности цепей электропитания электрозаслонок и насосов;
 - обнаружение пожара на каком-либо резервуаре или в магистральной насосной;
 - выдачу сигналов "ПОЖАР" (с указанием номера резервуара или магистральной насосной) или "Неисправность системы пожарной сигнализации" (обобщённый);
 - контроль уровня жидкости в резервуарах противопожарного запаса воды и пенообразователя;
 - обмен информацией с системой автоматизации ППС "Андреевка";
- 4) системы управления автоматическим пожаротушением (СУАП).

При поступлении сигнала от одного из датчиков на дисплее пункта управления высвечивается информация о срабатывании, указывающая место установки датчика, срабатывает звуковая сигнализация.

При поступлении сигнала от двух датчиков, установленных на одном объекте, на дисплее высвечивается информация о пожаре, указывающая место установки датчика, срабатывает звуковая сигнализация. Выполняется автоматический пуск системы стационарного пожаротушения.

Исправность автоматического уровнемера в резервуарах (емкостях) должна проверяться не реже одного раза в три месяца при плюсовой температуре и немедленно в случае сомнений в исправной работе уровнемера.

Резервуары должны быть закрыты для доступа посторонних лиц и опломбированы, целостность пломбы проверяется один раз в квартал.