

1 Техническое задание

1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП

Основными целями создания АСУ ТП ЦПС являются:

- сокращение потерь нефти, газа и воды за счёт оптимизации режимов добычи, подготовки и ее транспортирования;
- точное выполнение требований технологического регламента;
- управление, обеспечивающее получение необходимого по количеству и качеству конечного продукта при минимизации используемого сырья, вспомогательных материалов и энергетических затрат;
- улучшение условий труда эксплуатационного персонала за счет централизации рабочих мест;
- повышение безопасности технологических процессов за счет в высоконадежных средств сигнализации, блокировок и защит с минимальным периодом реагирования;
- реализация дистанционного контроля и управления всем комплексом сооружений на технологических площадках нефтегазового оборудования из центрального диспетчерского пункта.

1.2 Назначение системы

Центральные пункты сбора (ЦПС) являются универсальным технологическим объектом, на котором добываемый флюид разделяется на целевые компоненты - товарную нефть, газ и сточную воду.

Основное назначение центрального пункта сбора и подготовки нефти состоит в том, чтобы отделить воду от сырья, поступающего с групповых установок, измерить с высокой точностью количество нефти, в которой содержание воды не должно превышать нескольких десятых долей процента, и направить ее через распределительную гребенку на прием магистрального насоса или в резервуар с подключенным насосом. В некоторых случаях нефть также подвергается стабилизации на центральных пунктах сбора.

ЦПС предназначен для выполнения следующих операций:

- прием продукции от установки предварительного сброса воды и продукции скважин от центральных кустов;
- учет поступающей продукции;

- подготовка нефти;
- подготовка пластовых вод;
- прием и учет товарной продукции;
- прием и подготовка газа к транспорту;
- подача товарной нефти на сооружения магистрального транспорта через сооружения головной насосной станции (ГНПС).

1.3 Требования к автоматике ЦПС

Система автоматизации ЦПС должна обеспечивать следующее:

- автоматическое измерение параметров технологического оборудования ЦПС;
- контроль дискретных параметров;
- управление регулирующими клапанами с пульта автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора-технолога;
- индикацию;
- сигнализацию;
- сравнение измеренных значений технологических параметров с заданными значениями и формирование сигналов управления, а также предупредительной и аварийной сигнализации;
- отображение хода технологического процесса в виде мнемосхем, трендов, индикаторов, формирование протокола событий и архивных данных.

В диспетчерскую должна обеспечиваться выдача всей информации о работе ЦПС. Системой предусматривается возможность вмешательства оператора ЦПС в ход технологического процесса (открытие/закрытие электроздвижек, переопределение установок для регуляторов) путем подачи команд с автоматизированного рабочего места оператора-технолога, организованного на базе персонального компьютера.

1.4 Требования к техническому обеспечению

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

Контроллеры должны иметь модульную архитектуру, позволяющую свободную компоновку каналов ввода/вывода. При необходимости ввода сигналов с датчиков, находящихся во взрывоопасной среде, допускается использовать как модули с искробезопасными входными цепями, так и внешние барьеры и искробезопасности, размещаемые в отдельном конструктиве.

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

1.5 Требования к метрологическому обеспечению

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

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

Для узла измерения уровня нефти в резервуаре использовать радарный уровнемер. Основная погрешность измерения уровня должна составлять не более 0,125%.

1.6 Требования к программному обеспечению

Программное обеспечение (ПО) АС включает в себя:

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

Набор функций конфигурирования в общем случае должен включать в себя:

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

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

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

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

1.7 Требования к математическому обеспечению

Алгоритмы системы должны определяться на стадии проектирования системы и обеспечивать регламентированный режим работы и безаварийную остановку УКПН, а также снижение или исключение возможности ошибочных действий производственного персонала при ведении процесса. Алгоритмы системы должны разрабатываться на основе утвержденного технологического регламента.

1.8 Требования к информационному обеспечению

По результатам проектирования должны быть представлены:

- состав, структура и способы организации данных в АС;
 - порядок информационного обмена между компонентами и составными частями АС;
 - структура процесса сбора, обработки, передачи информации в АС;
 - информация по визуальному представлению данных и результатам мониторинга.
- В состав информационного обеспечения должны входить:
 - унифицированная система электронных документов, выраженная в виде набора форм статистической отчетности;
 - распределенная структурированная база данных, хранящая систему объектов;
 - средства ведения и управлений базами данных.

2Основнаячасть

2.1Описаниетехнологическогопроцесса

Технологический процесс на ЦПС разделяется на 8 стадий:

- холодная сепарация первой ступени с выделением попутного нефтяного газа (до70%);
- подогрев сырой нефти;
- сброс пластовой воды (первичное обезвоживание);
- горячая сепарация (дегазация) нефти;
- глубокое обезвоживание нефти в электродегидраторе;
- глубокая дегазация нефти в КСУ;
- подготовка пластовой воды во флотационном отстойнике;
- подготовка газа (осушка) на адсорбционной установке.

2.1.1 Первая ступень сепарации

Продукция нефтяных скважин двумя потоками через задвижки и фильтры поступает на площадку первой ступени сепарации, где осуществляется первичная подготовка сырья.

Устройство предварительного отбора газа УПОГ предназначено для отбора свободного газа и снятия пульсаций потока жидкости. В трехфазном сепараторе происходит разделение сырья на сырой газ, подтоварную воду (при температуре сырья до 45°С) и нефтяную эмульсию с содержанием воды ниже 30%. Сырой газ через каплеуловитель КУ (циклонный газосепаратор) направляется в вертикальный сетчатый газосепаратор ГС1, где от газа отделяется капельная жидкость и газовый конденсат. Сепараторы С1/1...С1/4 оборудованы предохранительными клапанами, сигнализаторами верхнего и нижнего уровней, датчиками давления, датчиками текущего межфазного уровня «нефть-вода» с исполнительными механизмами, датчиками температуры, обеспечивающими как визуальный контроль параметров по месту, так и дистанционный контроль, управление и регулирование.

2.1.2 Установка подготовки нефти

С площадки первой ступени сепаратора жидкость поступает на установку подготовки нефти, где осуществляются следующие процессы. После трехфазных сепараторов С1/1 - С1/4 нефть через нагреватель подается в отстойники ОН1/1 - ОН1/3.

Печь ПТБ оборудована предохранительным клапаном, сигнализатором контроля пламени, системой распределения и контроля топливного газа, датчиками давления, температуры и загазованности. Отстойники ОН1 - ОН3 оборудованы предохранительными клапанами, датчиками уровня и температуры, датчиками межфазового уровня, системой регулирования межфазового уровня.

На каждом трубопроводе подготовленной нефти монтируется ручной пробоотборник – для отладки технологического режима установки.

Из отстойника нефть подается в сепаратор горячей сепарации (дегазатор) Д1/1 - Д1/3.

Из дегазатора жидкость поступает в электродегидратор, где происходит обезвоживание нефти до товарных показателей. Жидкость, поступающая в электродегидратор, обрабатывается полем высокого напряжения. Под воздействием этого поля эмульсия разрушается, и вода отстаивается в нижней части электродегидратора. На выходе товарной нефти из электродегидратора устанавливаются влагомеры товарной нефти.

После электродегидратора товарная нефть поступает на концевую ступень сепарации (КСУ) С3/1 - С3/3, где дегазируется и перетекает в резервуар товарной нефти.

2.1.3 Резервуарный парк ЦПС

Резервуарный парк спроектирован из расчета трехсуточного приема нефти без откачки и включает 6 резервуаров РВС-5000, оборудованных для приема как товарной, так и сырой нефти. Из товарного резервуара нефть откачивается насосами внешней перекачки Н1/1 - Н1/4.

Сырая нефть из РВС насосами Н2/1-Н2/4 внутрипарковой перекачки направляется на вход печей ПТБ и далее проходит всю цепочку подготовки.

Насосные агрегаты (всех насосных ЦПС) снабжены датчиками, позволяющими осуществлять контроль температуры подшипников электродвигателя и насоса (4 шт.). Вход насоса снабжен фильтром для улавливания механических примесей. Контроль за давлением на входе и нагнетании насосов осуществляется, как по месту (техническими манометрами), так и дистанционно. Предусмотрен контроль утечек через сальники. Насосный агрегат и вся его технологическая обвязка имеют дренажные спускники в общий дренажный коллектор закрытой дренажной системы. Помещение каждой насосной снабжено системой датчиков-газоанализаторов для контроля за наличием горючих газов в помещении с сигнализацией в операторную. В насосных предусмотрена также сигнализация низкой температуры и пожарная сигнализация.

Резервуарный парк комплектуется газоуравнительной системой и установкой улавливания легких фракций (УУЛФ).

Газовая линия конденсатосборника и КСУ подключается к системе улавливания легких фракций УЛФ.

2.1.4 Факельная система ЦПС

Включает в себя два факельных ствола: Ф1 – высокого давления, Ф2 – низкого давления. Оба факельных коллектора оборудованы факельными сепараторами.

Расход сбрасываемого газа на факел контролируется ультразвуковыми расходомерами. Каждый из факелов имеет свой запально-регулирующий блок, где производится регулирование топливного газа и подача его на запальник и дежурную горелку в виде газовой смеси. Контроль за работой горелок выведен в операторную. Расход газа на горелки также контролируется и регистрируется.

Жидкость из ФС1 и ФС2 стекает в факельную емкость ЕК1 и ЕК2, откуда по мере заполнения откачивается насосом на вход КСУ. Объемы автоматизации Ф1 и Ф2 аналогичны. Дренажные емкости ЕК1, ЕК2, оснащены средствами автоматизации, обеспечивающими включение по верхнему уровню насоса откачки, отключение по нижнему уровню насоса откачки, сигнализацию аварийного верхнего уровня, давления на выкиде насоса откачки.

2.1.5 Установка подготовки пластовых вод (УППВ)

Вода, отделяемая в трехфазных сепараторах С1/1...С1/4 и отстойниках ОН1/1...ОН1/3, двумя потоками поступает в отстойник воды, где происходит отделение остаточной нефти и механических примесей методом флотации.

В отстойник под слой "грязной" воды через распределителя подается попутный нефтяной газ.

Проходя через слой воды газ захватывает капельную нефть и мехпримеси. Собирающаяся в верхней части аппарата пена периодически откачивается. Для интенсификации процесса очистки на прием отстойников через блок ввода реагента вводится флокулянт ВПК-402.

Очищенная вода из отстойника сбрасывается в буферную емкость. Вода из буферной емкости (БЕ) подается в РВС или на прием насосной воды (Н5/1...5/4) и далее через фильтры, где происходит очистка воды от механических примесей до 5мкр на узел учета воды и на прием КНС. Откачка из РВС воды производится также насосами Н5/1...Н5/4.

2.1.6 Компрессорная станция

Согласно проведенным технологическим расчетам отбор газа на первой ступени сепарации ЦПС составляет 70% от всего количества попутного газа. При этом остатки газа до 30% при полном разгазировании приходятся на горячую и концевую ступени сепарации.

На базе компрессорной установки 7ГВ-50/7.МЗ.У2 запроектирована компрессорная станция, с помощью которой газ низших ступеней сепарации направляется в газопровод для транспорта потребителю.

Все оборудование соединено между собой трубопроводами с установленной на них арматурой. Установка снабжена системой автоматизации, обеспечивающей ее безаварийную работу. В полость компрессора для снижения внутренних перетоков газа и одновременно снижения температуры сжатого газа впрыскивается масло.

Компрессорная станция проектируется из блок-боксов заводского изготовления сблокированными в единое здание.

Газ, выделившийся в аппаратах поступает во входной сепаратор ГС3; газ с установки улавливания легких фракций (УУЛФ) и КСУ – в ГС4. В ГС происходит отделение газа от унесенного им конденсата и механических примесей.

Газосепараторы ГС3 и ГС4 оснащены приборами контроля давления на входе и выходе, датчиками температуры и межфазного уровня «газ - конденсат».

Далее газ направляется на вход компрессорного агрегата, куда подается, также масло.

Газомазняная смесь поступает в маслоотделитель, где происходит отделение масла от газа. Масло конденсируется и отводится через конденсатоотводчик. Компрессорная установка поставляется в блочном исполнении с полной комплектацией основного и вспомогательного оборудования.

Далее газ направляется через теплообменник установки осушки газа в концевой газоохладитель типа АВО.

Газ после охлаждения направляется в концевые сепараторы ГС5 и ГС6. В этих сепараторах происходит отделение газового конденсата и остатков масла. Жидкость из сепараторов С5 и С6 перекачивается в емкость сбора конденсата, а газ после КС совместно с газом первой ступени сепарации подается в газопровод для дальнейшего транспорта потребителю или на осушку.

2.2 Недостатки в работе ЦПС

При прохождении сырья первой ступени сепарации происходит отделение нефти с высоким содержанием воды. Уровень нефти в сепараторе может быть превышен, это приведет к попаданию нефти на факел высокого давления, что нежелательно. Если уровень нефти будет слишком низким, то напечи ПТБ вместо нефти на подогрев пойдет газ. Когда уровень воды очень маленький, то нефть может уйти на УППВ.

Чтобы решить выше указанные недостатки нами будет разработана система автоматизации, которая позволит оператору – технологу оперативно наблюдать за происходящим процессом, а также даст возможность вмешаться в процесс сепарации нефти, путем регулирования выходных клапанов регуляторов в ручном или автоматическом режиме, что приведет к более эффективной и качественной работе ЦПС.

2.3 Выбор архитектуры АС

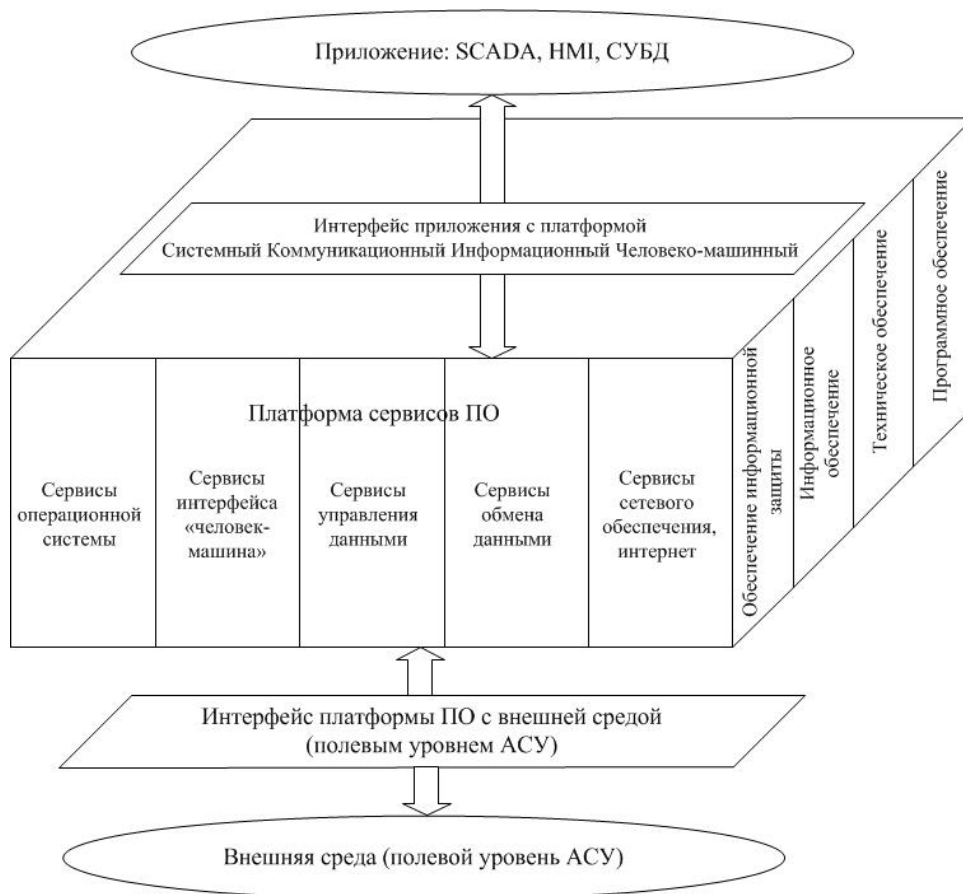


Рисунок 1 – Концептуальная модель архитектуры OSE/RM ЦПС

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

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

Уровни связываются (взаимодействуют) между собой через интерфейсы.

Внешней средой АС является полевой уровень АС.

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

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

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

На рисунке 2 приведена структура OPC-взаимодействий SCADA ЦПС.

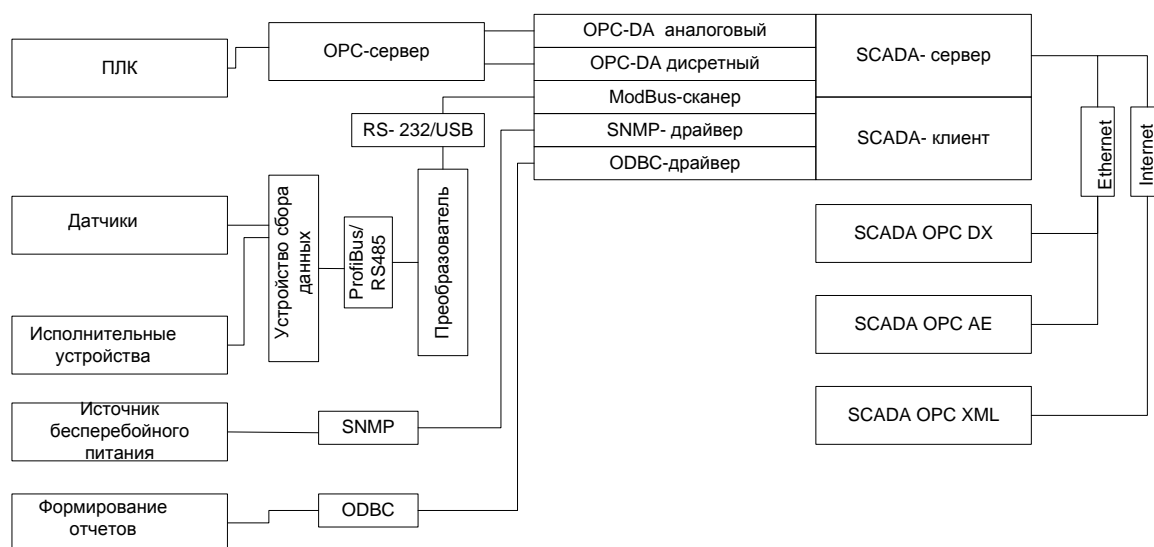


Рисунок 2– Структура OPC-взаимодействий SCADA ЦПС

Взаимодействие ПЛК со SCADA осуществляется посредством OPC-сервера.

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

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

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

Основными стандартами OPC являются следующие:

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

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

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

- функции защиты, реализуемые операционной системой;
- функции защиты от несанкционированного доступа, реализуемые на уровне программного обеспечения промежуточного слоя;
- функции управления данными, реализуемые СУБД;
- функции защиты программных средств, включая средства защиты от вирусов;
- функции защиты информации при обмене данными в распределенных системах;
- функции администрирования средств безопасности.

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

- контроль производительности и корректности функционирования системы в целом;
- управление конфигурацией прикладного программного обеспечения, тиражирование версий;

- управлением доступом пользователей к ресурсам системы и конфигурацией ресурсов;
- перенастройкой приложений в связи с изменениями прикладных функций АС;
- настройкой пользовательских интерфейсов (генерация экранных форм и отчетов);
- ведением баз данных системы;
- восстановлением работоспособности системы после сбоя и аварий.

2.4 Разработка структурной схемы АС

Объектом управления является ЦПС. В частности, в соответствии с ТЗ разработаем систему автоматизированного управления сепараторами, газосепараторами и каплеуловителями.

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

Проектируемая АСУ ТП ЦПС должна быть интегрированной с возможностью подключения в свой состав специализированных функциональных подсистем, поставляемых в комплекте с технологическим оборудованием или разрабатываемых на последующих этапах строительства ЦПС.

В системе АСУ ТП ЦПС должна быть предусмотрена защита от ошибочных действий персонала по управлению оборудованием и несанкционированного изменения программного и алгоритмического обеспечения системы.

Должна быть предусмотрена автоматическая регистрация событий, аварийных ситуаций смены состояний и действий персонала. АСУ ТП ЦПС должна создаваться в виде открытой системы, с высокой степенью унификации проектных решений, предусматривающих возможность наращивания функциональных возможностей. Система АСУ ТП ЦПС должна строиться как трехуровневая, распределенная система в соответствии с технологической структурой объекта:

- нулевой уровень (уровень распределенного ввода-вывода),
- нижний уровень (уровень технологических контроллеров),
- верхний уровень (основной и дублирующий АРМ оператора, АРМ начальника ЦПС, АРМ диспетчера ЦПС).

Нулевой уровень системы – распределенные устройства сопряжения промышленного контроллера с объектами (приборы сигнализации, измерения, электрифицированные исполнительные механизмы).

Первый уровень АСУ ТП ЦПС – уровень технологических контроллеров. Для обеспечения высокой надежности системы управления должно быть обеспечено резервирование технологических контроллеров.

Один из контроллеров должен быть основным, другой – находиться в дежурном режиме и должен быть готов принять управление каналом удаленного ввода-вывода сигналов от технических средств нижнего уровня.

Второй (верхний) уровень АСУ ТП ЦПС должен быть реализован на IBM PC совместимых компьютерах АРМ оператора, диспетчера и специалистов ЦПС.

Технические и программные средства верхнего уровня АСУ ТП ЦПС должны обеспечить:

- прием информации о контролируемых технологических параметрах от контроллеров первого уровня АСУ ТП ЦПС;
- сохранение принятой информации в архивах;

- представление хода технологических процессов ЦПС в виде мнемосхем на экранах автоматизированных рабочих мест АСУ ТП с указанием текущих значений технологических параметров;
- прием команд оператора и передачу их в адрес технологических контроллеров первого (нижнего) уровня;
- регистрация событий, связанных с контролируемым технологическим процессом и действиями оператора;
- оповещение оператора станции об обнаруженных аварийных событиях с регистрацией событий и действий оператора в журнале аварий;
- формирование отчетных документов на основе архивной информации.

Обобщенная структура управления АС приведена в Приложении Б.

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

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

2.5.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.404-85

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям ГОСТ 21.404–85 и приведена в приложении В. На схеме выделены каналы измерения (5-14) и каналы управления (1, 2). Контур 1-3 и 2-4 реализуют автоматическое и ручное открытие клапанов после каплеуловителей и газосепараторов.

2.5.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям ANSI/ISA 5.1 и приведена в приложении Г. Для разработки функциональной схемы автоматизации по ANSI/ISA были выбраны следующие объекты автоматизации: один трехфазный сепаратор С1-1, один каплеуловитель КУ1-1 (циклонный газосепаратор) и один вертикальный сетчатый газосепаратор ГС1. Согласно этой схеме осуществляются следующие операции:

- измерение технологических параметров сепаратора, а также на входе и выходе из него;
- измерение технологических параметров газосепаратора;

- автоматическое и ручное открытие клапанов после каплеуловителя и газосепаратора.

2.6 Разработка схемы информационных потоков ЦПС

Схема информационных потоков, которая приведена в приложении Д, включает в себя три уровня сбора и хранения информации:

- нижний уровень (уровень сбора и обработки);
- средний уровень (уровень текущего хранения);
- верхний уровень (уровень архивного ИКИС хранения).

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

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

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

- давление нефти на входе в сепаратор С1-1, МПа;
- температура нефти на входе в сепаратор С1-1, °С;
- давление в сепараторе С1-1, МПа;
- температура в сепараторе С1-1, °С;
- расход нефти после сепаратора С1-1, м³/с;
- температура нефти после сепаратора С1-1, °С;
- расход пластовой воды после сепаратора С1-1, м³/с;
- давление газа на выходе из газосепаратора ГС1, МПа;
- давление в газосепараторе ГС1, МПа;
- верхний/нижний уровень нефти в сепараторе С1-1, мм;
- верхний/нижний уровень конденсата в газосепараторе ГС1, мм;
- верхний/нижний уровень давления газа на выходе из газосепаратора ГС1, МПа;
- верхний/нижний уровень давления до каплеуловителя КУ1-1, МПа.

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

AAA_BBB_CCCC_DDDDD,

где

1. AAA – параметр, 3 символа, может принимать следующие значения:
 - PRS – давление;
 - TEM – температура;
 - LEV – уровень;
 - FLW – расход;
2. BBB – код технологического аппарата (или объекта), 3 символа:
 - S1 – сепараторС1-1;
 - GS1 – газосепараторыГC1;
 - DR1– каплеуловительКУ1-1;
3. CCCC – уточнение, не более 4 символов:
 - OIL – нефть;
 - GAS – газ;
 - WATR – пластовая вода;
 - COND – конденсат;
4. DDDDD – примечание, не более 5 символов:
 - REG – регулирование;
 - ALARH – верхняя предупредительная сигнализация;
 - ALARL – нижняя предупредительная сигнализация.
 - ENTR – вход;
 - EXIT – выход;

Знак подчеркивания_вданномпредставленииислужитдляотделенияоднойчастиидентификатораот другойиненесетвсебекакого-либодругогосмысла.

Кодировка всех сигналов в SCADA-системе представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Кодировка всех сигналов в SCADA-системе

Кодировка	Расшифровка кодировки
PRS_S1_OIL_ENTR	давление нефти на входе в сепаратор С1-1

TEM_S1_OIL_ENTR	температура нефти на входе в сепаратор C1-1
PRS_S1	давление в сепараторе C1-1
TEM_S1	температура в сепараторе C1-1
FLW_S1_OIL_EXIT	расход нефти после сепаратора C1-1
TEM_S1_OIL_EXIT	температура нефти после сепаратора C1-1
FLW_S1_WTR_EXIT	расход пластовой воды после сепаратора C1-1
PRS_GS1_GAS_EXIT	давление газа на выходе из газосепаратора ГС1
PRS_GS1	давление в газосепараторе ГС1
LEV_S1_OIL_ALARH	верхний уровень нефти в сепараторе C1-1
LEV_S1_OIL_ALARL	нижний уровень нефти в сепараторе C1-1
LEV_GS1_COND_ALARH	верхний уровень конденсата в газосепараторе ГС1
LEV_GS1_COND_ALARL	нижний уровень конденсата в газосепараторе ГС1
PRS_GS1_GAS_ALARH	верхний уровень давления газа на выходе из газосепаратора ГС1
PRS_GS1_GAS_ALARL	нижний уровень давления газа на выходе из газосепаратора ГС1
PRS_DR1_ALARH	верхний уровень давления до каплеуловителя КУ1-1
PRS_DR1_ALARL	нижний уровень давления до каплеуловителя КУ1-1
PRS_DR1_GAS_REG	регулирование давления газа до каплеуловителя КУ1-1
PRS_GS1_GAS_REG	регулирование давления газа на выходе из газосепаратора ГС1

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

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

Отчеты формируются по заданным шаблонам:

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

Историческая подсистема АС сохраняет информацию изменений технологических параметров для сигналов с заранее определенной детальностью. Сохранение данных в базе данных происходит при помощи модуля истории RSVIEW32. Данные, хранящиеся более трех месяцев, прореживаются для обеспечения необходимой дискретности.

2.7 Выбор средств реализации ЦПС

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

Программно-технические средства АС ЦПС 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 операции.

2.7.1 Выбор контроллерного оборудования ЦПС

В настоящее время промышленный рынок предлагает широкий выбор всевозможных контроллеров. Рассмотрим наиболее популярные из них. Фирма Эмикон предлагает программируемые промышленные контроллеры ЭК-2000.

Программируемые контроллеры серии ЭК-2000 предназначены для использования в системах управления, где предъявляются повышенные требования к надежности, к защите систем управления от воздействия пыли, брызг, агрессивных сред, к работоспособности в широком диапазоне температур и воздействию вибраций. Конструктивно контроллеры серии ЭК-2000 состоят из блока вычислительного и блока кроссового, соединенных между собой кабелями.

Фирма Альбатрос предлагает промышленный комбинированный контроллер ГАММА-11, который имеет модульную структуру и предназначен для построения универсальных информационно-управляющих комплексов, обладающих гибкой структурой организации аналогового и цифрового ввода/вывода с программно-ориентированными исполняемыми функциями.

SLC-500 - это развивающееся семейство малых программируемых контроллеров фирмы Allen Bradley, построенное на двух аппаратных модификациях: фиксированный контроллер с опцией

й расширения при помощи двухслотного шасси, или модульный контроллер до 960 точек ввода-вывода (рисунок 3).

Средства программирования и большинство модулей ввода-вывода совместимы для обеих модификаций, так что можно реализовать широкий спектр приложений с минимальной стоимостью. В дополнение к гибкости конфигурирования программируемые контроллеры SLC 500 имеют встроенный порт сети DH - 485, обеспечивая тем самым программную поддержку и мониторинг.

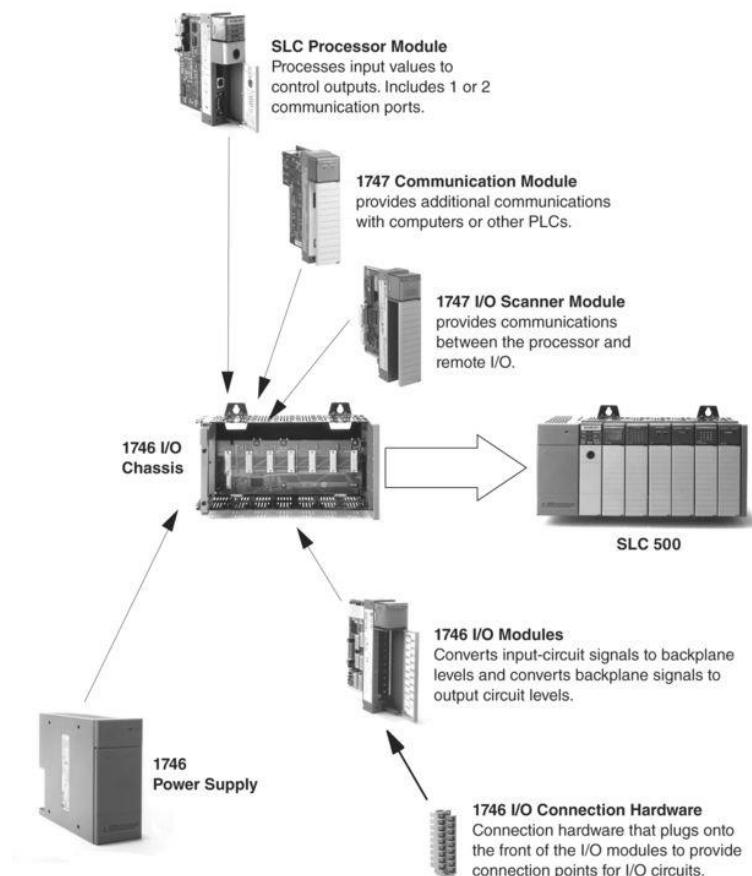


Рисунок 3 – Контроллер AllenBradley SLC-500

Из перечисленных выше контроллеров выбираем контроллер фирмы Allen-Bradley SLC-5/03, каталожный номер 1747-L532.

Характеристики процессорного блока SLC-5/03:

- память программ – 12К слов;
- дополнительное хранение данных – до 4К слов;
- максимальная ёмкость входов – 4096 дискретных входов;
- максимальная ёмкость выходов – 4096 дискретных выходов;
- максимальное число локальных шасси/слотов – 3/30;
- время сканирования программы Кслов – 1 мс (среднее);
- время сканирования Вх/Вых 0,225 мс (среднее).

Выбор модулей ввода/вывода осуществляем на основе количества и типа сигналов:

- дискретные входные сигналы – 66;
- дискретные выходные сигналы – 34;
- аналоговые входные сигналы – 52.

Блок-схема УСО ПЛК представлена на рисунке 4.

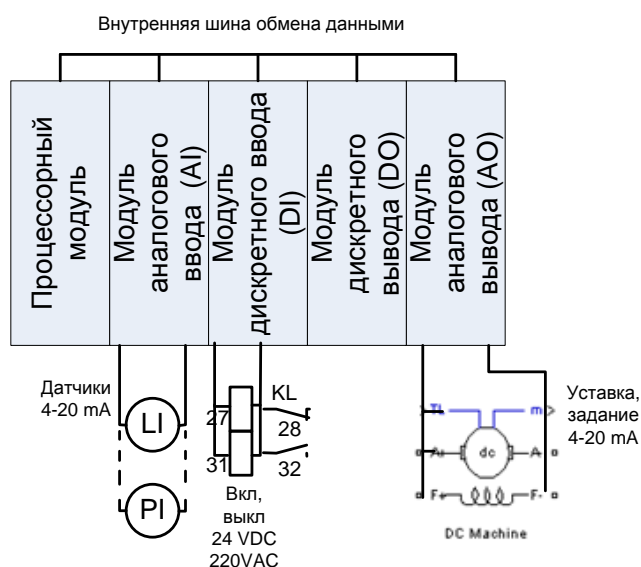


Рисунок 4 – Блок-схема УСО ПЛК

Основное назначение АСУТП на базе контроллера Allen-Bradley заключается в автоматизированном контроле и управлении параметрами технологического процесса.

Система обеспечивает:

- сбор информации о технологическом процессе подогрева нефти с помощью датчиков, установленных на аппаратах, трубопроводах и технологических агрегатах и последующей ее передачи на верхний уровень;
- обработку информации с помощью разработанного алгоритма и программного обеспечения;
- визуализацию полученной информации на мониторе компьютера в режиме удобном для восприятия оператором;
- хранение информации о технологических параметрах за любые промежутки времени в памяти компьютера;
- выдачу текстовых и графических сводок в виде таблиц, графиков и сообщений;

- выдачу аварийных звуковых и текстовых сообщений;
- автоматическое регулирование технологических параметров (температуру нефти на выходе печей, подачу топливного газа и т.д.);
- автоматическое управление агрегатами (воздуходувки, вентиляторы) по команде оператора с верхнего уровня управления или по аварийным сигналам от датчиков;
- диагностику работоспособности полевого оборудования (датчиков) и контроллеров.

Главное преимущество предлагаемого контроллера – это возможность передачи технологической информации на верхний уровень системы сбора информации, и тем самым повышается оперативность принятия решений аппаратом управления.

2.7.2 Выбор датчиков

2.7.2.1 Датчик уровня ультразвуковой ДУУ2М

Датчик предназначен для непрерывного контроля уровня жидких продуктов в емкостях технологических и товарных парков.

Датчики уровня ультразвуковые ДУУ2М (рисунок 5) предназначены для измерения уровня различных жидкостей, уровней раздела сред многофазных жидкостей (нефть – эмульсия – подтоварная вода и т.п.), а также измерения температуры и давления контролируемой среды.



Рисунок 5 – Датчик уровня ультразвуковой ДУУ2М

Датчики ДУУ2М имеют выходной сигнал в формате внутреннего протокола ЗАО "Альбатрос" и применяются в системах автоматизации производственных объектов нефтегазовой, нефтехимической, химической, энергетической, металлургической, пищевой и др. отраслей промышленности в аппаратах с атмосферным или избыточным (до 2,0 МПа) давлением.

Датчик осуществляет:

- контактное автоматическое измерение уровня жидких продуктов;
- контактное автоматическое измерение уровня раздела несмешиваемых жидких продуктов;
- измерение температуры контролируемой среды.

Датчики состоят из:

- первичного преобразователя (ПП) датчика;
- чувствительного элемента (ЧЭ);
- поплавка (поплавок) с постоянным магнитом, скользящего по ЧЭ.

Номинальные значения климатических факторов согласно ГОСТ 15150 для вида климатического исполнения ОМ1,5, но при этом значения следующих факторов устанавливаются равными:

- рабочая температура внешней среды от минус 45 до +75 °С;
- влажность воздуха 100 % при 35 °С (категория 5 исполнения ОМ);
- пределы изменения атмосферного давления от 84 до 106,7 кПа;
- тип атмосферы III, IV (морская и приморско-промышленная).

Степень защиты IP68 по ГОСТ 14254 (пыленепроницаемость и защита при длительном погружении в воду).

По устойчивости к механическим воздействиям датчик соответствует исполнению N1 по ГОСТ 12997.

Параметры контролируемой среды:

- рабочее избыточное давление не более 2,0 МПа;
- температура от минус 45 до +65 °С;
- плотность жидкости от 600 до 1500 кг/м³.

Диапазон измерения:

- длина чувствительного элемента от 1,5 до 4 м;
- температура контролируемой среды от минус 45 до +65 °С.

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности определения положения уровня не более ±5 мм [5].

2.7.2.2 Сигнализатор уровня ультразвуковой СУР-5

Сигнализатор уровня ультразвуковой СУР-5 (рисунок 6) предназначен для сигнализации уровня различных жидкостей в одной точке технологических емкостей и управления технологическими агрегатами и установками на объектах.



Рисунок 6 – Сигнализатор уровня ультразвуковой СУР-5

Принцип работы прибора:

- Прибор состоит из датчика положения уровня, выдающего информацию о положении уровня жидкости в виде частотного сигнала, и вторичного преобразователя ПВС4, обеспечивающего питание подключенного к нему датчика, обработку его сигналов, индикацию полученных результатов и выдачу управляющих сигналов.
- Определение положения уровня жидкости основано на различии способности пропускать ультразвуковые колебания жидкостями и газами.
- Принцип работы датчика основан на измерении интервала времени между выдачей возбуждающего импульса на пьезоэлемент возбуждения и регистрацией полученного отклика от пьезоэлемента чувствительного, которые разделены рабочим зазором.

Предельные параметры контролируемой среды:

- рабочая температура среды от минус 45 до +100 °С;
- верхнее значение избыточного давления не более 4,0 МПа.

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности определения положения уровня не более ± 10 мм.

Номинальный вынос чувствительной зоны датчика – от 0,25 до 4,0 м.

2.7.2.3 Датчик давления Метран-100 ДИ 1152

Датчик для измерения избыточного давления МЕТРАН 100-ДИ (модели 1152) предназначен для преобразования избыточного давления в стандартный токовый сигнал дистанционной передачи (рисунок 7).



Рисунок 7 – Датчик для измерения избыточного давления МЕТРАН-100-ДИ

Управление параметрами датчика: кнопочное со встроенной панели; с помощью HART-коммуникатора или компьютера; с помощью программы ICP-Master и компьютера или программных средств АСУТП. Также присутствуют встроенный фильтр радиопомех, внешняя кнопка установки "нуля" и непрерывная самодиагностика.

Рабочая среда: жидкость, газ, пар.

Взрывозащищенность: датчики соответствуют ГОСТ Р51333.0 и ГОСТ

Р51330.10. Вид взрывозащиты "искробезопасная электрическая цепь" с уровнем взрывозащиты "особовзрывоопасный" с маркировкой ExiaIICT5X или "взрывобезопасный" с маркировкой ExibI CT5X.

Выходной сигнал:

- 4-20 мА (2-проводная линия связи);
- 0-20 или 0-5 мА (4-проводная линия связи).

Перегрузка: до 12% от P_{max} датчика.

Атмосферное давление 84...106,7 кПа.

Диапазон температур окружающей среды -40 ... +70 °С.

Смещение нуля калиброванного диапазона измерений до 96% от максимального верхнего предела измерений датчика P_{max} .

Перенастройка диапазонов измерений в пределах: до 25:1.

Диапазон измерений давления 0,1 ... 2,5 МПа.

Демпфирование время успокоения выходного сигнала при ступенчатом изменении входного давления программируется от 0,2 до 25,6 с.

Сертификация Сертификат Госстандарта России RU.C.30.004.A №11320.

Утвержден тип средств измерений "Датчики давления "Метран-100", который зарегистрирован в Гос. реестре средств измерений по №22235001 и допущен к применению в РФ.

Степень защиты от пыли и воды IP65 [6].

2.7.2.4 Расходомер кориолисовый Метран-360

Предназначен для измерения массового и вычисления объемного расхода жидких и газообразных сред, используется в системах автоматического контроля и управления технологическими процессами в различных отраслях промышленности, а также в системах коммерческого учета.



Рисунок 8 – Расходомер кориолисовый Метран-360

Принцип действия: под воздействием задающей катушки расходомерная трубка колеблется с резонансной частотой.

В результате эффекта Кориолиса, возникающем при движении среды в колеблющейся трубке, различные её части изгибаются друг относительно друга. Этот изгиб приводит к взаимному рассогласованию по фазе колебаний различных участков расходомерной трубки, которое преобразуется электромагнитными детекторами скорости в выходной сигнал датчика расхода.

Основные технические характеристики:

- модель датчика R050S;
- расход жидкости л/ч $Q_{\min}=8$ $Q_{\max}=4080$;
- пределы относительной погрешности $\pm 0,5\%$;
- температура измеряемой среды от -40 до $+125^{\circ}\text{C}$;
- рабочее избыточное давление в трубопроводе до 30 МПа;
- взрывозащищенное исполнение с маркировкой ExibIICT3(T4-

T6).

- степень защиты от пыли и воды соответствует исполнению IP66.

2.7.2.5 Преобразователь расхода вихреакустический Метран-300ПР

Метран-300ПР – вихреакустический преобразователь объемного расхода с ультразвуковым детектированием вихрей.

Предназначен для технологического и коммерческого учета расхода и объема воды и водных растворов.



Рисунок 9 – Преобразователь расхода вихреакустический Метран-300ПР

Изменяемые среды: вода и водные растворы.

Основные технические характеристики:

- диапазон температур измеряемой среды: 1...150°C;
- избыточное давление измеряемой среды в трубопроводе до 1,6 МПа;
- пределы измерения 6..700 м³/ч;
- предел относительной погрешности измерений ± 1,0%;
- степень защиты от пыли и воды IP65 по ГОСТ 14254-96 [6].

2.7.2.6 Нормирование погрешности канала измерения

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

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

Расчет допустимой погрешности измерения расхода 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:

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

Погрешность передачи по каналу измерений устанавливается рекомендациями:

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

При расчете учитываются также дополнительные погрешности, вызванные влиянием:

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

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

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

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

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

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

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

Следовательно, допускаемая основная погрешность расхода мерал должна не превышать

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

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

2.7.3 Выбор системы сигнализации АС

Сигнализация – это одна из основных функций АС. Для этого используются звуковые и световые индикаторы, специальные экранные формы.

Сигнализация служит для предоставления следующих видов информации:

- индикация – для привлечения внимания оператора или передачи ему сигнала о выполнении определенного действия. Для этого обычно используют красный, желтый, зеленый и голубой цвета;
- подтверждение – для подтверждения команды, состояния или режима, окончания изменения или переходного периода. Для этого обычно используют белый и голубой цвета. В некоторых случаях может применяться зеленый цвет.

2.7.3.1 Сигнализатор загазованности СТМ-10

Предназначен для автоматического непрерывного контроля взрывоопасных концентраций многокомпонентных воздушных смесей горючих газов и паров.



Рисунок 10 – Сигнализатор загазованности СТМ-10

Область применения:

- в процессе добычи, переработки, транспортировки газа, нефти и нефтепродуктов;
- на объектах газовых и автомобильных хозяйств, на заправках;
- на производствах лаков и красок; на складах ГСМ;
- на танкерах и других судах речных и морских пароходств.

Принцип работы – термохимический. Режим работы – непрерывный.

Датчики сигнализаторов СТМ-10 выполнены во взрывобезопасном исполнении с маркировкой по взрывозащите 1ExdIICT4. Диапазон измерения, НКПР: 0 - 50%. Диапазон сигнальных концентраций, НКПР: 5 - 50%, пороги регулируемые.

Основная абсолютная погрешность, % НКПР не более:

- для измерения ± 5 ;
- для срабатывания сигнализации ± 1 .

Время срабатывания сигнализации, не более 10 с. Питание, (В):

- переменное 220;
- резервное постоянное 24.

2.7.4 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 изменять процесс в требуемом направлении для достижения поставленной задачи – стабилизации регулируемой величины.

В процессе перекачки нефти необходимо регулировать давление на выходе ПНС таким образом, чтобы оно было не выше заданного исходя из условий прочности трубопровода и не ниже заданного давления на входе в МНС с учетом потери давления при прохождении через УУН исходя из условий кавитации насоса. В качестве исполнительного механизма для регулирования давления нефти будем использовать клапан с электроприводом.

В качестве способа регулирования давления будем использовать метод дросселирования (рисунок 12), так как он является наиболее простым [3].

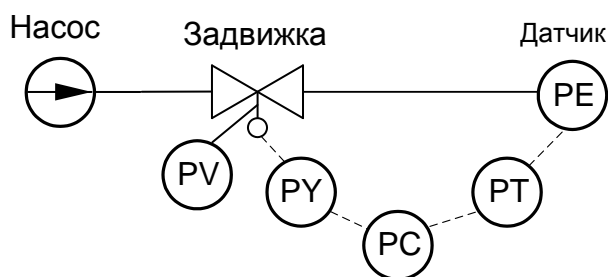


Рисунок 11 – Управление давлением посредством дросселирования:

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

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

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

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

Пропускную способность клапана Kv (м³/час) рассчитывают по формуле [3]:

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

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

Δp – изменение давления в трубопроводе до и после клапана;

ρ – плотность среды (кг/м³);

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

Исходными данными для расчета пропускной способности являются следующие:

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

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

ρ – плотность нефти 888 кг/м³;

Q_{\max} – максимальное значение расхода 50 м³/ч.

Расчетная пропускная способность клапана должна быть не менее 65,8 м³/ч.

В соответствии с таблицей зависимости диаметра трубопровода от расхода жидкости получен присоединительный размер клапана к трубопроводу – $D_y = 80$ мм.

Из всех возможных вариантов выбираем клапан, подходящий по параметрам: трёхходовый регулирующийся клапан КР-1-ТР (рисунок 12).



Рисунок 12 – Трёхходовый регулирующий клапан KP-1-TP

Технические характеристики клапана приведены в таблице №2 [13].

Таблица 2 – Основные технические характеристики KP-1-TP

Номинальный ход штока, мм	10	20
Тип электрического привода	МЭПК-2500	
Условное давление PN, МПа	1,6	
Относительная нерегулируемая протечка, % от К N, не более	0,4	
Температура рабочей среды, °С	от 0 до +180	
Напряжение питания, В	~220 (50 Гц)	
Потребляемая мощность, Вт:	43	
Диапазон температуры окружающего воздуха, °С	от -10 до +50	
Материал корпусных деталей	чугун СЧ 20	
	сталь 20Л (25Л, 30Л, 35Л, 40Л, 45Л)	
	нержавеющая сталь 12Х18Н10Т	
Тип затвора	клеточный клапан	
Тип соединения	фланцевое по ГОСТ 12815-80	

К данному клапану подобран прямоходный электропривод МЭПК-2500, который используется для приведения в действие запорно-регулирующей арматуры (рисунок 19).



МЭПК-2500

Рисунок 13 – Прямоходный электропривод МЭПК-2500

Электропривод МЭПК-2500 передаёт усилие штоку арматуры при его поступательном перемещении и применяется в системах автоматического регулирования технологическими процессами в соответствии с командными сигналами регулирующих и управляющих устройств.

Функции механизмов и приводов МЭПК-2500, работающих в системах автоматического регулирования:

- автоматическое, дистанционное или ручное открытие и закрытие арматуры, останов арматуры в любом промежуточном положении;
- автоматическое, дистанционное или ручное открытие и закрытие арматуры;
- указание степени открытия (закрытия) арматуры на шкале местного указателя;
- позиционирование рабочего органа арматуры в любом промежуточном положении;
- формирование дискретного сигнала о промежуточных и конечных положениях рабочего органа арматуры и динамики его перемещения.

Отличительные особенности МЭПК-2500:

- электропривод обеспечивает выполнение заявленных технических параметров при отклонении питающего напряжения от -15 % до +10 % от номинальных значений;
- срок службы изделия 15 лет;
- работа в экстремальных условиях: при повышенной температуре, запылённости, сильной вибрации;
- надёжность, простота в обслуживании, ремонтпригодность.

Технические характеристики прямоходного электропривода МЭПК-2500 (в обычном исполнении) представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Технические характеристики МЭПК-2500

Характеристики	Значения				
Усиление на штоке в положении, Н:					
- конечном	800	800	1600	1600	2500
- среднем	365	440	940	730	1440
Номинальное время полного хода выходного штока, с	25	63	63	125	125
Номинальное значение полного хода штока, мм	20	40	20	40	20
Тип блока сигнализации положения	P/M	P/M	P/M	P/M	P/M
Год разработки	99	99	99	99	99
Электрическое питание МЭПК-2500	однофазное				
Климатическое исполнение	УЗ.1/ТЗ				
Потребляемая мощность, Вт	43			36	
Тип электродвигателя	ДСОР 68-0,25-150		ДСОР 68-0,16-150		
Масса, кг, не более	5,2				

2.7.4.1 Пускатель бесконтактный реверсивный ПБР-2М

Пускатель бесконтактный реверсивный ПБР-2М предназначен для бесконтактного управления электрическими исполнительными механизмами, в приводе которых используются однофазные конденсаторные электродвигатели.

Пускатель имеет следующие модификации:

- ПБР-2М.01-для механизмов, имеющих электромагнитный тормоз;
- ПБР-2М.02-для механизмов, имеющих механический тормоз.

Область применения: системы автоматического регулирования технологическими процессами в энергетической и других отраслях промышленности.

Пускатель соответствует требованиям ТУ4218-007-54079067-2005.

Динамические характеристики пускателя:

- быстродействие (время запаздывания коммутаций выходных ключей при подаче или снятии управляющего сигнала) не более 25ms;
- разница между длительностями входного и выходного сигналов не более 20ms.

Пускатель допускает работу в повторно-кратковременном реверсивном режиме с частотой включений до 630 в час при ПВ 25%.

Норма средней наработки на отказ с учетом технического обслуживания 100 000 часов.

Средний срок службы пускателя – 10 лет [7].

2.7.4.2 Блок ручного управления – БРУ-42

Блок ручного управления БРУ-42 рассчитан на применение в автоматизированных системах управления технологическими процессами (АСУТП) и предназначен для переключения цепей управления исполнительными устройствами, индикации положения цепей.

Основные функции:

- ручное или дистанционное переключение с автоматического режима наручной и обратно;
- управление исполнительными механизмами с помощью кнопок "больше-меньше";
- индикация положения выходного вала исполнительного механизма с помощью миллиамперметра;
- световая индикация режимов управления и состояния цепей управления;
- определение положения регулирующего органа.

Основные параметры блока ручного управления:

- блок БРУ-42 имеет модифицированные исполнения, в которых жгут с контактным разъемом заменен установленным в корпус блока, стандартным 25-ти контактным разъемом типа D-SUB;
- пределы изменения входного сигнала 4 – 20 мА;
- входное сопротивление 200 Ом;
- электрическое питание – переменный ток номинальным напряжением 24В и частотой 50Гц;

- потребляемая мощность – не более $2,5 \text{ В} \cdot \text{А}$;
- масса не более 0,8 кг [8].

2.8 Разработка схемы внешних проводок

Схема внешней проводки приведена в приложении Е. Первичные и внешние приборы включают в себя измерители давления Метран-100 ДИ 1152, расположенные на входе в сепаратор, в сепараторе, на выходе из него, в газосепараторе, на входе в каплеуловитель, расходомеры Метран-360, расположенные на выходе из сепаратора, сигнализаторы уровня нефти СУР5-0,7-4,0-ОМ1,5, расположенные на сепараторе и газосепараторе, а также датчики температуры ДУУ2М, расположенные на входе в сепаратор, на сепараторе и на выходе из сепаратора. Для преобразования излученного и принятого сигнала уровнемера используется преобразователь сигнала Метран-300ПР. Таким образом, на выходе уровнемера имеется унифицированный токовый сигнал $4 \dots 20 \text{ мА}$. В расходомерах сигнал с диафрагмы преобразуется в унифицированный токовый сигнал $4 \dots 20 \text{ мА}$. 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 замыкаются, а при извлечении вилки из жидкости контакты размыкаются.

Для передачи сигналов от расходомеров и датчиков давления на щит КИПиА используются по два провода, а для сигнализаторов и датчиков температуры – четыре провода. В качестве кабеля выбран КВВГ. Этот кабель имеет медные токопроводящие жилы 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°C до $+50^\circ\text{C}$. Медные токопроводящие жилы кабелей КВВГ выполнены однопроволочными. Изолированные жилы скручены. Кабель прокладывается в трубе диаметром 20 мм.

2.9 Выбор алгоритмов управления АС ЦПС

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 работе разработаны следующие алгоритмы АС:

- алгоритм пуска/останова технологического оборудования,
- алгоритм сбора данных измерений,
- алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром.

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

2.9.1 Алгоритм сбора данных измерений

В качестве канала измерения выберем канал измерения уровня нефти в сепараторе. Для этого канала разработаем алгоритм сбора данных. Алгоритм сбора данных с канала измерения уровня нефти в сепараторе представлен на рисунке 14.



Рисунок 14 – Алгоритм сбора данных с канала измерения уровня нефти в резервуаре

2.9.2 Алгоритм пуска/останова технологического оборудования

В качестве технологического оборудования выберем сепаратор ЦПС. Для выбранного технологического оборудования разработаем алгоритм пуска/останова. Алгоритм пуска/останова сепаратора ЦПС представлен на рисунке 15.

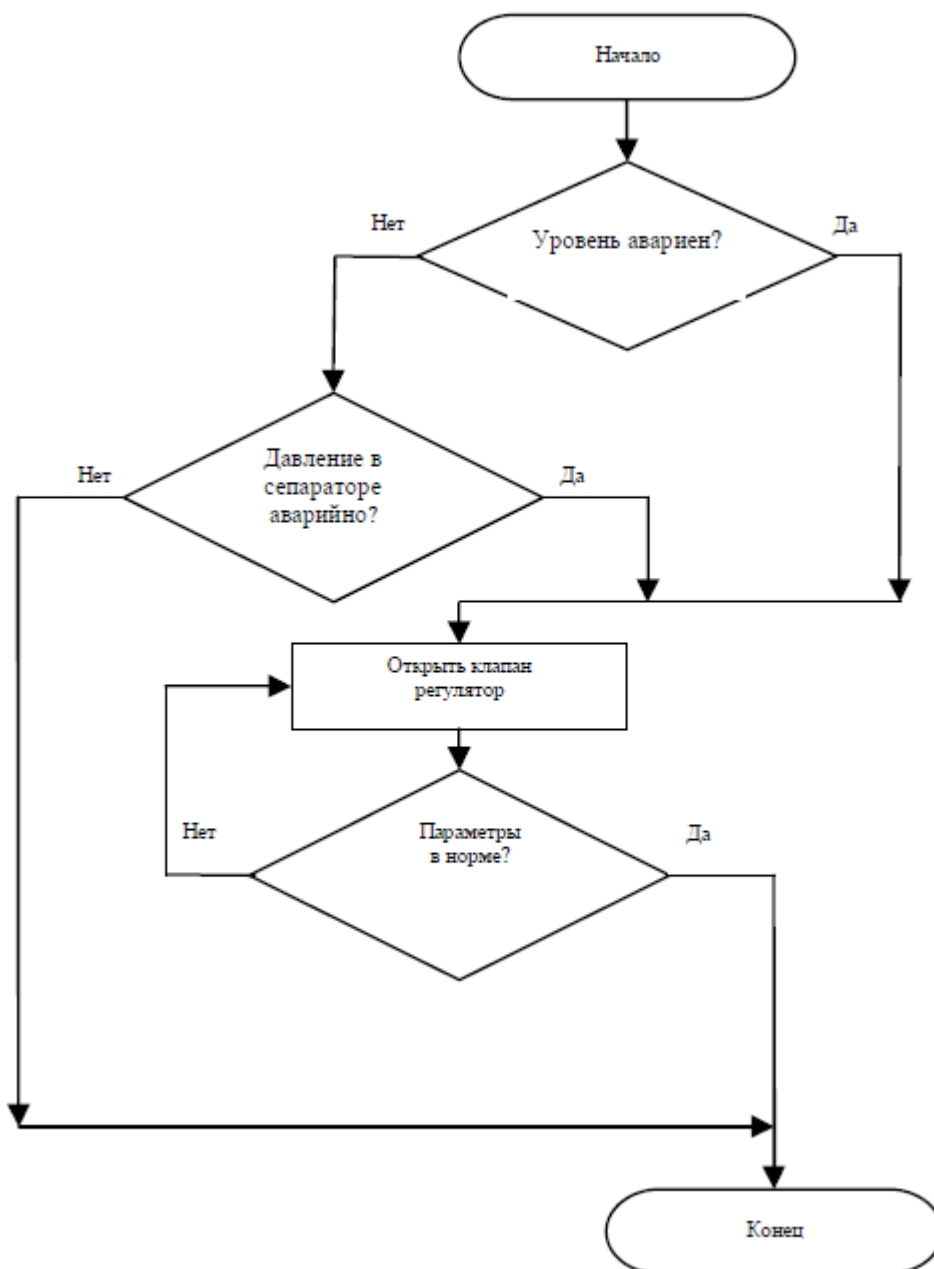


Рисунок 15 – Алгоритм пуска/останова сепаратора ЦПС (авария)

2.9.3 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

В процессе сепарации и обработки нефти на ЦПС необходимо поддерживать давление нефти в трубопроводе на выходе из газосепаратора, чтобы оно не превышало заданного уровня, исходя из условий прочности трубопровода, и не падало ниже заданного уровня. Поэтому в качестве регулируемого параметра технологического процесса выбираем давление нефти в трубопроводе на выходе из газосепаратора. В качестве алгоритма регулирования будем использовать алгоритм ПИД регулирования, который позволяет обеспечить хорошее качество регулирования, достаточно малое время выхода на режим и невысокую чувствительность к внешним возмущениям (рисунок 16).

Структурная схема автоматического регулирования давлением приведена в приложении Ж. Данная схема состоит из следующих основных элементов: задание, настройка задания, ПИД-регулятор, ЦАП, регулирующий орган, объект управления, возмущение, АЦП.

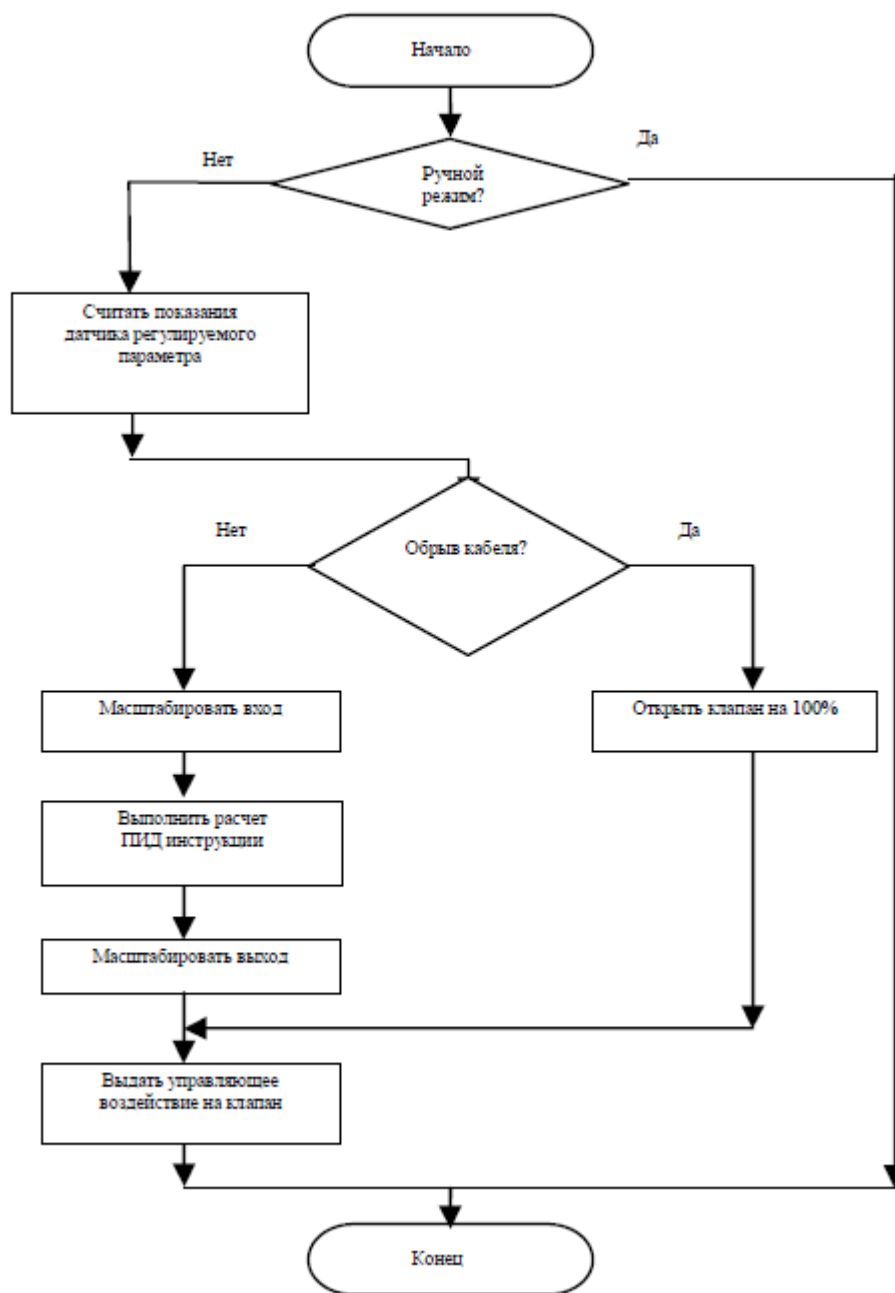


Рисунок 16 – Алгоритм подпрограммы «ПИД-регулятор»

Определим передаточные функции основных элементов структурной схемы регулирования [3].

Объектом управления является участок трубопровода между точкой измерения давления и регулирующим органом. Длина этого участка определяется правилами установки датчика и регулирующего органа и составляет 10 метров. Динамика объекта управления $W(p)$, выраженная как отношение «расход вещества через клапан» (объемный расход жидкости после клапана) к «расходу вещества через расходомер» (измеряемый объемный расход жидкости) приближенно описывается апериодическим звеном первого порядка с чистым запаздыванием. Воспользовавшись типовой передаточной функцией трубопровода согласно [3] для схемы управления насосом дроссел

ированием потока на линии нагнетания передаточная функция участка регулируемого объемно го расхода жидкости трубопровода будет:

$$W(p) = \frac{Q_k(p)}{Q(\dot{d})} = \frac{1}{Tp+1} e^{-\tau_0 p},$$

$$T = \frac{2Lfc^2}{Q}, \quad \tau_0 = \frac{Lf}{Q}, \quad c = \frac{Q}{f} \sqrt{\frac{\rho}{2\Delta p}}, \quad f = \frac{\pi d^2}{4},$$

где $Q_k(p)$ – объемный расход жидкости после клапана;

$Q(p)$ – измеряемый объемный расход жидкости;

γ – удельный вес жидкости;

L – длина участка трубопровода между точкой измерения и точкой регулирования;

d – диаметр трубы;

f – площадь сечения трубы;

Δp – перепад давления на трубопроводе;

τ_0 – запаздывание;

T – постоянная времени.

Характеристики объекта управления приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристики объекта управления

	Наименование	Ед.изм.	Количество
1	Удельный вес газа	кг/м ³	0,72
2	Рабочее давление в трубопроводе,	МПа	0,7
3	Объемный расход газа	м ³ /ч	50
4	Длина участка трубопровода	м	10
5	Диаметр трубы	мм	80
6	Перепад давления на трубопроводе	кгс/см ³	0,5

Рассчитаем передаточную функцию объекта управления:

$$f = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{\pi \cdot 0,08^2}{4} = 0,005;$$

$$c = \frac{Q}{f} \cdot \sqrt{\frac{\gamma}{2\Delta p g}} = \frac{0,13}{0,005} \cdot \sqrt{\frac{0,72}{2 \cdot 0,05 \cdot 0,098 \cdot 10^6}} = 0,315 \text{ с};$$

$$T = \frac{2Lfc^2}{Q} = \frac{2 \cdot 10 \cdot 0,005 \cdot 0,315^2}{0,13} = 0,076 \text{ с};$$

$$\tau_0 = \frac{Lf}{Q} = \frac{10 \cdot 0,005}{0,13} = 0,38 \text{ с};$$

$$W(p) = \frac{1}{Tp + 1} \cdot e^{-\tau_0 p} = \frac{1}{0,076 \cdot p + 1} \cdot e^{-0,38p}.$$

Определим отношение величины времени запаздывания к постоянной времени $\frac{\tau}{T} = \frac{2,42}{0,07} > 1$,

это отношение значительно больше единицы, следовательно, объект характеризуется большим транспортным запаздыванием и очень трудно регулируем.

Передаточная функция блока АЦП представляет собой коэффициент $k_{АЦП}$, который примерно равен 1.

В процессе управления объектом необходимо поддерживать давление на выходе равное 0,7 МПа, поэтому в качестве передаточной функции задания выступает константа равная 700000.

Передаточная функция блока ЦАП представляется в виде коэффициента $k_{ЦАП}$, примерно равно го 8,45.

Передаточная функция компрессора имеет вид:

$$\Delta p_c = C \cdot \Delta p_0,$$

где Δp_c – разница давлений на входе и выходе компрессора ($p_2 - p_1 = 7 - 1 = 6$ кгс/см²),

C – константа компрессора,

Δp_0 – перепад давления в трубопроводе до компрессора (0,05 кгс/см²).

$$C = \frac{\Delta p_c}{\Delta p_0} = \frac{6}{0,05} = 120,$$

$$W_k(p) = \frac{p_2}{p_1} = C \cdot \frac{\Delta p_0}{p_1} + 1 = 120 \cdot \frac{0,05}{1} + 1 = 7.$$

Структурная схема системы регулирования давления представлена на рисунке 17.

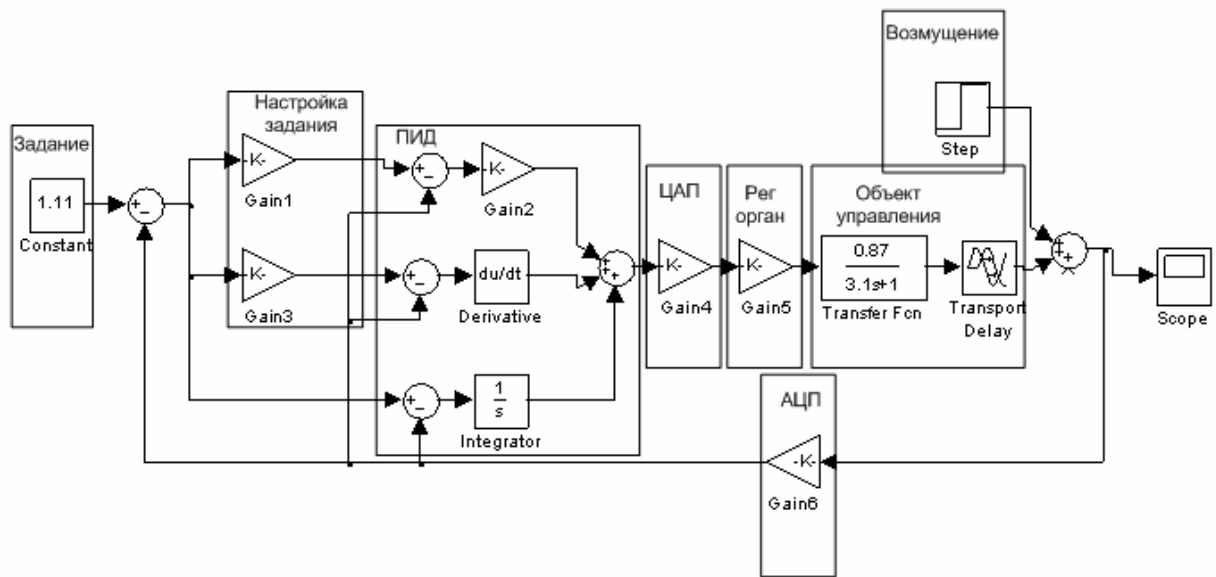


Рисунок 17 – Структурная схема

Процесс регулирования давления осуществляется следующим образом. На объект управления в процессе его функционирования оказывают воздействия различные факторы, поэтому выход объекта управления должен суммироваться с возмущающим воздействием. Сигнал с датчика давления поступает на АЦП и преобразуется в цифровой. Далее сигнал с АЦП сравнивается с заданием. В итоге вычисляется ошибка регулирования. Результат вычисления ошибки поступает на ПИД-регулятор, который в зависимости от значения ошибки формирует управляющее воздействие на объект управления. Управляющее воздействие регулятора подается через ЦАП на регулирующий орган, а регулирующий орган в свою очередь, в зависимости от управляющего воздействия, оказывает воздействие на объект управления с целью уменьшения ошибки.

Набор схемы в пакете Simulink представлен на рисунке 18.

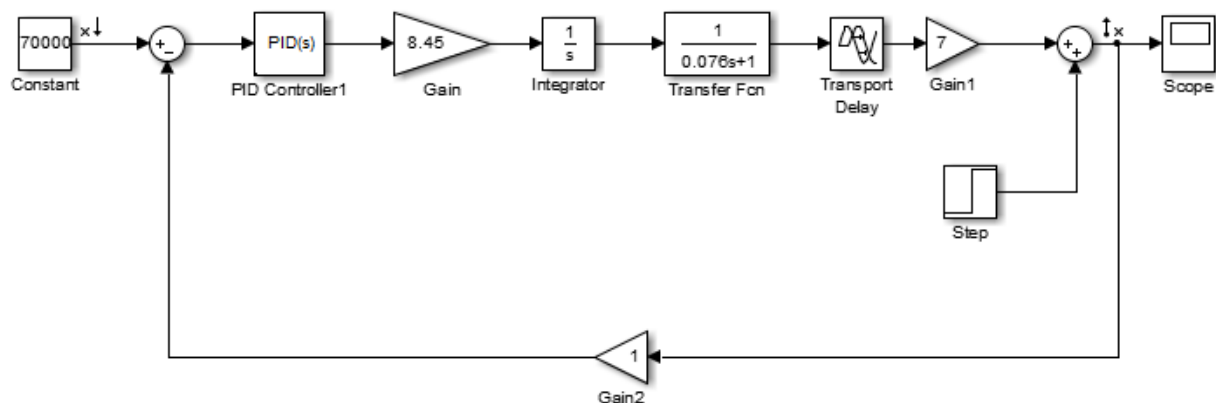


Рисунок 18 – Схема набора в пакете Simulink

График переходного процесса САР без настройки ПИД-регулятора можно наблюдать на рисунке 19. Получился расходящийся процесс.

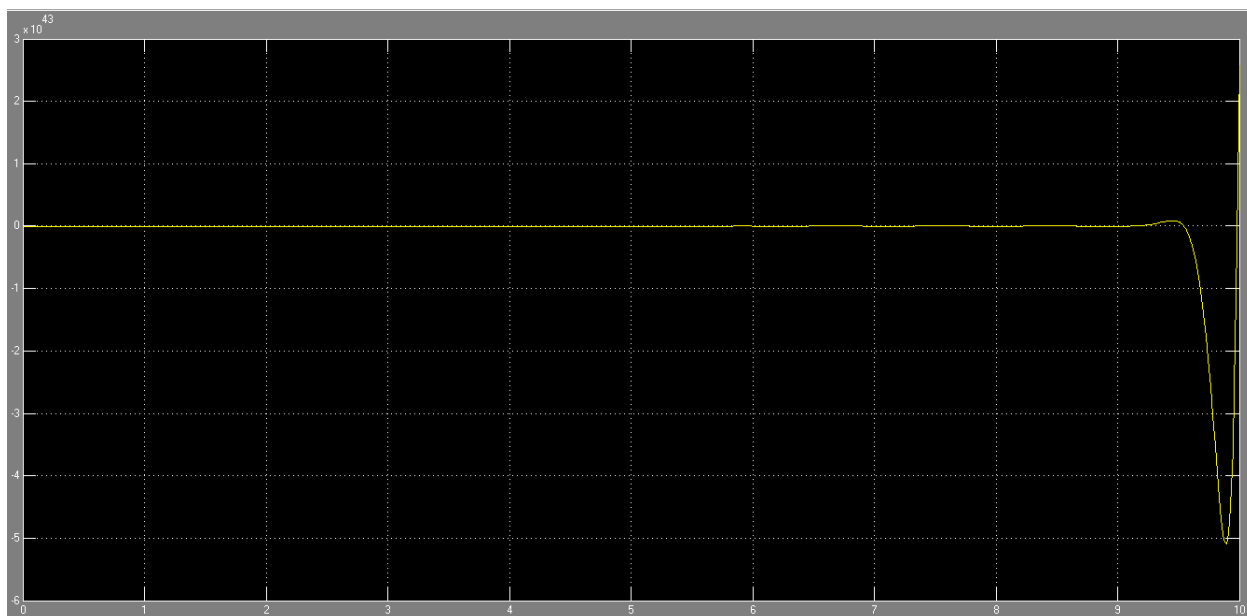


Рисунок 19 – Переходная характеристика САР без настройки ПИД-регулятора

Передаточная функция ПИД-алгоритма имеет вид:

$$W_{\text{пид}}(s) = K_p + 1/T_i s + T_d s.$$

С помощью встроенного тюнера (настройщика) в Simulink выбираем наиболее подходящую форму переходного процесса – с отсутствием перерегулирования и малым временем переходного процесса. Запишем рекомендуемые настройщиком рекомендуемые параметры:

$$K_p = 0,015;$$

$$T_i = 10000;$$

$$T_d = 0,0019;$$

Процесс настройки ПИД-регулятора показан на рисунке 20.

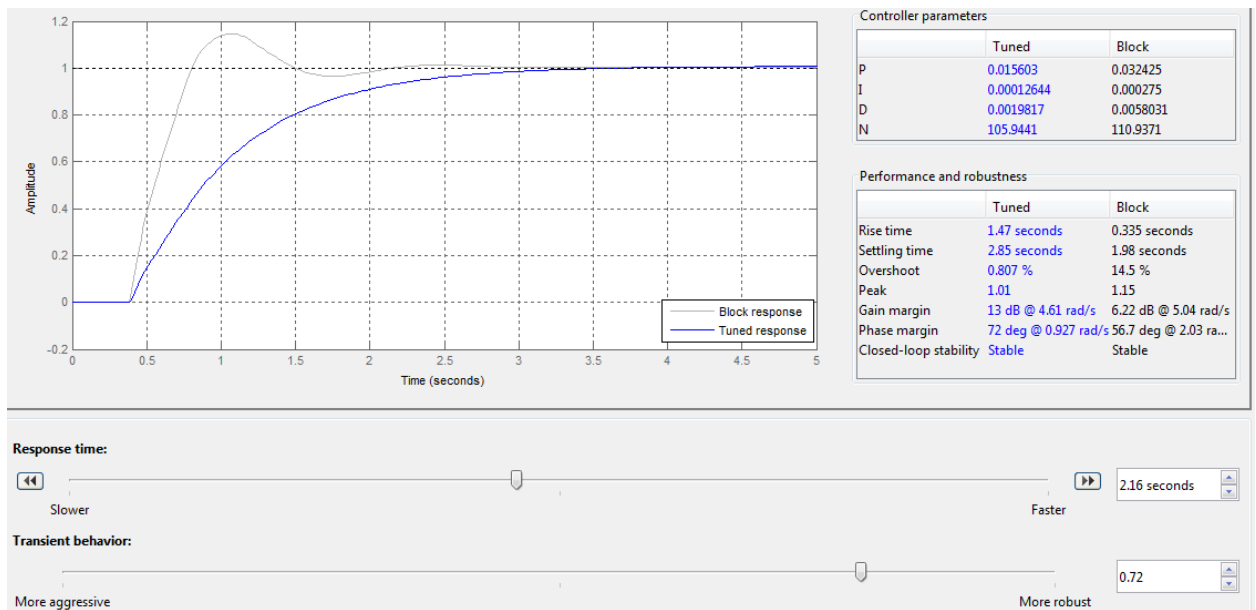


Рисунок 20 – Настройщик ПИД-регулятора в Simulink

График переходного процесса САР после настройки ПИД-регулятора можно наблюдать на рисунке 21.

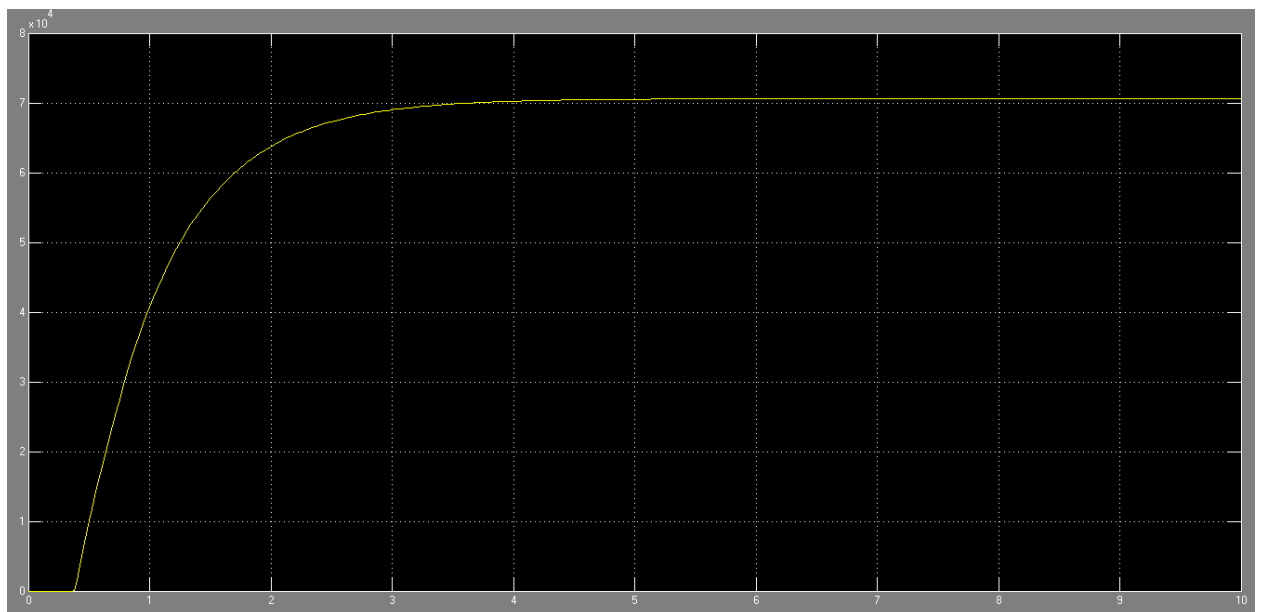


Рисунок 21 – Переходная характеристика САР после настройки ПИД-регулятора

Из рисунка видно, что время переходного процесса составляет порядка 3 секунд. Наличие малю перерегулирования положительно влияет на износ исполнительных механизмов.

2.10 Экранные формы АС ЦПС

Система RSView32 – это интегрированное программное обеспечение человеко-машинного интерфейса (HMI) для сбора данных, оперативного контроля и управления автоматизированными устройствами и технологическими процессами. Производитель RSView32 – компания Rockwell Automation, признанный мировой лидер в области производства комплексных средств для автоматизации. RSView32 – это программный продукт, являющийся одним из компонентов комплекса средств для визуализации технологических процессов ViewAnyWare компании Rockwell Automation.

ViewAnyWare – это набор операторских интерфейсов, PC-совместимых рабочих станций и ПО, имеющий следующие общие черты:

- высокая надёжность оборудования и ПО;
- интуитивно понятный интерфейс пользователя;
- использование только открытых коммуникационных стандартов;
- совместимость с полным спектром аппаратных платформ Allen Bradley;
- открытая и гибкая архитектура, основанная на DNA for Manufacturing фирмы Microsoft.

2.10.1 Описание операторского интерфейса

Существует ряд требований, предъявляемых к современному пользовательскому интерфейсу оператора:

- интерфейс программы должен быть интуитивно понятным пользователю;
- интерфейс должен быть удобным, т.е. для достижения какого-либо результата пользователю нужно выполнить минимум операций;
- программа, работающая в автоматическом режиме должна вести протокол.

Разработанный пользовательский интерфейс отвечает вышеперечисленным требованиям.

В области видеокadra АРМ оператора доступна мнемосхема газоперекачивающего агрегата (приложение 3).



Рисунок 22 – Экран «Меню»

2.10.2 Описание экрана «Входные сепараторы»

На экране «Входные сепараторы», представлена мнемосхематехнологического процесса площади входных сепараторов (рисунок 23). На мнемосхемеприсутствует изображения двух сепараторов (С1/1..С1/2), устройствапредварительного отбора газа (УПОГ), каплеуловители (КУ1/1..КУ1/2) и двухгазосепараторов (ГС1..ГС2). Кроме того, на мнемосхеме присутствуют следующие объекты: Р –давление газа в сепараторе и газосепараторе, Н – уровень сырья в сепараторе, НН – уровень раздела фаз «вода-нефть», процентоткрытия клапана, QН – расход нефти, а также кнопки переключения междуэкранами проекта (Меню, НГВР). Для лучшего восприятия изменениятехнологического параметра уровня нефти, раздела фаз и уровня нефти в кармане сепаратора существует анимация, изображенная на сепараторе.

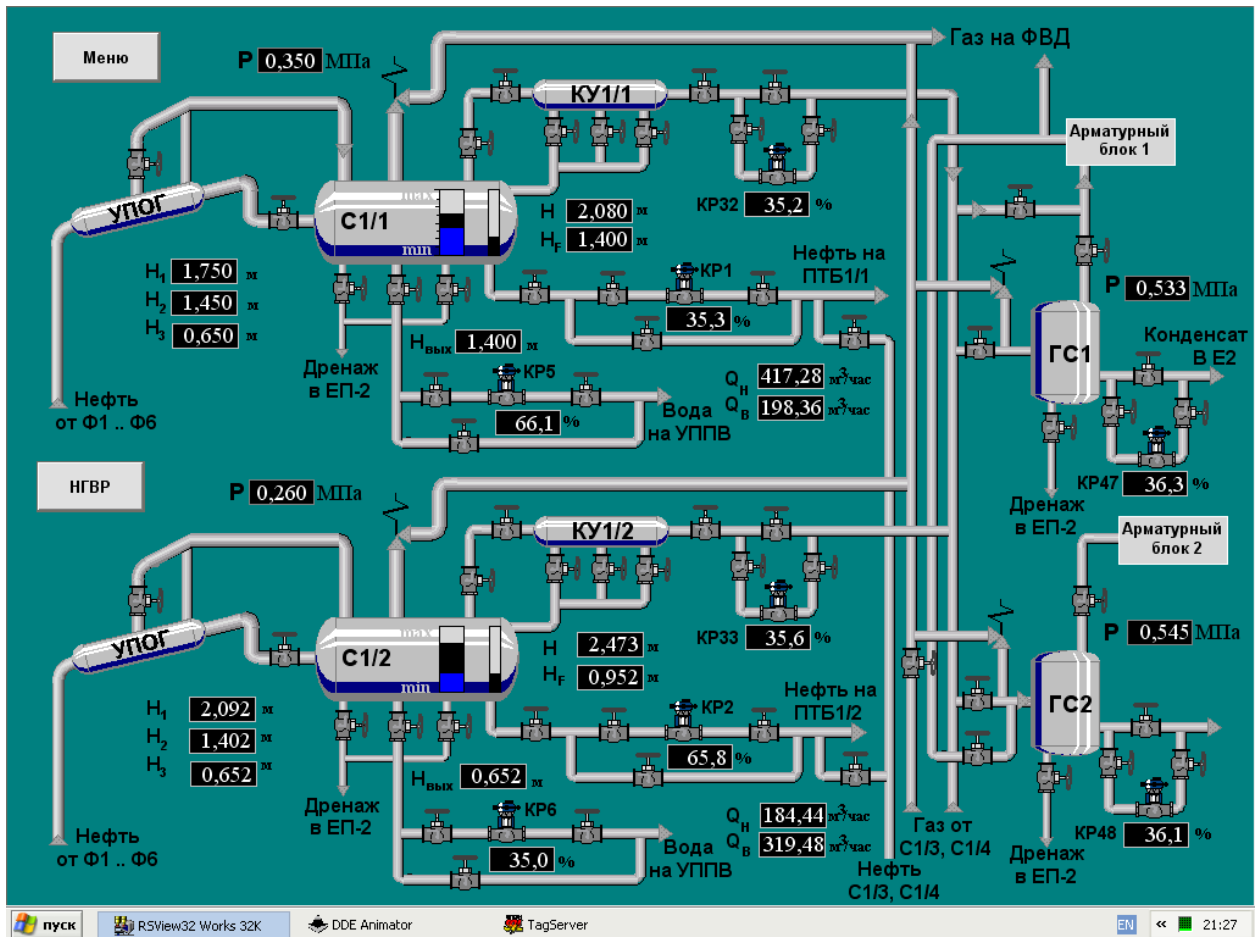


Рисунок 23 – Экран «Входные сепараторы (НГСВ) и газосепараторы»

Для каждого из объектов системы существует набор переменных, значения которых либо отображаются на индикаторах, либо передаются в программу, при использовании оператором соответствующих органов управления объектами.

2.10.3 Мнемознаки

На рисунке 24 представлен мнемознак аналогового параметра [5].



Рисунок 24 – Мнемознак аналогового параметра

В части 1 отображается значение аналогового параметра.

Приняты следующие цвета части 3 для отображения аналогового параметра:

- серый цвет – параметр достоверен и в норме;
- красный цвет – параметр достоверен и достиг предельного (максимального или минимального) значения;

- желтый цвет – параметр недостоверен;

Красный цвет части 2 устанавливается до тех пор, пока параметр не примет требуемое значение.

В части 3 отображается единица измерения аналогового параметра.

На рисунке 25 представлен мнемознак «Задвижка» [5].

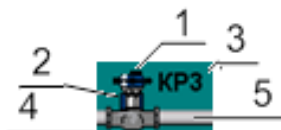


Рисунок 25 – Мнемознак «Задвижка»

Часть 1 отображает режимы управления задвижкой:

- серый цвет – управление отключено;
- желтый цвет – местное управление;
- красный цвет – авария по управлению (невозможность управления задвижкой).

При невыполнении команд управления «Открыть», «Закрыть» и «Стоп» часть 2 окрашивается в красный цвет.

Часть 3 предназначена для отображения номера задвижки.

Части 4 и 5 предназначены для отображения состояния задвижки:

- обе части зеленого цвета – задвижка открыта;
- обе части желтого цвета – задвижка закрыта;
- одна часть зеленого, другая желтого цвета – промежуточное положение;
- обе части серого цвета – неопределенное состояние.
- обе части красного цвета – авария (срабатывание моментного выключателя).

На рисунке 26 представлен мнемознак «Сепаратор» [5].

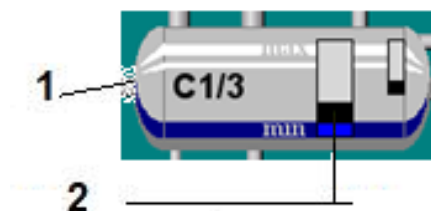


Рисунок 26 – Мнемознак «Сепаратор»

Часть 1 предназначена для отображения названия и номера сепаратора

Часть 2 – сигнализация предельных значений уровня содержимого сепаратора. Часть 2 используется для отображения дискретных состояний и предельных значений аналогового параметра, и принимает следующий вид:

- состояние 2.1 (часть 2 – желтого цвета) – допустимый нижний уровень (значение дискретного параметра);
 - состояние 2.2 (часть 2 – зеленого цвета) – норма;
 - состояние 2.3 (часть 2 – желтого цвета) – допустимый верхний уровень (значение дискретного параметра);
- состояние 2.4 (часть 2 – красного цвета) – предельный верхний уровень (значение дискретного параметра).