**Рерайт технического текста для контрольной работы**

Оглавление

[Исходный текст 1](#_Toc22052426)

[Исправленный текст 17](#_Toc22052427)

[Полный отчет по antiplagiat-full 33](#_Toc22052428)

# Исходный текст

28200 знаков (без пробелов)

Проверена уникальность - по антиплагиат-ВУЗ (бесплатный тариф) – 40 %

Требуется добиться уникальности 70 % по платному тарифу антиплагиат-full. Стоимость **одноразовой** проверки составляет 270 руб.

Стоимость работы по уникализации данного текста составила 2900 руб.

\*\*\*

Процесс работы печи состоит из пяти режимов: ВЕНТИЛЯЦИЯ, РОЗЖИГ, ПРОГРЕВ, РАБОТА, СТОП.

Пуск печи производится из режима СТОП по команде оператора, при этом не должно быть причин, препятствующих пуску печи. Разрешение на розжиг печи контролируется автоматически.

После подачи оператором команды ПУСК происходит переход в режим ВЕНТИЛЯЦИЯ. При этом продувается теплообменная камера печи воздухом с помощью работы воздуходувки в течении 300 сек. После продувки производится проверка загазованности в течении 60 сек. При наличии загазованности 40% печь перейдёт в режим СТОП и процесс пуска печи необходимо будет повторить заново, а при загазованности 20% продувка не заканчивается до исчезновения загазованности.

При отсутствии загазованности начинается режим РОЗЖИГ. В режиме РОЗЖИГ производится подача запального газа на горелки и включается искра в течении 30 сек. После появления пламени на всех четырех горелках снимается напряжение разрядников, происходит открытие затвора подачи топливного газа к камерам сгорания и подаётся основной газ. Если сигнал индикатора пламени не появился хотя бы на одной горелке, выдается сообщение и розжиг прекращается.

После появления основного пламени, запальный газ перекрывается и печь переходит в режим ПРОГРЕВ и прогревается в течении 600 сек. до набора уставки по температуре нагреваемой жидкости.

По окончании ПРОГРЕВА печь переходит в режим РАБОТА. В этом режиме автоматически поддерживается заданная оператором температура нефти на выходе печи путём регулирования давления газа.

В случае блокировки розжига (работы) печи на каком-либо этапе, появляется причина блокировки и производится отсечка газа и производится послеостановочная продувка в течении 300 сек.

Останов печи производится по команде оператора. В результате, прекращается подача газа на горелки, закрывается регулирующий затвор по газу и печь переходит в режим ВЕНТИЛЯЦИЯ. По истечении 300 сек. печь переходит в режим СТОП.

Сравнительные характеристики SCADA-систем InTouch 9.5, iFIX 3.5, GENESIS32 сведены в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 - Сравнительные характеристики SCADA-систем

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование параметра | InTouch 9.0 | iFIX 3.5 | GENESIS32 8.0 |
| Работа под управлением ОС Windows NT/2000 | + | + | + |
| Встроенные языки программирования | Visual Basic, С | VBA 6.3 | VBA 6.3 |
| Поддержка ОРС-технологии | + | + | + |
| Поддержка ActiveX-технологии | + | + | + |
| Степень удобства интерфейса | + | + | ++ |
| Поддержка обновлений | + | + | + |
| Поддерживаемые сетевые протоколы | SuiteLink, NetDDE, TCP/IP | NetDDE, TCP/IP | NetDDE, TCP/IP |
| Поддержка реляционных БД | + | + | + |

Принимая во внимание удобство интерфейса,поддержку на русском языке и учитывая встроенные инструментальные средства, наиболее предпочтительным SCADA-пакетом является GENESIS32 8.0.

состав GENESIS32 входят следующие клиентские приложения,

соответствующие спецификации OPC:

GraphWorX32,

TrendWorX32,

AlarmWorX32,

ScriptWorX32.

Указанные приложения могут заказываться и применяться как в составе комплекса, так и автономно.

Кроме того, фирма Iconics поставляет перечисленные далее дополнительные приложения и инструментальные средства разработки:

WebHMI,

DataWorX32,

Pocket GENESIS,

Библиотека символов Symbols32 Library,

ActiveX ToolBox,

AlarmWorX32 Multimedia,

OPC-серверы, разработанные Iconics,

OPC-серверы, разработанные третьими фирмами,

OPC ToolWorX,

ActiveX ToolWorX,

BizViz.NET (ReportWorX.NET, BridgeWorX.NET, PortalWorX.NET, MobileHMI.NET).

Основные функциональные возможности GENESIS32 8.0:

- Строгое соответствие стандартам OPC: ОРС Data Access 3.0, ОРС A&E 1.1, OPC HDA 2.0 и OPC XML DA.

- Единый навигатор данных, позволяющий одновременно получать доступ к текущим и историческим данным, тревогам, локальным, глобальным и языковым псевдонимам, а также подключаться в реальном времени к базам данных, таким как MS SQL Server, Oracle, MS Excel и MS Access, и другим, поддерживающим OLEDB и ODBC интерфейсы.

- Работа с различными наборами данных из баз - чтение и запись одного поля, столбца, строки, двумерного массива, управление данными с помощью SQL-команд или хранимых процедур.

-Мощные средства визуализации технологических сигналов и значений баз данных.

-Разработка сценариев на языках VBA 6.3, VBScript, JScript.

-Поддержка технологий OLE и ActiveX.

-Архивирование информации в открытых базах данных, поддерживающих OLEDB- и ODBC-интерфейсы.

-Средства анализа архивов: генерация отчётов в различных форматах и

визуальное воспроизведение исторических данных: «обратная прокрутка» изображений, трендов и тревог с заданной скоростью, пошаговый просмотр, сравнение данных с «идеальной моделью», поиск критических событий и т.д.

-«Горячее» резервирование узлов, серверов текущих и исторических данных, тревог, архивных баз данных, ОРС-тегов.

-Оперативное переключение источников данных с помощью системы локальных и глобальных псевдонимов.

-Широкий набор графиков: зависимость от времени и от другой переменной, гистограмма, самописец, логарифмическая зависимость, круговая диаграмма. Отображениe на трендах текущих и исторических данных, значений из баз данных и электронных таблиц.

-Оповещение персонала о событиях и тревогах, в том числе с помощью средств мультимедиа.

-Архивирование событий и тревог в открытых базах данных, сводная информация по архивным данным, отчёты о событиях и тревогах в формате Crystal Report.

-Широкие возможности построения распределённых систем, в том числе организация соединений Интернет/ Интранет. Передача данных ОРС с помощью транспортных протоколов TCP/IP и SOAP/XML. ---- Кэширование данных, механизмы обработки нарушения связи и переключения на резервные серверы.

-Средства управления проектами: ведение истории проекта, поиск и замена, Web-публикация, упаковка и развертывание, совместимость с пакетом Microsoft Source Safe, настройка параметров запуска проекта.

-Система безопасности, предусматривающая возможность интегрирования

системными настройками контроля прав доступа. Установка прав пользователей на выполнение операций в приложениях проекта, доступ к файлам и элементам управления, к сигналам и тревогам, контроль исполнения сценариев, а также места и времени регистрации в системе.

-Оперативный контроль и архивирование действий оператора.

-Встроенные средства диагностики.

Рекомендуемые требования для работы программного пакета GENESIS32:

- компьютер с 1,2 ГГц или процессором с более высокой частотой;

- не менее 512 Мбайт оперативной памяти (рекомендуется иметь по 5Мб ОЗУ на каждые 5K тэгов);

- не менее 2 Гбайт свободного места на жестком диске

Объектом проектирования в данной работе является АСУ печами типа ПТБ-10. Рассмотрим подробнее их конструкцию. Печь трубчатая блочная ПТБ-10 представляет собой комплексное изделие, состоящее из двух основных блоков: печи трубчатой ПТБ-10 и системы автоматизации печи ПТБ-10.

В состав печи ПТБ-10 входят три крупноразмерных блока: блок основания печи, камера теплообменная и блок вентиляторного агрегата. Помимо этого этого, в состав печи входят: дымовые трубы, площадка обслуживания, три блока взрывных клапанов,стремянка, коллекторные трубопроводы входа и выхода нефти,трубопроводы обвязки змеевиков нагрева газа, монтажные детали, прокладки, крепежные и другие изделияРабота теплообменной камеры основана на принципе передачи тепла от горячих продуктов сгорания топлива нагреваемой среде через стенки труб змеевиков. Суть рабочего процесса,проиходящего в теплообменной камере состоит в следующем:Из четырёх камер сгорания через сопла –диффузоры,которые находятся в верхних частях последних,раскалённые продукты сгорания топлива поступают во внутреннее пространство теплообменной камеры в виде плоских струй.Температура струй у устьев сопел-конфузоров составляет 1600-1700°С(1873-1973 К),а скорость струй 100-120 м/с.Струи инжектируют уже охлажденные дымовые газы из нижних боковых зон теплообменной камеры, созда­вая интенсивную рециркуляцию продуктов сгорания, смешиваются с ними и охлаждаются. Таким образом, омывание труб змеевиков происходит охлажденными продуктами сгорания, имеющими температуру от 973 до 1173 К (700-900 °С).Кратность рециркуляции продуктов сгорания в теп­лообменной камере составляет 2,5-3,0.Продукты сгорания двигаются в камере поперек змее­виковых труб, проходя между их ребрами, что обеспечи­вает достаточно хороший конвективный теплообмен и исключает местный перегрев труб змеевиков. Блок основания печи предназначен для установки на нём теплообменной камеры,четырёх камер сгорания,трубопроводов подачи топливного газа к камерам сгорания и запальным горелкам,воздуховода подачи воздуха на горелки и блока подготовки топлива. Блок подготовки топлива выполнен в виде металлического теплоизолированного укрытия, внутри которого размещены запорная,регулирующая арматура, приборы безопасности и их трубопроводная обвязка. Блок вентиляторного агрегата представляет собой металлическую раму-основание, на которой установлен вентиляторный агрегат.Вентиляторный агрегат включает в свой состав центробежный вентилятор и асинхронный электродвигатель , смонтированные на общей раме. Валы рабочего колеса и электродвигателя соединены между собой клиноременной передачей, закрытой металлическим кожухом.

. Приемный и нагнетательный воздуховоды также входят в блок вентиляторного агрегата. Теплообменная камера печи оборудована площадками обслуживания и стремянкой для обслуживания взрывных предохранительных клапанов, расположенных на ее боковых поверхностях,а также снабжена четырьмя дымовыми трубами для вывода из нее охлажденных продуктов сгорания топлива в атмосферу. Из входного коллектора нефтьпоступает в нижние ветви змеевиков , которые расположенны параллельно в корпусе теплообменной камеры , проходит по ним и выходит в выходной коллектор. При прохождении по змеевикам нефтяная эмульсия или нефть нагревается теплом,которое отдают продукты сгорания топливного газа, который сжигается в четырех камерах сгорания.Если сравнивать с печами других типов,то особенностью данной печи является более благоприятный тепловой режим поверхностей нагрева,который обеспечивает «мягкий» нагрев продукта в трубах змеевика,благодаря которому исключается коксообразование.При этом режиме поверхности труб змеевика получают равномерный нагрев.Это достигается за счёт создания равномерного температурного поля по всему всему внутреннему объему теплообменной камеры за счет интенсивной рециркуляции продуктов сгорания топлива.Высокую теплоотдачу поверхностей нагрева обеспечивает применение для змеевиков оребрённых труб,расположенных в пространстве теплообменной камеры определённым образом. В результате сжигания топлива в специальных камерах сгорания с установкой дефлекторов достигается высокая скорость движения продуктов сгорания во внутреннем объёме теплообменной камеры,что в свою очередь обеспечивает интенсивную рециркуляцию продуктов сгорания в печи.Сжигание топливного газа в камерах сгорания осу­ществляется с принудительной подачей воздуха вентилятором с электрическим приводом.Это обеспечивает хорошее смешение топливного газа с воздухом, стехеометрическое сгорание топливной смеси и рециркуляцию продуктов сгорании в объеме теплообменной камеры при небольшом избыточном давлении в ней.Снабжение основных и запальных горелок топливным газом.Блоки «Входной коллектор» и «Выходной коллектор» представляют собой разделенный трубопровод нефти. В блок «Печь» входят четыре горелки и теплообменная камера, внутри которой находится блок «Змеевик», который представляет собой четыре оребренные трубы, по которым проходит нефть. В горелках происходит сжигание топливного газа, продуктом сгорания которого является дымовые газы. Газ и воздух подаются на вход блока подготовки топлива. В состав этого блока входит блок «Вентиляторного агрегата», отвечающий за подачу воздуха в камеры сгорания газа для поддержания горения.Также в состав блока подготовки топлива входит блок «Подачи топливного и запального газа». С помощью этого блока регулируется подача газа на горелки, за счет чего регулируется температура нефти в «Выходном коллекторе».

Приведем перечень параметров, характеризующих процесс подогрева нефти в печах типа ПТБ-10. Собираемые параметры: расход нефти, общий расход газа. Контролируемые параметры: температура нефти во входном коллекторе, давление нефти во входном коллекторе, давление нефти в выходном коллекторе, наличие пламени в горелках, давление запального газа, давление топливного газа, загазованность воздуха, температура топливного газа. Регулируемый параметр: температура нефти в выходном коллекторе .

Схемой контроля и автоматизации предусмотрены следующие измеряемые и контролируемые параметры:

- температура нефти на входе;

- температура нефти на выходе;

- давление нефти на входе;

- давление нефти на выходе;

- расход нефти на выходе;

- температура дымовых газов;

- контроль пламени на горелках;

- температура воздуха на горелки;

- давление воздуха на горелки;

- давление топливного газа на входе;

- температура топливного газа;

- перепад давления топливного газа;

- давление топливного газа на горелки;

- давление запального газа;

- загазованность в контрольных точках;

- управление и контроль состояния клапана запального газа;

- управление и контроль состояния клапана топливного газа;

- управление и контроль состояния клапана на свечу запального газа;

- управление и контроль состояния клапана на свечу топливного газа;

- управление и контроль состояния клапана отбора проб;

- розжиг запальных горелок;

- управление электрическим клапаном регулирования давления топливного газа;

- управление частотой вращения вентилятора подачи воздуха;

- управление аварийным вентилятором в ГРП.

В качестве технических средств для автоматизации должны выбираться приборы, выпускаемые серийно российской промышленностью, которые прошли сертификацию и получили разрешение применяться на территории Российской Федерации в системах автоматизации и технологического контроля.

Обоснование выбора датчиков давления

В заданном диапазоне от 0 до 0,25 МПа рассмотрим применение следующих датчиков давления МИДА-ДИ-13П-Ех-0,5/0-0,25МПа-У2-01-ТУ4212-044-1800448-00, Сапфир-22М-Ех-ДИ-2110-11-У2-0,25-0,25МПа-42, Метран-100-Ех-ДИ-1151-МП3-У2-05-0,25МПа-42.

Дополнительно предъявляются требования к пределу допускаемой погрешности - не более 0,5% и работе при низких температурах -40°C. Сравнительные технические характеристики датчиков приведена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Датчики давления с измеряемым диапазоном от 0 до 0,25 МПа

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Технические характеристики | МИДА-ДИ-13П-Ех-0,5/0-0,25МПа-У2-01- | Сапфир-22М-Ех-ДИ-2110-11-У2-0,25-0,25МПа-42 | Метран-100-Ех-ДИ-1151-МП3-У2-05-0,25МПа-42 |
| Диапазон измеряемых давлений, МПа | 0…0,25 | 0…0,25 | 0…0,25 |
| Предел допускаемой погрешности, % | 0,5 | 0,25 | 0,5 |
| Выходной сигнал, мА | 4÷20 | 4÷20 | 4÷20 |
| Взрывозащищенность | + | + | + |
| Степень защиты от пыли и воды | IP65 | IP54 | IP65 |
| Температура окружающей среды, °C | -40…+80 | -50…+50 | -40…+70 |
| Гарантийный срок службы, год | 3 | 3 | 3 |
| Масса, кг | 0,25 | 2 | 2,5 |
| Цена, руб. | 7450 | 10620 | 11900 |

После анализа приведенных выше датчиков, приходим к выводу, что самым подходящим является датчик Метран-100-Ех-ДИ-1151-МП3-У2-05-0,25МПа-42.Он является наиболее современным,имеет индикацию и возможность подключение по HART-протоколу.Датчики МИДА и САПФИР не имеют индикации и возможности подключения по HART-протоколу.

В измеряемом диапазоне от 0 до 2,5 МПа возможно применение следующих датчиков давления МИДА-ДИ-13П-Ех-0,5/0-2,5МПа-У2-01-ТУ4212-044-1800448-00, Сапфир-22М-Ех-ДИ-2120-11-У2-0,25-2,5МПа-42, Метран-100-Ех-ДИ-1151-МП3-У2-05-2,5МПа-42.

Также предъявляются требования к пределу допускаемой погрешности - не более 0,5% и работе при низких температурах -40°C. Сравнительная характеристика датчиков приведена в таблице 5.2.

Таблица 5.2. - Датчики давления с измеряемым диапазоном от 0 до 2,5 Мпа

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Технические характеристики | МИДА-ДИ-13П-Ех-0,5/0-2,5МПа-У2-01-ТУ4212-044-1800448-00 | Сапфир-22М-Ех-ДИ-2120-11-У2-0,25-2,5МПа-42 | Метран-100-Ех-ДИ-1151-МП3-У2-05-2,5МПа-42 |
| Диапазон измеряемых давлений, МПа | 0…2,5 | 0…2,5 | 0…2,5 |
| Предел допускаемой погрешности, % | 0,5 | 0,25 | 0,5 |
| Выходной сигнал, мА | 4÷20 | 4÷20 | 4÷20 |
| Взрывозащищенность | + | + | + |
| Степень защиты от пыли и воды | IP65 | IP54 | IP65 |
| Температура окружающей среды, °C | -40…+80 | -50…+50 | -40…+70 |
| Гарантийный срок службы, год | 3 | 3 | 3 |
| Масса, кг | 0,25 | 2 | 2,5 |
| Цена, руб. | 7450 | 13620 | 11900 |

Проанализировав приведенные выше датчики, пришли к выводу, что наиболее подходящим является датчик Метран-100-Ех-ДИ-1151-МП3-У2-05-2,5МПа-42 . Он является наиболее современным, индикацию и возможность подключение по HART-протоколу. Датчики МИДА и САПФИР не имеют индикации и возможности подключения по HART-протоколу

Обоснование выбора термопреобразователей

В заданном диапазоне от -50 до +100˚С возможно применение следующих датчиков давления ТСМУ-205Ех-120мм--50…+500˚С -0,25%- У1.1, Метран-281 Exia-120мм-50…+500˚С -0,25%-У1.1, Метран-286Exia-120мм-50…+500˚С -0,25%-У1.1[6]

Дополнительно предъявляются требования к пределу допускаемой погрешности - не более 0,5%. Сравнительные технические характеристики датчиков приведена в таблице 5.3.

Таблица 5.3-Термопреобразователи с измеряемым диапазоном от -50 до +100 0С

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Технические характеристики | ТСМУ-205Ех 120мм--50…+500˚С-0,25%-У1.1 | Метран-281 Exia-120мм-50…+500˚С-0,25%-У1.1 | Метран-286Exia-120мм-50…+500˚С-0,25%-У1.1 |
| Диапазон измеряемых давлений, 0С | -50…+500 | -50…+500 | -50…+500 |
| Предел допускаемой погрешности, % | 0,25 | 0,3 | 0,15 |
| Измерение среды | Твердых, жидких, газообразных и сыпучих (как нейтральных, так и агрессивных) веществ | Твердых, жидких, газообразных и сыпучих (как нейтральных, так и агрессивных) веществ | Жидкие и газообразные химически неагрессивные среды |
| Выходной сигнал, мА | 4÷20 | 4÷20 | 4÷20 |
| Взрывозащищенность | OExiallCT6Х | OExiallCT6Х | OExiallCT6 |
| Степень защиты от пыли и воды | IP65 | IP65 | IP65 |
| Гарантийный срок службы, год | 2 | 2 | 3 |
| Масса, кг | 0,3 | 0,3 | 0,4 |
| Цена, руб. | 1600 | 1790 | 1710 |

Проанализировав приведенные выше датчики, пришли к выводу, что наиболее подходящим является датчик Метран-286Exia-120мм-50…+500С-0,25%-У1.1-OEхiallCT6X , так как у него в заданном диапазоне температур и заданной длине активной части меньшая погрешность и более низкая цена.

В заданном диапазоне от -50 до +1000˚С возможно применение следующих датчиков температуры ТХАУ-205Ех-320мм-0…+1200С-0,25%-У1.1, Метран-281 Exia-320мм-50…+1000˚С-0,25%-У1.1, Метран-286 Exia-320мм-50…+1000˚С-0,25%-У1.1,

Дополнительно предъявляются требования к пределу допускаемой погрешности - не более 0,5%. Сравнительные технические характеристики датчиков приведена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Термопреобразователи с измеряемым диапазоном от -50 до +1000 оС

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Технические характеристики | ТХАУ-205Ех-16-320мм-0…+1200С-0,25%-У1.1 | Метран-281 Exia-320мм-50…+1000С-0,25%-У1.1 | Метран-286 Exia-320мм-50…+500С-0,25%-У1.1 |
| Диапазон измеряемых давлений, 0С | -50…+1000 | -50…+1000 | -50…+1000 |
| Предел допускаемой погрешности, % | 1,5 | 0,15 | 0,25 |
| Измерение среды | Твердых, жидких, газообразных и сыпучих (как нейтральных, так и агрессивных) веществ | Твердых, жидких, газообразных и сыпучих (как нейтральных, так и агрессивных) веществ | Жидкие и газообразные химически неагрессивные среды |
| Выходной сигнал, мА | 4÷20 | 4÷20 | 4÷20 |
| Взрывозащищенность | OExiallCT6 | OExiallCT6 | OExiallCT6 |
| Степень защиты от пыли и воды | IP65 | IP65 | IP65 |
| Гарантийный срок службы, год | 2 | 2 | 3 |
| Масса, кг | 0,3 | 0,3 | 0,4 |
| Цена, руб. | 1600 | 1790 | 1710 |

Схемой контроля и автоматизации предусмотрены следующие измеряемые и контролируемые параметры:

- температура нефти на входе;

- температура нефти на выходе;

- давление нефти на входе;

- давление нефти на выходе;

- расход нефти на выходе;

- температура дымовых газов;

- контроль пламени на горелках;

- температура воздуха на горелки;

- давление воздуха на горелки;

- давление топливного газа на входе;

- температура топливного газа;

- перепад давления топливного газа;

- давление топливного газа на горелки;

- давление запального газа;

- загазованность в контрольных точках;

- управление и контроль состояния клапана запального газа;

- управление и контроль состояния клапана топливного газа;

- управление и контроль состояния клапана на свечу запального газа;

- управление и контроль состояния клапана на свечу топливного газа;

- управление и контроль состояния клапана отбора проб;

- розжиг запальных горелок;

- управление электрическим клапаном регулирования давления топливного газа;

- управление частотой вращения вентилятора подачи воздуха;

- управление аварийным вентилятором в ГРП.

В качестве технических средств для автоматизации должны выбираться приборы, выпускаемые серийно российской промышленностью, которые прошли сертификацию и получили разрешение применяться на территории Российской Федерации в системах автоматизации и технологического контроля.

Обоснование выбора датчиков давления

В заданном диапазоне от 0 до 0,25 МПа рассмотрим применение следующих датчиков давления МИДА-ДИ-13П-Ех-0,5/0-0,25МПа-У2-01-ТУ4212-044-1800448-00, Сапфир-22М-Ех-ДИ-2110-11-У2-0,25-0,25МПа-42, Метран-100-Ех-ДИ-1151-МП3-У2-05-0,25МПа-42.

Дополнительно предъявляются требования к пределу допускаемой погрешности - не более 0,5% и работе при низких температурах -40°C. Сравнительные технические характеристики датчиков приведена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Датчики давления с измеряемым диапазоном от 0 до 0,25 МПа

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Технические характеристики | МИДА-ДИ-13П-Ех-0,5/0-0,25МПа-У2-01- | Сапфир-22М-Ех-ДИ-2110-11-У2-0,25-0,25МПа-42 | Метран-100-Ех-ДИ-1151-МП3-У2-05-0,25МПа-42 |
| Диапазон измеряемых давлений, МПа | 0…0,25 | 0…0,25 | 0…0,25 |
| Предел допускаемой погрешности, % | 0,5 | 0,25 | 0,5 |
| Выходной сигнал, мА | 4÷20 | 4÷20 | 4÷20 |
| Взрывозащищенность | + | + | + |
| Степень защиты от пыли и воды | IP65 | IP54 | IP65 |
| Температура окружающей среды, °C | -40…+80 | -50…+50 | -40…+70 |
| Гарантийный срок службы, год | 3 | 3 | 3 |
| Масса, кг | 0,25 | 2 | 2,5 |
| Цена, руб. | 7450 | 10620 | 11900 |

После анализа приведенных выше датчиков, приходим к выводу, что самым подходящим является датчик Метран-100-Ех-ДИ-1151-МП3-У2-05-0,25МПа-42.Он является наиболее современным,имеет индикацию и возможность подключение по HART-протоколу.Датчики МИДА и САПФИР не имеют индикации и возможности подключения по HART-протоколу.

В измеряемом диапазоне от 0 до 2,5 МПа возможно применение следующих датчиков давления МИДА-ДИ-13П-Ех-0,5/0-2,5МПа-У2-01-ТУ4212-044-1800448-00, Сапфир-22М-Ех-ДИ-2120-11-У2-0,25-2,5МПа-42, Метран-100-Ех-ДИ-1151-МП3-У2-05-2,5МПа-42.

Также предъявляются требования к пределу допускаемой погрешности - не более 0,5% и работе при низких температурах -40°C. Сравнительная характеристика датчиков приведена в таблице 5.2.

Таблица 5.2. - Датчики давления с измеряемым диапазоном от 0 до 2,5 Мпа

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Технические характеристики | МИДА-ДИ-13П-Ех-0,5/0-2,5МПа-У2-01-ТУ4212-044-1800448-00 | Сапфир-22М-Ех-ДИ-2120-11-У2-0,25-2,5МПа-42 | Метран-100-Ех-ДИ-1151-МП3-У2-05-2,5МПа-42 |
| Диапазон измеряемых давлений, МПа | 0…2,5 | 0…2,5 | 0…2,5 |
| Предел допускаемой погрешности, % | 0,5 | 0,25 | 0,5 |
| Выходной сигнал, мА | 4÷20 | 4÷20 | 4÷20 |
| Взрывозащищенность | + | + | + |
| Степень защиты от пыли и воды | IP65 | IP54 | IP65 |
| Температура окружающей среды, °C | -40…+80 | -50…+50 | -40…+70 |
| Гарантийный срок службы, год | 3 | 3 | 3 |
| Масса, кг | 0,25 | 2 | 2,5 |
| Цена, руб. | 7450 | 13620 | 11900 |

Проанализировав приведенные выше датчики, пришли к выводу, что наиболее подходящим является датчик Метран-100-Ех-ДИ-1151-МП3-У2-05-2,5МПа-42 . Он является наиболее современным, индикацию и возможность подключение по HART-протоколу. Датчики МИДА и САПФИР не имеют индикации и возможности подключения по HART-протоколу

Обоснование выбора термопреобразователей

В заданном диапазоне от -50 до +100˚С возможно применение следующих датчиков давления ТСМУ-205Ех-120мм--50…+500˚С -0,25%- У1.1, Метран-281 Exia-120мм-50…+500˚С -0,25%-У1.1, Метран-286Exia-120мм-50…+500˚С -0,25%-У1.1[6]

Дополнительно предъявляются требования к пределу допускаемой погрешности - не более 0,5%. Сравнительные технические характеристики датчиков приведена в таблице 5.3.

Таблица 5.3-Термопреобразователи с измеряемым диапазоном от -50 до +100 0С

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Технические характеристики | ТСМУ-205Ех 120мм--50…+500˚С-0,25%-У1.1 | Метран-281 Exia-120мм-50…+500˚С-0,25%-У1.1 | Метран-286Exia-120мм-50…+500˚С-0,25%-У1.1 |
| Диапазон измеряемых давлений, 0С | -50…+500 | -50…+500 | -50…+500 |
| Предел допускаемой погрешности, % | 0,25 | 0,3 | 0,15 |
| Измерение среды | Твердых, жидких, газообразных и сыпучих (как нейтральных, так и агрессивных) веществ | Твердых, жидких, газообразных и сыпучих (как нейтральных, так и агрессивных) веществ | Жидкие и газообразные химически неагрессивные среды |
| Выходной сигнал, мА | 4÷20 | 4÷20 | 4÷20 |
| Взрывозащищенность | OExiallCT6Х | OExiallCT6Х | OExiallCT6 |
| Степень защиты от пыли и воды | IP65 | IP65 | IP65 |
| Гарантийный срок службы, год | 2 | 2 | 3 |
| Масса, кг | 0,3 | 0,3 | 0,4 |
| Цена, руб. | 1600 | 1790 | 1710 |

Проанализировав приведенные выше датчики, пришли к выводу, что наиболее подходящим является датчик Метран-286Exia-120мм-50…+500С-0,25%-У1.1-OEхiallCT6X , так как у него в заданном диапазоне температур и заданной длине активной части меньшая погрешность и более низкая цена.

В заданном диапазоне от -50 до +1000˚С возможно применение следующих датчиков температуры ТХАУ-205Ех-320мм-0…+1200С-0,25%-У1.1, Метран-281 Exia-320мм-50…+1000˚С-0,25%-У1.1, Метран-286 Exia-320мм-50…+1000˚С-0,25%-У1.1,

Дополнительно предъявляются требования к пределу допускаемой погрешности - не более 0,5%. Сравнительные технические характеристики датчиков приведена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Термопреобразователи с измеряемым диапазоном от -50 до +1000 оС

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Технические характеристики | ТХАУ-205Ех-16-320мм-0…+1200С-0,25%-У1.1 | Метран-281 Exia-320мм-50…+1000С-0,25%-У1.1 | Метран-286 Exia-320мм-50…+500С-0,25%-У1.1 |
| Диапазон измеряемых давлений, 0С | -50…+1000 | -50…+1000 | -50…+1000 |
| Предел допускаемой погрешности, % | 1,5 | 0,15 | 0,25 |
| Измерение среды | Твердых, жидких, газообразных и сыпучих (как нейтральных, так и агрессивных) веществ | Твердых, жидких, газообразных и сыпучих (как нейтральных, так и агрессивных) веществ | Жидкие и газообразные химически неагрессивные среды |
| Выходной сигнал, мА | 4÷20 | 4÷20 | 4÷20 |
| Взрывозащищенность | OExiallCT6 | OExiallCT6 | OExiallCT6 |
| Степень защиты от пыли и воды | IP65 | IP65 | IP65 |
| Гарантийный срок службы, год | 2 | 2 | 3 |
| Масса, кг | 0,3 | 0,3 | 0,4 |
| Цена, руб. | 1600 | 1790 | 1710 |

Проанализировав приведенные выше датчики, пришли к выводу, что наиболее подходящим является датчик Метран-281Exia-320мм-50…+1000С-0,25%-У1.1-OEхiallCT6X, так как у него в заданном диапазоне температур и заданной длине активной части меньшая погрешность .

Проанализировав приведенные выше датчики, пришли к выводу, что наиболее подходящим является датчик Метран-281Exia-320мм-50…+1000С-0,25%-У1.1-OEхiallCT6X, так как у него в заданном диапазоне температур и заданной длине активной части меньшая погрешность .

**6.1 Критерии выбора микроконтроллера**

Объект управления – блок печей подогрева нефти, предусматривает использование SCADA системы для удалённого контроля, сбора данных и управления технологическими объектами.

В состав SCADA системы входят следующие составные части:

АРМ оператора;

уровень микропроцессорного контролера;

уровень полевых приборов.

В системе контроля и управления функцию взаимодействия диспетчерского пункта с технологическим оборудованием осуществляет микропроцессорный контролер, который является основой любой системы диспетчерского контроля и управления.

Сигналы с датчиков поступают в контроллер, где они обрабатываются и по результатам обработки сигналов выдаётся управляющее воздействие. Обработанные данные передаются на АРМ оператора, где отслеживается весь технологический процесс управления и регулирования процессом подогрева нефти, и в случае необходимости, происходит вмешательство оператора в ход технологического процесса подогрева нефти.

Микропроцессорный контроллер, который используется в системе, должен обладать следующими функциями:

аналогово-цифровое преобразование,ввод/вывод,масштабирование, усреднение, фильтрацию от помех, проверку на достоверность;

обмен данными с АРМ оператора;

автоматическое управления и регулирование;

исполнение удалённых команд с АРМ оператора.

Модули аналоговых входов должны обеспечивать ввод унифицированных токовых сигналов (4÷20 мА).Контроллер должен иметь поддержку входных сигналов от термосопротивлений, иметь гальваническое разделением цифровой и аналоговой части.

Дискретные модули должны обеспечивать полное гальваническое разделение внутренних цепей от внешних цепей. Модули дискретного ввода должны обеспечивать ввод сигналов 12÷24 В и током не более 5 мА/сигнал. Модули дискретного вывода должны обеспечивать ток до 5 А при напряжении до ~220 В.

Обмен информацией между контроллером и компьютером АРМ оператора должен производиться через высокоскоростной интерфейс.

Автоматизированная система управления процессом подогрева нефти разрабатывается с целью автоматизации блока печей ПТБ-10 и для повышения качества выходных параметров товарной нефти при минимальных затратах на эксплуатацию.

Полное название системы управления - «автоматизированная система управления подогревом нефти в печах типа ПТБ-10» (в дальнейшем АСУ ПТБ).

Система управления печами ПТБ-10 представляет собой совокупность технических и программных средств, которые выполняют функции автоматизированного управления и контроля технологическим процессом подогрева нефти. В систему управления входят три уровня:

Первыйуровень (полевой) – датчики и исполнительные механизмы, которые устанавливаются непосредственно на печи;

Второй уровень(средний уровень) – блоки управления с программируемыми логическими контроллерами и панелью оператора, а также частотно-регулируемый привод для управления вентилятором подачи воздуха;

Третий уровень(верхний уровень) – технологический компьютер в операторной с установленным АРМ оператора для удалённого управления и контроля объекта.

Построение структуры АСУ ПТБ

Автоматизированная система управления процессом подогрева нефти в печах типа ПТБ-10 включает в себя три уровня:

нижний уровень;

средний уровень;

верхний уровень.

Нижний уровень включает в себя аппаратный комплекс, который состоит из приборов и датчиков, преобразующих температуру, давление нефти и газа, расход нефти и газа в электрические сигналы. А также исполнительных механизмов,которые установлены непосредственно на печи. Датчики измеряют параметры технологического процесса и переводят физические величины в электрические сигналы. Электрические сигналы, далее, передаются в микропроцессорный контролер. Второй уровень включает в себя микропроцессорный контролер, преобразующий электрические

сигналы в цифровые сигналы, управляющий процессом подогрева нефти по заданной программе, которая заложена в нём, передающий информацию о параметрах технологического процесса нагрева нефти на верхний уровень. Одна из главных функций контроллера состоит в передаче сигналов от датчиков и исполнительных механизмов на верхний уровень. Верхний уровень представляет собой автоматизированное рабочее место, задачами которого являются индикация параметров, которые описывают процесс нагрева нефти, сигнализация об авариях и регистрация данных,прием и передача команд на средний уровень от оператора.

Блок печей типа ПТБ-10 состоит из четырёх печей ПТБ-10.

Аппаратный комплекс нижнего уровня состоит из датчиков давления, температуры, загазованности, расхода, которые преобразуют физические величины в электрические сигналы, а также исполнительных механизмов, которые одновременно выступают регулирующими органами .

Блок сбора и первичной обработки информации осуществляет приём сигналов, поступающих от датчиков, первичную обработку сигналов (масштабирование,аналогово-цифровое преобразование,фильтрацию от помех, усреднение, проверку на достоверность) и выдаёт данные для блоков приема/передачи информации и блока управления.

Блок управления принимает управляющие команды от оператора через блок приема/передачи информации и выдаёт команды управления (включение/отключение печи, вентиляторов и т.д. открытие/закрытие задвижек, клапанов) на основании команд от АРМ оператора или при срабатывании уставок.

Блок приема/передачи информации осуществляет взаимодействие второго уровня(ПЛК) и верхнего уровня (АРМ оператора) .

Блок АРМ оператора выполняет следующие функции:

отображает параметры технологического процесса и состояние оборудования печи в виде визуальных мнемосхем;

сигнализирует об аварийных ситуациях, отклонениях процесса от заданных параметров;

передаёт команды оператора на второй уровень (уровень микропроцессорного контроллера);

формирует отчёты.

# Исправленный текст

Получилось 21200 знаков (без пробелов)

Получена уникальность по антиплагиат-интернет (бесплатный тариф) – 94%

Получена уникальность по антиплагиат-full (платный тариф) – 80% . (полный отчет см. ниже)

\*\*\*

Печь газового нагрева нефти работает в пяти режимах:

Вентиляция.

Розжиг.

Прогрев.

Работа.

Стоп.

Перед началом работы печь находится в режиме СТОП. Запуск печи производится с пульта оператора командой ПУСК, печь переходит в режим ВЕНТИЛЯЦИЯ. Готовность всех агрегатов печи к началу работы проверяется автоматически, о чем информируется оператор на экране АРМ оператора.

В режиме ВЕНТИЛЯЦИЯ теплообменник печи продувается воздуходувкой в течение 5 минут. Это делается для того, чтобы ликвидировать возможную загазованность. После продувки контролируется атмосфера темлообменника в течение одной минуты. При загазованности 40% автоматика переводит печь в режим СТОП, режим вентиляции нужно будет запустить снова. При загазованности 20% печь продувается до получения чистой атмосферы.

При фиксации чистоты атмосферы в теплообменнике автоматически включается режим РОЗЖИГ. В этом режиме на горелки подается так называемый «запальный» газ, и включается искра в течении 30 секунд. Напряжение на разрядниках снимается только в том случае, если стали работать все четыре горелки. Если хотя бы на одной горелке нет пламени, подается сообщение на экран оператора, розжиг прекращается.

После того, как автоматика удостоверилась в штатном окончании розжига, закрывается затвор запального газа и открывается затвор подачи в камеры сгорания основного топливного газа. Начинается режи ПРОГРЕВ, который длится около 10 минут – до достижения нужной температуры нагреваемой нефти.

Закончив ПРОГРЕВ, печь автоматически переходит в режим РАБОТА.

Величина нужной температура задается оператором с пульта. Автоматика поддерживает заданную температуру путем изменения давления (расхода) газа.

Если датчики покажут отклонения от штатного режима работы, сообщение об этом идет на пульт оператора, автоматика прекращает подачу газа, на 5 минут включается послеостановочная продувка теплообменника.

Штатная остановка работы печи выполняется по команде оператора. Автоматика прекращает подачу газа и на 5 минут включает продувку. После этого печь автоматически переходит в режим СТОП.

Микропроцессорная система SCADA имеет три разновидности:

- InTouch 9.5;

- iFIX 3.5;

- GENESIS32.

Все три разновидности работают под управлением операционной системы Windows NT/2000, поддерживают OPC- и ActiveX-технологии, а также реляционные Базы Данных и регулярные обновления. Все разновидности имеют удобный интерфейс.

Языки программирования и протоколы интерфейсов различаются (см. табл. 1.1). Кроме того, система GENESIS32 8.0 имеет более удобный интерфейс на русском языке и соответствующую поддержку.

В пакет GENESIS32 8.0 входят весьма удобные клиентские приложения, соответсвующие спецификации OPC: GraphWorX32, TrendWorX32, AlarmWorX32 и ScriptWorX32. Причем эти приложения могут быть заказаны и работать как в составе комплекса SCADA, так и автономно.

Таблица 1.1 - Сравнительные характеристики SCADA-систем

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование параметра | InTouch 9.0 | iFIX 3.5 | GENESIS32 8.0 |
| Встроенные языки программирования | Visual Basic, С | VBA 6.3 | VBA 6.3 |
| Поддерживаемые сетевые протоколы | SuiteLink, NetDDE, TCP/IP | NetDDE, TCP/IP | NetDDE, TCP/IP |

Было принято решение, что для наших условий наиболее предпочтительной разновидностью системы SCADA является пакет GENESIS32 8.0.

Фирма Iconics может поставить широкий набор дополнительных приожений и инструментальных средств разработки клиентских программных приложений для конкретных условий управления и регулирования:

WebHMI,

DataWorX32,

Pocket GENESIS,

Библиотека символов Symbols32 Library,

ActiveX ToolBox,

AlarmWorX32 Multimedia, OPC-серверы Iconics,

OPC-серверы стороних фирмам,

OPC ToolWorX,

ActiveX ToolWorX,

BizViz.NET (ReportWorX.NET, BridgeWorX.NET, PortalWorX.NET, MobileHMI.NET).

Функционал GENESIS32 8.0 покрывает все существующие и перспективные потребности управления и регулирования технологических объектов.

GENESIS32 8.0 строго соответствует стандартам OPC (ОРС Data Access 3.0, ОРС A&E 1.1, OPC HDA 2.0 и OPC XML DA), что обеспечивает корректный обмен данными между различными системами автоматизации и управления технологическим объектами. Система имеет единый навигатор данных, позволяет хранить всю историю реального процесса управления и получать оперативный доступ к архивным данным.

GENESIS32 8.0 может в реальном времени обмениваться данными с автономными или встроенными базами данных MS SQL Server, Oracle, MS Excel, MS Access, и другим, которые поддерживают OLEDB и ODBC интерфейсы. Системы связи с БД позволяют формировать разнообразные отчеты в формате Crystal Report, оперативно выбирать и агрегировать данные путем использования всех стандартных средств управления перечисленными базами данных.

Могут быть разработаны часто употребляемые процедуры управления данными. Могут быть разработаны сценарии на языках VBA 6.3, VBScript, JScript. Поддерживаются технолгии OLE и ActiveX.Выбранная разновидность SCADA имеет мощные средства визуализации всех оператиных и архивных данных, что существенно ускоряет принятие оперативных решений, позволяет быстро анализировать динамику параметров управления за любой период. Доступна «обратная прокрутка» графических данных с нужной скоростью, пошаговый просмотр, формирование идеальной модели поведения объекта управления и сравнение реальных данных с идеалом, могут быть выявлены критические события. Графическая интерпретация может быть любой: линейчатой, круговой, в виде гистограммы и др. Данные для графики могут быть выбраны из различных хранилищ и объединены. Срочные сообщения оператору могут иллюстрироваться средствами мультимедиа.

GENESIS32 8.0 имеет систему локальных и глобальных псевдонимов, которая позволяет оперативно переключаться между всеми источниами данных, формировать локальные серверы текущих и исторических данных по любым сгенерированным профилям.

GENESIS32 8.0 имеет средства формирования рспределенных систем на основе Интернет/Интранет по протоколам TCP/IP и SOAP/XML.

Система имеет все современные средства резервного копирования и защиты данных, переключения на резервные серверы. Имеется мощная система защиты от несанкционированного проникновения в систему управления технологическими процессами на основе распределенной системы разграничений индивидуальных прав доступа к различным комплексам данных и подсистем управления. Права доступа могут быть совмещены с системами табельного контроля работников и временыыми изменениями их функций.

Все действия оператора фиксируются и архивируются.

Средства управления проектами предоставляют все основные возможности CRM-систем, а также подготовку WEB-публикаций и совместимость с пакетом Microsoft Source Safe.

GENESIS32 8.0 имеет систему диагностики собственной работоспособности, контроля достоверной передачи и приема данных.

Программный пакет GENESIS32 8.0 предъявляет такие требования к аппаратному обеспечению:

- компьютер с частотой не менее 1,2 ГГц;

- оперативная память не менее 512 Мбайт;

- свободное место на жестком диске не менее 2 Гбайт.

В данной работе рассматривается Автоматизированная Система Управления (АСУ) печами нагрева нефти ПТБ-10. Ниже подробно рассматривается конструкция этих печей.

Трубчатая блочная печь ПТБ-10 состоит из следующих блоков (три первых блока – основные):

- основание печи;

- трубчатая теплообменная камера (теплообменник змеевиковый);

- агрегат вентиляторный;

- дымовые трубы;

- площадка обслуживания;

- блоки взрывных клапанов (3 шт.);

- лестница-стрмянка;

- система трубопроводов подачи и выдачи нагреваемой нефти;

- система трубопроводов газа;

- монтажные и крепежные детали.

В теплообменной камере нефть проходит внутри змеевиков, которые с внешней стороны нагреваются продуктами горения газа.

В верхней части четырех камер сгорания имеются сопла-диффузоры, через которые очень горячие продукты горения (1600-1700 °С) поступают в пространство теплообменника со скоростью 100-120 м/сек. Раскаленные газообразные продукты горения инжектируют из нижних и боковых частей камеры уже охлажденную газовую смесь (кратность подсоса составляет 2,5-3,0), создают интенсивную рециркуляцию, и охлажденные до 700-900 °С газообразные продукты проходят между трубами змеевика. Трубы змеевика имеют наружное оребрение, горячая смесь проходит поперек труб между ребрами, отдавая тепло нагреваемой нефти. Конструкция ребер и расположение труб в змевике обеспечивают интенсивный теплообмен, не допускают перегрев как металла труб, так и нефти.

На блоке основания печи устанавливаются четыре камеры сгорания, трубопроводы подачи газа к камерам сгорания и запальным горелкам, воздуховоды подачи воздуха на горелки.

Отдельный блок подготовки топливного и запального газа размещен в специальном укрытии с внешней теплоизоляцией. В блоке имеется запорная и регулирующая арматура, трубопроводы и приборы безопасности.

Вентиляторный агрегат установлен на металлической раме-основании и включает центробежный вентилятор с приводом от асинхронного электродвигателя. Между выходным валом двигателя и валом вентилятора имеется клиноременная передача, защищенная металлическим кожухом. В вентиляторном блоке смонтированы также воздуховоды - приемный и нагнетательный.

Для обслуживания теплообменной камеры имеется площадка. Взрывные предохранительные клапаны, расположенные на боковых сторонах теплообменной камеры, обслуживаются с лестницы-стремянки.

Использованные продукты горения (дымовые газы) удаляются в атмосферу через четыре дымовые трубы.

Нагреваемая нефть поступает в нижние части четырех змеевиков, расположенных параллельными блоками внутри теплообменной камеры. Нагревшись в змеевике, нефть поступает в выходной коллектор.

В отличие от многих других печей нагрева нефти, теплообменная камера печи ПТБ-10 обеспечивает равномерный поверхностный, «мягкий» нагрев нефти, не допускает перегрева и тем самым не допускает появления условий для коксообразования.

Во всем пространстве теплообменной камеры формируется равномерная температура, что обеспечивается интенсивным перемешиванием и рециркуляцией продуктов сгорания газа. Этому также способствует высокая скорость движения газообразных продуктов от камер сгорания.

Воздух в камеры сгорания подается принудительно специальным вентилятором с электроприводом. Топливный газ хорошо перемешивается с воздухом, обеспечивается почти идеальное стехиометрическое сгорание, при котором количество воздуха точно соответстует условиям полного сгорания газа.

В камере сгорания существует небольшое избыточное давление. Оребрение труб и конфигурация змеевика обеспечивают интенсивный теплообмен.

Нужная температура нагретой нефти в выходном коллекторе поддерживается изменением расхода топливного газа, подаваемого на горелки.

В целях обеспечения безопасности эксплуатации печи ПТБ-10 все газовые, воздушные и нефтяные трубопроводы разделены пространственно и имеют специальную окраску. Печь ПТБ-10 полностью соответствует нормативным требованиям, предъявляемым к оборудованию, в котором сжигается газ.

АСУ печи ПТБ-10 собирает и обрабатывает несколько комплектов параметров.

Собираемые параметры:

- расход нефти;

- расход газа.

Контролируемые параметры:

- исходная температура нефти;

- давление нефти во входном коллекторе;

- давление нефти в выходном коллекторе;

- факт наличия пламени на горелках;

- давление запального газа;

- давление топливного газа;

- уровень загазованности атмосферы печи при разогреве;

- температура дымовых газов после горелки;

- температура дымовых газов в пространстве змеевиков.

Регулируемый параметр – температура нефти в выходном коллекторе.

АСУ печей МТБ-10 измеряет и контролирует следующие параметры технологического процесса нагрева нефти:

- входная температура нефти;

- выходная температура нефти;

- давление нефти на входе в змеевики;

- давление нефти на ыходе из системы нагрева;

- расход нефти через выходной коллктор;

- темература дымовых газов;

- контроль пламени на горелках;

- температура воздуха, подаваемого на горелки;

- давление воздуха при подаче на горелки;

- давление топливного газа на входе;

- давление топливного газа, подаваемого на горелки;

- температура топливного газа;

- перепад давления топливного газа;

- давление запального газа;

- уровень загазованности в нескольких контрольных точках установки нагрева;

- контроль состояния и управление клапаном запального газа;

- контроль состояния и управление клапаном топливного газа;

- контроль состояния и управление клапаном на свечу запального газа;

- контроль состояния и управление клапаном на свечу топливного газа;

- управление и контроль состояния клапана отбора проб;

- розжиг запальных горелок;

- регулирование давления топливного газа путем управления электрическим клапаном;

- регулирование подачи воздуха путем изменения частоты вращения вентилятора;

- управление аварийным вентилятором.

В АСУ печами нагрева нефти допускается приеменять только те технические средства и приборы, которые серийно выпускаются в России. Приборы должны быть сертифицированы и допущены к применению в России в системах автоматизации и технологического контроля оборудования, использующих сжигание газа.

**Выбор датчиков давления**

В соответствии с этими условиями для диапазона от 0 до 0,25 МПа были рассмотрены три модели датчиков давления (табл. 5.1).

Были учтены дополнительные требования: допускаемая погрешность не более 0,5 % и температура окружающего воздуха до – 40 °C.

Таблица 5.1 - Датчики давления с измеряемым диапазоном от 0 до 0,25 МПа

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Технические характеристики | МИДА-ДИ-13П-Ех-0,5/0-0,25МПа-У2-01- | Сапфир-22М-Ех-ДИ-2110-11-У2-0,25-0,25МПа-42 | Метран-100-Ех-ДИ-1151-МП3-У2-05-0,25МПа-42 |
| Измеряемое давление, МПа | 0…0,25 | 0…0,25 | 0…0,25 |
| Погрешность, % | 0,5 | 0,25 | 0,5 |
| Выходной сигнал, мА | 4÷20 | 4÷20 | 4÷20 |
| Взрывозащищенность | + | + | + |
| Пыле- и водозащита | IP65 | IP54 | IP65 |
| Температура эксплуатации, °C | -40…+80 | -50…+50 | -40…+70 |
| Гарантия, год | 3 | 3 | 3 |
| Масса, кг | 0,25 | 2 | 2,5 |
| Цена, руб. | 7450 | 10620 | 11900 |

Сравнительный анализ параметров датчиков показал, что датчик Метран-100-Ех-ДИ-1151-МП3-У2-05-0,25МПа-42 лучше всего подходит для АСУ печами МТБ-10. Это наиболее современный датчик с функцией индексаци, которой не имеют другие датчики. Кроме того, имеется вохможность подключения по протоколу HART.

Для другого диапазона давлений - от 0 до 2,5 МПа - были рассмотрены другие модели датчиков давления (табл. 5.2).

Таблица 5.2. - Датчики давления с измеряемым диапазоном от 0 до 2,5 МПа

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Технические характеристики | МИДА-ДИ-13П-Ех-0,5/0-2,5МПа-У2-01-ТУ4212-044-1800448-00 | Сапфир-22М-Ех-ДИ-2120-11-У2-0,25-2,5МПа-42 | Метран-100-Ех-ДИ-1151-МП3-У2-05-2,5МПа-42 |
| Измеряемое давление, МПа | 0…2,5 | 0…2,5 | 0…2,5 |
| Погрешность, % | 0,5 | 0,25 | 0,5 |
| Выходной сигнал, мА | 4÷20 | 4÷20 | 4÷20 |
| Взрывозащищенность | + | + | + |
| Пыле- и водозащита | IP65 | IP54 | IP65 |
| Температура окружающей среды, °C | -40…+80 | -50…+50 | -40…+70 |
| Гарантия, год | 3 | 3 | 3 |
| Масса, кг | 0,25 | 2 | 2,5 |
| Цена, руб. | 7450 | 13620 | 11900 |

По изложенным выше причинам был выбран датчик Метран-100-Ех-ДИ-1151-МП3-У2-05-2,5МПа-42.

**Выбор термопреобразователей**

Для температур от -50 до +100 ˚С и погрешностью 0,5 % можно применить термопреобразователи трех моделей (табл. 5.3).

Таблица 5.3 - Термопреобразователи с измеряемым диапазоном от -50 до +100 0С

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Технические характеристики | ТСМУ-205Ех 120мм--50…+500˚С-0,25%-У1.1 | Метран-281 Exia-120мм-50…+500˚С-0,25%-У1.1 | Метран-286Exia-120мм-50…+500˚С-0,25%-У1.1 |
| Измеряемое давление, 0С | -50…+500 | -50…+500 | -50…+500 |
| Погрешность, % | 0,25 | 0,3 | 0,15 |
| Среды, в которых можно применять | Твердые, жидкие, газообразные и сыпучие, как нейтральные, так и агрессивные | Твердые, жидкие, газообразные и сыпучие, как нейтральные, так и агрессивные | Жидкие и газообразные химически неагрессивные среды |
| Выходной сигнал, мА | 4÷20 | 4÷20 | 4÷20 |
| Взрывозащищенность | OExiallCT6Х | OExiallCT6Х | OExiallCT6 |
| Пыле- и водозащита | IP65 | IP65 | IP65 |
| Гарантия, год | 2 | 2 | 3 |
| Масса, кг | 0,3 | 0,3 | 0,4 |
| Цена, руб. | 1600 | 1790 | 1710 |

Был выбран термопреобразователь Метран-286Exia-120мм-50…+500С-0,25%-У1.1-OEхiallCT6X, имеющий для заданных условий самую малую погрешность и низкую цену.

Для боле высоких темпратур в диапазоне от -50 до +1000 ˚С и погрешностью не более 0,5 % были рассмотрены три модели термопреобразователей (табл. 5.4).

Таблица 5.4 – Термопреобразователи с измеряемым диапазоном от -50 до +1000 оС

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Технические характеристики | ТХАУ-205Ех-16-320мм-0…+1200С-0,25%-У1.1 | Метран-281 Exia-320мм-50…+1000С-0,25%-У1.1 | Метран-286 Exia-320мм-50…+500С-0,25%-У1.1 |
| Измеряемое давление, 0С | -50…+1000 | -50…+1000 | -50…+1000 |
| Погрешность, % | 1,5 | 0,15 | 0,25 |
| Среды, в которых можно применять | Твердые, жидкие, газообразные и сыпучие, как нейтральные, так и агрессивные | Твердые, жидкие, газообразные и сыпучие, как нейтральные, так и агрессивные | Жидкие и газообразные химически неагрессивные |
| Выходной сигнал, мА | 4÷20 | 4÷20 | 4÷20 |
| Взрывозащищенность | OExiallCT6 | OExiallCT6 | OExiallCT6 |
| Пыле- и водозащита | IP65 | IP65 | IP65 |
| Гарантия, год | 2 | 2 | 3 |
| Масса, кг | 0,3 | 0,3 | 0,4 |
| Цена, руб. | 1600 | 1790 | 1710 |

Был выбран преобразователь Метран-281Exia-320мм-50…+1000С-0,25%-У1.1-OEхiallCT6X, имеющий наименьшую погрешность.

**6.1 Как выбрать контроллер**

В настоящее время основой автоматизированного диспетчерского управления технологическими установками является микропроцессорный контроллер.

Микроконтроллер для управления блока печей подогрева нефти должен обладать таким функционалом:

- прием аналоговых сигналов от датчиков;

- конвертация аналоговых сигналов в цифровые;

- масштабирование и усреднение сигналов в соответствии с заложенными алгоритмами;

- фильтрация от посторонних «шумов»;

- проверка достоверности сигналов в соответствии с назначенными диапазонами;

- многократный, высокоскоростной и дублируемый обмен данными с АРМ оператора;

- выработка и передача исполнительным механизмам команд регулирования и управления;

- исполнение команд, поступающих с АРМ оператора.

Система SCADA наиболее полно удовлетворяет всем критериям, предъявляемым к автоматизированным системам регулирования и управления технологическими объектами. Именно к таким объектам относится система газового нагрева нефти.

Микропроцессорная система SCADA состоит из следующих узлов:

- автоматизированное рабочее место оператора (АРМ оператора);

- микропроцессорный контроллер с приведенным выше функционалом;

- комплект датчиков, устанавливаемых непосредственно на печи нагрева нефти (полевые приборы).

Все команды, выработанные контроллером, дублируются в АРМ оператора. Для исполнения некоторых команд, особенно связанных с нештатыми ситуациями, требуется согласие оператора. Таким образом, оператор видит на экране АРМ выполнение всех операций технологического процесса нагрева и при необходимости может вмешаться в процесс.

Микропроцессор системы SCADA обеспечивает прием, обработку и выдачу токовых сигналов величиной от 4 до 20 мА. Входные анаоговые сигналы идут в большинстве случаев от термосопротивлений. Аналоговая схема гальванически отделена от цифровой. Также надежно отделена цепь вхолных сигналов от цепи выходных сигналов.

В схеме дискретного ввода обеспечивается ввод сигналов от 12 до 24 В и током не более 5мА. Дискретный вывод имеет напряжение примерно 220 В и ток до 5 А.

Чтобы автоматизировать блок печей ПТБ-10, разработана автоматизированная система управления (в дальнейшем - АСУ ПТБ) подогревом нефти. Применение этой системы позволяет повысить качество товарной нефти, причем затраты на эксплуатацию ПТБ-10 практически не уеличиваются.

АСУ ПТБ – это комплекс программ и технических средств, управляющих и контолирующих весь технологический процесс подогрева нефти.

АСУ ПТБ состоит из трех уровней управления:

Комплект датчиков и исполнительных механизмов первого уровня устанавливаются непосредственно на печи;

Во второй (средний) уровень управления подогревом входят несколько блоков программируемых логических контроллеров, пульт оператора, а также система управления вентилятором подачи воздуха с частотным регулированием числа оборотов двигателя вентилятора;

В состав третьего (верхнего) уровня управления подогревом нефти входит компьютер управления технологическим процессом, установленный в операторской, на котором функционирует автоматизированное рабочее место (АРМ), с помощью которого оператор удаленно управляет и контролирует весь технологический процесс.

**Структура АСУ ПТБ**

В блок нагрева нефти входит четыре печи ПТБ-10.

Аппаратный комплекс нижнего уровня управления включает несколько датчиков, преобразующих в электрические сигналы основные параметры, характеризующие технологический процесс нагрева нефти: давление нефти и газа, их температуру, расход нефти и газа. Осуществляется масштабирование, преобразование аналоговых сигналов в цифровые, сигналы фильтруются от помех, проверяется достоверность сигналов, нкоторые параметры усредняются.

Исполнительные регулирующие механизмы установлены на печи в соответствующих местах регулирования измеряемых параметров.

Процессор контроллера среднего уровня управления с помощью заложенной программы преобразует полученные сигналы в управляющие команды и передает на верхний уровень управления.

АРМ верхнего уровня управления фиксирует и регистрирует параметры технологического процесса нагрева нефти, сигнализиует о нештатных и аварийных ситуациях, передает команды оператора на средний уровень управления. АРМ регулярно формирует отчеты, передаваемые системе управления всеми технологическими процессами цеха.

На экране АРМ оператор видит состояние технологического процесса в виде мнемосхем, графиков и численных обобщающих данных. Отклонения от штатного технологического процесса сопровождаются звуковыми сигналами.

Блок управления среднего уровня принимает команды от АРМ и преобразует их в управляющие команды для исполнительных регулирующих механизмов. Исполнительные механизмы включают/отключают печи, регулируют подачу воздуха от вентиляторов, управляют многочисленными задвижками и клапанами.

Чтобы автоматизировать блок печей ПТБ-10, разработана автоматизированная система управления (в дальнейшем - АСУ ПТБ) подогревом нефти. Применение этой системы позволяет повысить качество товарной нефти, причем затраты на эксплуатацию ПТБ-10 практически не уеличиваются.

АСУ ПТБ – это комплекс программ и технических средств, управляющих и контолирующих весь технологический процесс подогрева нефти.

АСУ ПТБ состоит из трех уровней управления:

Комплект датчиков и исполнительных механизмов первого уровня устанавливаются непосредственно на печи;

Во второй (средний) уровень управления подогревом входят несколько блоков программируемых логических контроллеров, пульт оператора, а также система управления вентилятором подачи воздуха с частотным регулированием числа оборотов двигателя вентилятора;

В состав третьего (верхнего) уровня управления подогревом нефти входит компьютер управления технологическим процессом, установленный в операторской, на котором функционирует автоматизированное рабочее место (АРМ), с помощью которого оператор удаленно управляет и контролирует весь технологический процесс.

**Структура АСУ ПТБ**

В блок нагрева нефти входит четыре печи ПТБ-10.

Аппаратный комплекс нижнего уровня управления включает несколько датчиков, преобразующих в электрические сигналы основные параметры, характеризующие технологический процесс нагрева нефти: давление нефти и газа, их температуру, расход нефти и газа. Осуществляется масштабирование, преобразование аналоговых сигналов в цифровые, сигналы фильтруются от помех, проверяется достоверность сигналов, нкоторые параметры усредняются.

Исполнительные регулирующие механизмы установлены на печи в соответствующих местах регулирования измеряемых параметров.

Процессор контроллера среднего уровня управления с помощью заложенной программы преобразует полученные сигналы в управляющие команды и передает на верхний уровень управления.

АРМ верхнего уровня управления фиксирует и регистрирует параметры технологического процесса нагрева нефти, сигнализиует о нештатных и аварийных ситуациях, передает команды оператора на средний уровень управления. АРМ регулярно формирует отчеты, передаваемые системе управления всеми технологическими процессами цеха.

На экране АРМ оператор видит состояние технологического процесса в виде мнемосхем, графиков и численных обобщающих данных. Отклонения от штатного технологического процесса сопровождаются звуковыми сигналами.

Блок управления среднего уровня принимает команды от АРМ и преобразует их в управляющие команды для исполнительных регулирующих механизмов. Исполнительные механизмы включают/отключают печи, регулируют подачу воздуха от вентиляторов, управляют многочисленными задвижками и клапанами.

[Вернуться на страницу по рерайту дипломных работ](http://учебники.информ2000.рф/rerait-diplom.htm)

# Полный отчет по antiplagiat-full

Подсвечены фрагменты текстов, которые антиплагиат посчитал заимствованными.

Поскольку была достигнута уникальность 84 % при требуемой 70 %, дальнейшая работа над текстом не проводилась.

\*\*\*

Печь газового нагрева нефти работает в пяти режимах:

1. Вентиляция.

2. Розжиг.

3. Прогрев.

4. Работа.

5. Стоп.

Перед началом работы печь находится в режиме СТОП. Запуск печи производится с пульта оператора командой ПУСК, печь переходит в режим ВЕНТИЛЯЦИЯ. Готовность всех агрегатов печи к началу работы проверяется автоматически, о чем информируется оператор на экране АРМ оператора.

В режиме ВЕНТИЛЯЦИЯ теплообменник печи продувается воздуходувкой в течение 5 минут. Это делается для того, чтобы[**20**](https://users.antiplagiat.ru/report/full/47?v=1&c=0)ликвидировать возможную загазованность. После продувки контролируется атмосфера темлообменника в течение одной минуты. При загазованности 40% автоматика переводит печь в режим СТОП, режим вентиляции нужно будет запустить снова. При загазованности 20% печь продувается до получения чистой атмосферы.

При фиксации чистоты атмосферы в теплообменнике автоматически включается режим РОЗЖИГ. В этом режиме на горелки подается так называемый «запальный» газ, и включается искра в течении 30 секунд. Напряжение на разрядниках снимаетсятолько в том случае, если[**20**](https://users.antiplagiat.ru/report/full/47?v=1&c=0) стали работать все четыре горелки. Если хотя бы на одной горелке нет пламени, подается сообщение на экран оператора, розжиг прекращается.

После того, как автоматика удостоверилась в штатном окончании розжига, закрывается затвор запального газа и открывается затвор подачи в камеры сгорания основного топливного газа. Начинается режи ПРОГРЕВ, который длится около 10 минут – до достижения нужной температуры нагреваемой нефти.

Закончив ПРОГРЕВ, печь автоматически переходит в режим РАБОТА.

Величина нужной температура[**13**](https://users.antiplagiat.ru/report/full/47?v=1&c=0) задается оператором с пульта. Автоматика поддерживает заданную температуру путем изменения давления (расхода) газа.

Если датчики покажут отклонения от штатного режима работы, сообщение об этом идет на пульт оператора, автоматика прекращает подачу газа, на 5 минут включается послеостановочная продувка теплообменника.

Штатная остановка работы печи выполняется по команде оператора. Автоматика прекращает подачу газа[**13**](https://users.antiplagiat.ru/report/full/47?v=1&c=0) и на 5 минут включает продувку. После этого печь автоматически переходит в режим СТОП.

Микропроцессорная система SCADA имеет три разновидности:

- InTouch 9.5;

- iFIX 3.5;

- GENESIS32.

Все три разновидности работают под управлением операционной системы Windows NT/2000, поддерживают OPC- и ActiveX-технологии, а также реляционные Базы Данных и регулярные обновления. Все разновидности имеют удобный интерфейс.

Языки программирования и протоколы интерфейсов различаются (см. табл. 1.1). Кроме того, система GENESIS32 8.0 имеет более удобный интерфейс на русском языке и соответствующую поддержку.

В пакет GENESIS32 8.0 входят весьма удобные клиентские приложения, соответсвующие спецификации OPC: GraphWorX32, TrendWorX32, AlarmWorX32 и ScriptWorX32. Причем эти приложения могут быть заказаны и работать как в составе комплекса SCADA, так и автономно.

Таблица 1.1 - Сравнительные характеристики SCADA-систем

Наименование параметра InTouch 9.0 iFIX[**9**](https://users.antiplagiat.ru/report/full/47?v=1&c=0) 3.5 GENESIS32 8.0

Встроенные языки программирования Visual Basic, С VBA 6.3 VBA 6.3

Поддерживаемые сетевые протоколы SuiteLink, NetDDE, TCP/IP NetDDE, TCP/IP NetDDE, TCP/IP[**9**](https://users.antiplagiat.ru/report/full/47?v=1&c=0)

Было принято решение, что для наших условий наиболее предпочтительной разновидностью системы SCADA является пакет GENESIS32 8.0.

Фирма Iconics может поставить широкий набор дополнительных приожений и инструментальных средств разработки клиентских программных приложений для конкретных условий управления и регулирования:

WebHMI,

DataWorX32,

Pocket GENESIS,

Библиотека символов Symbols32 Library,

ActiveX ToolBox,

AlarmWorX32 Multimedia,

OPC-серверы[**15**](https://users.antiplagiat.ru/report/full/47?v=1&c=0) Iconics,

OPC-серверы[**15**](https://users.antiplagiat.ru/report/full/47?v=1&c=0) стороних фирмам,

OPC ToolWorX,

ActiveX ToolWorX,

BizViz.NET (ReportWorX.NET, BridgeWorX.NET, PortalWorX.NET, MobileHMI.NET[**15**](https://users.antiplagiat.ru/report/full/47?v=1&c=0) ).

Функционал GENESIS32 8.0 покрывает все существующие и перспективные потребности управления и регулирования технологических объектов.

GENESIS32 8.0 строго соответствует стандартам OPC (ОРС Data Access 3.0, ОРС A&E 1.1, OPC HDA 2.0 и OPC XML DA), что обеспечивает корректный обмен данными между различными системами автоматизации и управления технологическим объектами. Система имеет единый навигатор данных, позволяет хранить всю историю реального процесса управления и получать оперативный доступ к архивным данным.

GENESIS32 8.0 может в реальном времени обмениваться данными с автономными или встроенными базами данных MS SQL Server, Oracle, MS Excel, MS Access, и другим, которые поддерживают OLEDB и ODBC интерфейсы. Системы связи с БД позволяют формировать разнообразные отчеты в формате Crystal Report, оперативно выбирать и агрегировать данные путем использования всех стандартных средств управления перечисленными базами данных.

Могут быть разработаны часто употребляемые процедуры управления данными. Могут быть разработаны сценарии на языках VBA 6.3, VBScript, JScript. Поддерживаются технолгии OLE и ActiveX.

Выбранная разновидность SCADA имеет мощные средства визуализации всех оператиных и архивных данных, что существенно ускоряет принятие оперативных решений, позволяет быстро анализировать динамику параметров управления за любой период. Доступна «обратная прокрутка» графических данных с нужной скоростью, пошаговый просмотр, формирование идеальной модели поведения объекта управления и сравнение реальных данных с идеалом, могут быть выявлены критические события. Графическая интерпретация может быть любой: линейчатой, круговой, в виде гистограммы и др. Данные для графики могут быть выбраны из различных хранилищ и объединены. Срочные сообщения оператору могут иллюстрироваться средствами мультимедиа.

GENESIS32 8.0 имеет систему локальных и глобальных псевдонимов, которая позволяет оперативно переключаться между всеми источниами данных, формировать локальные серверы текущих и исторических данных по любым сгенерированным профилям.

GENESIS32 8.0 имеет средства формирования рспределенных систем на основе Интернет/Интранет по протоколам TCP/IP и SOAP/XML.

Система имеет все современные средства резервного копирования и защиты данных, переключения на резервные серверы. Имеется мощная система защиты от несанкционированного проникновения в систему управления технологическими процессами на основе распределенной системы разграничений индивидуальных прав доступа к различным комплексам данных и подсистем управления. Права доступа могут быть совмещены с системами табельного контроля работников и временыыми изменениями их функций.

Все действия оператора фиксируются и архивируются.

Средства управления проектами предоставляют все основные возможности CRM-систем, а также подготовку WEB-публикаций и совместимость с пакетом Microsoft Source Safe.

GENESIS32 8.0 имеет систему диагностики собственной работоспособности, контроля достоверной передачи и приема данных.

Программный пакет GENESIS32 8.0 предъявляет такие требования к аппаратному обеспечению:

- компьютер с частотой не менее 1,2 ГГц;

- оперативная память не менее 512 Мбайт;

- свободное место на жестком диске не менее 2 Гбайт[**13**](https://users.antiplagiat.ru/report/full/47?v=1&c=0) .

В данной работе рассматривается Автоматизированная Система Управления (АСУ) печами нагрева нефти ПТБ-10. Ниже подробно рассматривается конструкция этих печей.

Трубчатая блочная печь ПТБ-10 состоит из следующих блоков (три первых блока – основные):

- основание печи;

- трубчатая теплообменная камера (теплообменник змеевиковый);

- агрегат вентиляторный;

- дымовые трубы;

- площадка обслуживания;

- блоки взрывных клапанов (3 шт.);

- лестница-стрмянка;

- система трубопроводов подачи и выдачи нагреваемой нефти;

- система трубопроводов газа;

- монтажные и крепежные детали.

В теплообменной камере нефть проходит внутри змеевиков, которые с внешней стороны нагреваются продуктами горения газа.

В верхней части четырех камер сгорания имеются сопла-диффузоры, через которые очень горячие продукты горения (1600-1700 °С) поступают в пространство теплообменника со скоростью 100-120 м/сек. Раскаленные газообразные продукты горения инжектируют из нижних и боковых частей камеры уже охлажденную газовую смесь (кратность подсоса составляет 2,5-3,0), создают интенсивную рециркуляцию, и охлажденные до 700-900 °С газообразные продукты проходят между трубами змеевика. Трубы змеевика имеют наружное оребрение, горячая смесь проходит поперек труб между ребрами, отдавая тепло нагреваемой нефти. Конструкция ребер и расположение труб в змевике обеспечивают интенсивный теплообмен, не допускают перегрев как металла труб, так и нефти.

На блоке основания печи устанавливаются четыре камеры сгорания, трубопроводы подачи газа к камерам сгорания и запальным горелкам, воздуховоды подачи воздуха на горелки.

Отдельный блок подготовки топливного и запального газа[**17**](https://users.antiplagiat.ru/report/full/47?v=1&c=0) размещен в специальном укрытии с внешней теплоизоляцией. В блоке имеется запорная и регулирующая арматура, трубопроводы и приборы безопасности.

Вентиляторный агрегат установлен на металлической раме-основании и включает центробежный вентилятор с приводом от асинхронного электродвигателя. Между выходным валом двигателя и валом вентилятора имеется клиноременная передача, защищенная металлическим кожухом. В вентиляторном блоке смонтированы также воздуховоды - приемный и нагнетательный.

Для обслуживания теплообменной камеры имеется площадка. Взрывные предохранительные клапаны, расположенные на боковых сторонах теплообменной камеры, обслуживаются с лестницы-стремянки.

Использованные продукты горения (дымовые газы) удаляются в атмосферу через четыре дымовые трубы.

Нагреваемая нефть поступает в нижние части четырех змеевиков, расположенных параллельными блоками внутри теплообменной камеры. Нагревшись в змеевике, нефть поступает в выходной коллектор.

В отличие от многих других[**20**](https://users.antiplagiat.ru/report/full/47?v=1&c=0) печей нагрева нефти, теплообменная камера печи ПТБ-10 обеспечивает равномерный поверхностный, «мягкий» нагрев нефти, не допускает перегрева и тем самым не допускает появления условий для коксообразования.

Во всем пространстве теплообменной камеры формируется равномерная температура, что обеспечивается интенсивным перемешиванием и рециркуляцией продуктов сгорания газа. Этому также способствует высокая скорость движения газообразных продуктов от камер сгорания.

[Вернуться на страницу по рерайту дипломных работ](http://учебники.информ2000.рф/rerait-diplom.htm)