

Построение АСУ ТП с использованием принципа секционирования функций

Ильдар Ситдиков, Ринас Фархетдинов, Фанис Якупов

В статье рассмотрены особенности построения АСУ ТП нефтепромысловых объектов первичной подготовки нефти, основанные на принципе секционирования функций, реализация которого позволяет уменьшить сроки проектирования, монтажа и запуска объектов. Приведён перечень требований для проектирования секций автоматизации, дано описание аппаратно-программного обеспечения типовых секций различного назначения. Показаны возможности интерфейса оператора. Обосновано применение в качестве базового оборудования изделий компаний Rittal, Siemens, VIPA.

ВВЕДЕНИЕ

В течение длительного времени ООО «Нефтяные технологии» занимается созданием и внедрением в производство АСУ ТП для нефтедобывающей промышленности.

На нефтяных промыслах традиционно используют централизованную схему сбора и подготовки нефти. Сбор продукции производят от группы скважин на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ). От каждой скважины по индивидуальному трубопроводу на АГЗУ поступает нефть вместе с газом и пластовой водой. На АГЗУ производится учёт точного количества жидкости от каждой скважины. Далее жидкость поступает по сборному коллектору через дожимные насосные станции (ДНС) на центральный пункт сбора (ЦПС). На ЦПС сосредоточены установки по подготовке нефти и воды. На установке по комплексной подготовке нефти (УКПН) выполняются необходимые технологические операции для получения в качестве выходного продукта этой установки нефти с незначительным содержанием газа и воды. Газ, полученный в результате дегазации жидкости, поступает по газопроводу на ГПЗ (газоперерабатывающий завод), а пластовая вода по трубопроводу – в систему ППД (поддержания пластового давления). Малые нефтяные компании Республики Татарстан (РТ) и добывающие подразделения ОАО «Татнефть» широко используют установки, совмещающие

ДНС с установками предварительного сброса воды (УПСВ).

С целью уменьшения влияния человеческого фактора на технологию подготовки нефти и получения достоверных сведений о технологических параметрах на объектах устанавливают различного рода средства автоматизации: исполнительные механизмы (электро-механические клапаны), датчики давления и температуры, уровнемеры, влагомеры, расходомеры и т.д. Контроль и управление носят централизованный характер: сигналы от средств автоматизации локализуются в одном месте – в операторной, где они обрабатываются.

Следует отметить, что многие объекты нефтепромыслов не подвергались

системной модернизации практически с 1970–1990 годов, то есть со времени их строительства. Однако расширение объектов, отдельные технологические изменения оборудования, установка новых приборов и другие подобные реконструкции обычно требуют некоторых локальных модернизаций, выполнение которых часто поручается внутреннему штату нефтепромысла, далеко не всегда следующему основам норм и правил электромонтажа. В результате встречаются объекты, напоминающие сцены фантастических фильмов о русских космических кораблях, где как попало установлены приборы со свисающими во все стороны проводами, зияют рваные дыры в щитах аппаратуры,



Установка подготовки нефти Чеканского нефтяного месторождения

но, как ни странно, всё в рабочем состоянии и всё продолжает функционировать. К сожалению, объекты с такими «заплатками» работают годами, ибо «нет ничего более постоянного, чем временное».

Технология модернизации

Анализируя специфику нефтепромысловых объектов малых нефтяных компании РТ и подразделений ОАО «Татнефть» на основе опыта, накопленного в ходе их модернизации, нашей организацией ООО «Нефтяные технологии» была разработана технология модернизации и автоматизации таких объектов, охватывающая этапы от проектирования до ввода в эксплуатацию. Основными составляющими этой технологии являются:

- проектирование – Eplan Electric P8;
- производство оборудования и комплектация материалами – 1С: УПП (управление производственным предприятием);
- система электронного размещения заказов поставщикам;
- производство работ и сметные расчёты – Гранд-Смета;
- нижний уровень АСУ ТП – Siemens STEP7 (патент «Технология ДНС»);
- верхний уровень – Siemens WinCC (патент «WinCC-ДНС»);
- система электронной сдачи отчётов (налогов) и электронный банк.

В период с 2002 по 2010 год организацией ООО «Нефтяные технологии» был разработан стандарт предприятия по модернизации и автоматизации объектов первичной подготовки нефти, регламентирующий комплекс аппаратно-программных средств на базе компонентов промышленной автоматизации компаний Rittal, Siemens, VIPA и др. Основной идеей построения такого комплекса, позволяющей в несколько раз сократить сроки проектирования и запуска этих объектов, является модульный принцип формирования системы управления на базе стандартных шкафов Rittal TS8 с установленной в них распределённой системой ввода-вывода сигналов. Основное отличие от традиционных схем автоматизации – это отсутствие центрального шкафа контроллера и, соответственно, отсутствие кросс-шкафов, а также многочисленных кабельных соединений от оборудования до контроллера (все соединения заканчиваются в шкафах-модулях, которые объединены в локальную сеть).

Цели и задачи комплекса

Проблема внутренней стандартизации подходов к созданию АСУ ТП остро встала перед предприятием в связи с возрастающим количеством объектов, подлежащих модернизации (автоматизации), и объектов, находящихся на обслуживании. В целях решения данной проблемы был создан комплекс аппаратно-программных средств, который обеспечивал выполнение следующих задач:

- уменьшение сроков проектирования (проектанту необходимо набрать по принципу конструктора Lego необходимые модули, разместить их в операторной и указать подключаемые датчики и механизмы);
- уменьшение сроков монтажа и запуска объектов (модули собираются и отлаживаются в заводских условиях, на объекте требуется только подключение внешних датчиков и исполнительных механизмов);
- обеспечение возможности интеграции с другими системами автоматизации (за счёт стандартных сетевых соединений);
- уменьшение опасности аварийных ситуаций на объектах за счёт обязательного наличия аппаратного ручного управления оборудованием без участия технологического контроллера;
- обязательное соблюдение норм взрывобезопасного подключения оборудования (соответствующие схемные решения заложены в самих шкафах);
- обеспечение возможности быстрого расширения системы (за счёт добавления или замены модулей);
- обеспечение простоты обслуживания и уменьшение числа возможных неисправностей (однотипные решения во всех шкафах);
- создание привлекательных с точки зрения эргономики рабочих мест (как показывает практика, «красиво» оборудованные операторные стимулируют культуру производства – обслуживающий персонал начинает использовать современные материалы, инструменты и ищет лучшие варианты установки приборов).

Основные принципы проектирования секций автоматизации

Учитывая опыт внедрения АСУ ТП на различных объектах, было принято решение о создании аппаратно-программных модулей с принципом



Рис. 1. Размещение оборудования в разработанных секциях различного назначения

секционирования функций. Что это означает? Конструктивно системы комплекса представляют собой набор однотипных шкафов (секций), в которых размещено оборудование различного назначения, реализующих на современном уровне требований определённые функции по контролю и управлению объектом. Набор секций разного функционального назначения может варьироваться в зависимости от потребностей и особенностей конкретного объекта. Каждая секция выполняет только свойственные ей задачи: если это секция управления насосами, то здесь реализуется схема управления N -м количеством насосов; если секция предназначена для ввода данных с уровнемеров, то в ней обслуживаются только уровнемеры и т.д. В настоящее время создано около 20 видов секций (рис. 1), и по желанию заказчиков набор секций может быть расширен.

Методика построения АСУ ТП объекта с применением секций заключается в следующем: на объекте подсчитывается общее количество однотипных приборов, исполнительных механизмов и соответственно подбираются необходимые секции, например для имеющихся на объекте 10 регулирующих клапанов предлагается секция управления клапанами на 12 элементов и т.д. Полученный набор секций определяет систему управления объектом. Проектировщику остаётся только их разместить в помещении операторной и распределить, где какой параметр будет отображаться.



Рис. 2. Операторная ДНС Западно-Бурейкинского месторождения

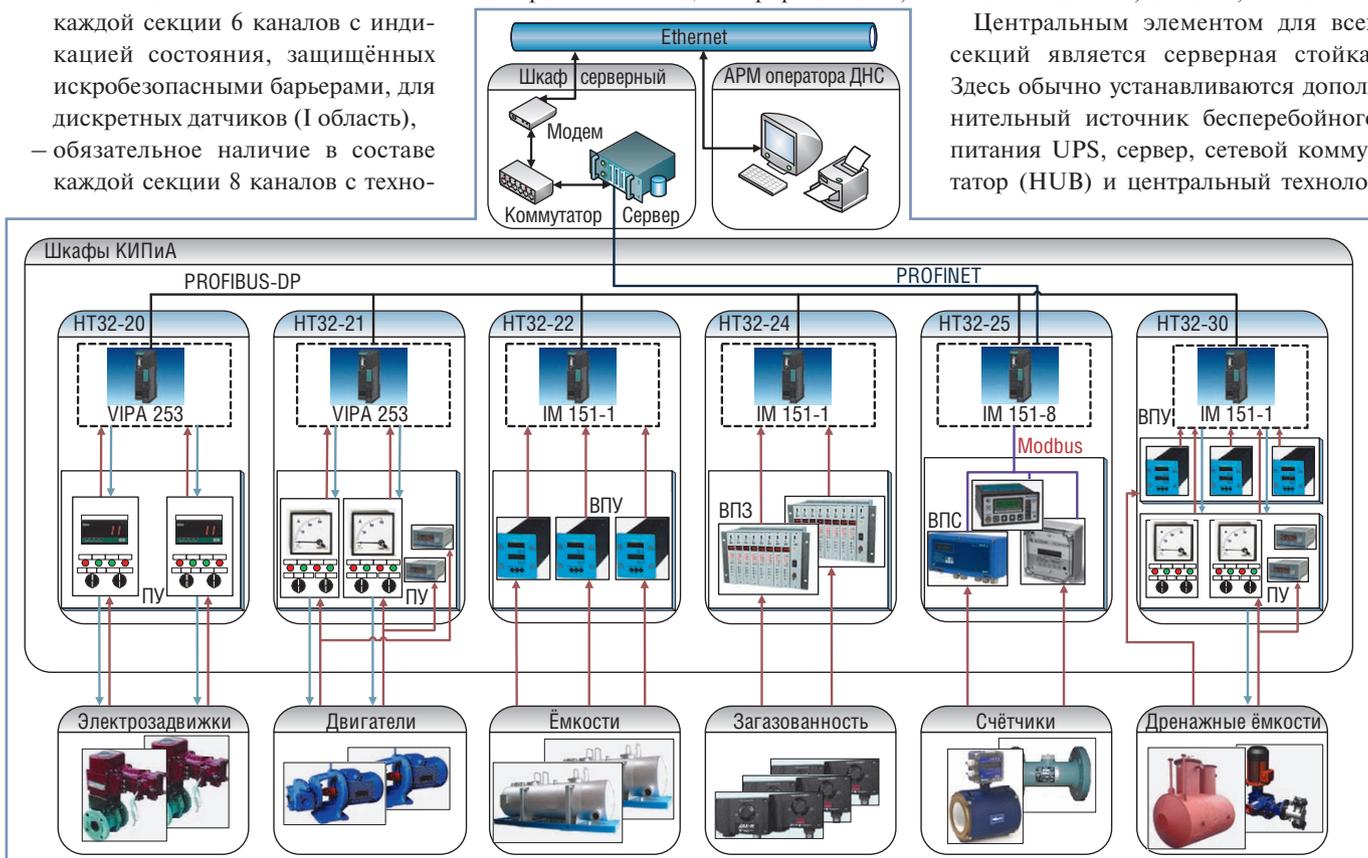
Разработан перечень основных требований для проектирования секций автоматизации:

- габаритные размеры шкафов (секций) – 600×600×2000 мм;
- обязательное наличие сетевого интерфейса;
- использование модулей распределённого ввода-вывода компаний Siemens, VIPA, Schneider Electric и т.д.;
- однотипный внешний вид шкафов (секций), разделение шкафа (секции) на области в соответствии со следующими требованиями:
 - обязательное наличие в составе каждой секции 6 каналов с индикацией состояния, защищённых искробезопасными барьерами, для дискретных датчиков (I область),
 - обязательное наличие в составе каждой секции 8 каналов с техно-

- логическими индикаторами, защищённых искробезопасными барьерами, для аналоговых датчиков 4...20 мА (II область),
- расположение приборов или органов управления в рабочей зоне (III область);
- для секций управления – обязательное наличие ручного управления.

КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ

Для размещения оборудования секций было принято решение применять шкафы TS8 немецкой фирмы Rittal,



Условные обозначения: ПУ – пост управления; ВПУ – вторичные преобразователи и индикация уровня; ВПЗ – вторичные преобразователи и индикация загазованности; ВПС – вторичные преобразователи счётчиков нефти, воды, газа.

Рис. 3. Структурная схема АСУ ТП ДНС-1С Западно-Бурейкинского месторождения

специализирующейся на производстве конструктивов промышленного назначения. Простота при монтаже и установке этих шкафов позволяет сократить рабочие сроки проекта. Технология изготовления лицевых панелей лазерной резкой обеспечивает точность всех геометрических размеров под установку индикаторов и средств измерения.

Данный тип шкафов позволяет соединять секции между собой в один ряд (рис. 2). В конце ряда шкафов устанавливается секция кабельного ввода. Ряд секций, установленный в операторной, образует стенку двухстороннего доступа: спереди располагаются все приборы, сзади – дверцы для их обслуживания.

КЛАССИФИКАЦИЯ СЕКЦИЙ

В соответствии с изложенными принципами проектирования на сегодняшний день разработан ряд базовых секций, на основе которых формируются системы управления. Модификации базовых секций отличаются количеством устанавливаемых приборов в рабочей зоне и типом контроллеров. Существуют секции, выполненные с использованием контроллеров Siemens, VIPA, Schneider Electric, Beckhoff, ICP DAS.

Центральным элементом для всех секций является серверная стойка. Здесь обычно устанавливаются дополнительный источник бесперебойного питания UPS, сервер, сетевой коммутатор (HUB) и центральный техно-

гический процессор Siemens S7-300 или его аналог компании VIPA. Подключение секций контроля и управления происходит посредством интерфейсного модуля Siemens IM 151-8 по протоколу PROFIBUS-DP. Связь с верхним уровнем осуществляется посредством коммуникационного процессора Siemens CP-343-1.

На рис. 3 приведена структурная схема АСУ ТП ДНС-1С, реализованной на Западно-Бурейкинском месторождении по описанному принципу использования типовых секций. В данном проекте задействованы следующие типы секций: НТ32-20, НТ32-21, НТ32-22, НТ32-24, НТ32-25, НТ32-30.

НТ32-20 – секции контроля и управления клапанами с электрическими приводами (МЭОФ, АУМА и т.п.). В рабочей зоне располагается до 12 постов управления. Каждый пост состоит из переключателя режима работы «Ручной/Выкл./Автомат», переключателя «Открыть/Закрыть», светодиодов крайних положений «Открыто» и «Закрыто», индикатора положения клапана, выраженного в процентах в диапазоне 0...100% (0% – закрыто, 100% – открыто). В автоматическом режиме клапаны работают по заданию от внутренних регуляторов технологического контроллера (поддержание уровня, давления и т.п.). Внутренние регуляторы программно могут быть привязаны к любому посту управления.

НТ32-21 – секции контроля и управления электродвигателями насосных агрегатов. Внешний вид данной секции показан на рис. 4. В рабочей зоне располагается до 12 постов управления. Каждый пост состоит из переключателя режима работы «Откл./Ручной/Автомат», переключателя «Стоп/Пуск», 4 светодиодов аварийных сигнализаций, индикатора (или амперметра) тока нагрузки электродвигателя. В режиме «Автомат» насос работает по заданным уставкам технологического процесса. Привязку управляемого сигнала можно выполнить к любому технологическому параметру (уровень в ёмкости, давление, расход и т.п.), задав уровни сигнала на включение или выключение привода насоса. В режиме «Откл.» исключается возможность включения насоса с местного или с внешних постов управления, а также по командам контроллера. Режим «Ручной» предполагает управление работой насосов с постов управления без вмешательства технологического контроллера.

НТ32-22 – секции ввода информации с различных уровнемеров (У-1500, УМФ-300 и т.д.). Блоки вторичных преобразователей уровнемеров устанавливаются в подготовленные места в рабочей зоне секций. Практически все вторичные преобразователи уровнемеров имеют токовые выходы 4...20 мА, что позволяет вводить данные через аналоговые входы контроллерных модулей или по интерфейсу RS-485. Разработаны модификации данной секции для различных видов преобразователей уровней и на разное их количество, например для установки до 12 контроллеров ГАММА-8М, до 8 преобразователей У-1500 и т.д.

НТ32-24 – секции контроля загазованности объекта. В рабочей зоне этих секций устанавливаются вторичные приборы датчиков загазованности. Например, при установке 4 приборов БПС-21-11ВЦ общее количество каналов контроля загазованности достигает 44. Данные с приборов вводятся в контроллер по интерфейсу RS-485 (при наличии) или через модули многоканального дискретного ввода. Внешний вид секции контроля загазованности показан на рис. 5.

Все вторичные преобразователи приборов учёта (счётчиков) нефти, воды и газа размещены в секции **НТ32-25**, показания приборов считываются через стандартные протоколы.

Информация об уровне и состоянии двигателей в дренажных ёмкостях поступает в секцию **НТ32-30**.

НИЖНИЙ УРОВЕНЬ («ТЕХНОЛОГИЯ ДНС»)

Нижний уровень системы реализован на базе модуля центрального процессора CPU314 Siemens SIMATIC S7-300. Он осуществляет контроль и управление секциями, сбор информации со счётчиков по встроенным интерфейсам PROFIBUS-DP. Программное обеспечение нижнего уровня разработано на языке STEP7-SCL. Для удобного конфигурирования тегов верхнего уровня обработанные данные нижнего уровня хранятся в блоках данных (DB).

Основные функциональные возможности программного обеспечения нижнего уровня:

- чтение аналоговых сигналов с приведением их к диапазону измерения датчиков;
- управление электроклапанами при помощи трёхпозиционного ПИД-регулятора (открыть/закрыть/стоп);



Рис. 4. Секция контроля и управления электродвигателями

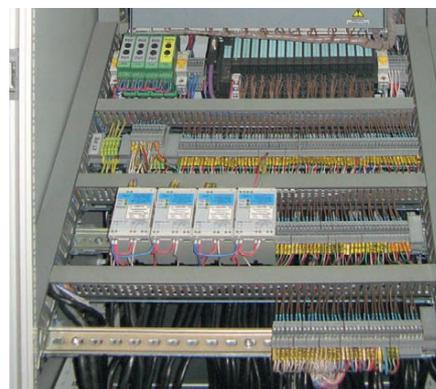


Рис. 5. Секции контроля загазованности с установленными приборами БПС-21-11ВЦ

- контроль и управление электродвигателями;
- сбор информации с вторичных преобразователей счётчиков на основе протокола Modbus RTU.

Данное программное обеспечение зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ.

ВЕРХНИЙ УРОВЕНЬ («WINCC-ДНС»)

Основу верхнего уровня системы управления составляет сервер, работающий под управлением операционной системы Microsoft Windows Server 2003. В качестве SCADA выбрано программное обеспечение фирмы Siemens WinCC 7.0 SP1. Как дополнительная опция на сервере установлен пакет Web

Navigator, что делает возможным подключение клиентских ПЭВМ посредством Интернет-браузера. Связь верхнего уровня с системой управления организована по протоколу TCP/IP с использованием сетевой карты и коммуникационного процессора CP 343-1 Lean фирмы Siemens.

Автоматизированное рабочее место оператора реализует такие функции, как визуализация состояния объектов технологического процесса, управленческие объектами технологического процесса, контроль аварийных ситуаций и выдача соответствующего сообщения и звукового сигнала, архивирование параметров процесса, предоставление различной отчётной информации как в табличном виде, так и в виде трендов.

Визуализация состояния объектов технологического процесса производится в режиме реального времени и предполагает отображение:

- состояния насосных агрегатов, статистической информации и режима работы;
- положения электрических задвижек в процентном соотношении и текущего режима работы;
- показаний датчиков уровня, давления, температуры, нагрузки двигателя;
- информации о количестве транспортируемой жидкости, газа;
- параметров настройки датчиков, ПИ-регуляторов задвижек;
- состояния датчиков загазованности на территории объекта.

Управление объектами технологического процесса реализуется следующими операциями:

- запуск и остановка насосных агрегатов;
- установка в определённое положение, открытие и закрытие электрических задвижек, настройка коэффициентов ПИ-регулятора, установка привязки сигнала для автоматического регулирования;
- настройка диапазонов датчиков, задание предупреждающих и технологических уставок по верхнему и нижнему уровням, привязки к насосному агрегату.

Система выдаёт следующие аварийные сообщения:

- об аварийной остановке или неудачном запуске насосных агрегатов с указанием наименования агрегата;
- о переключении режимов работы насосных агрегатов и электрических задвижек;

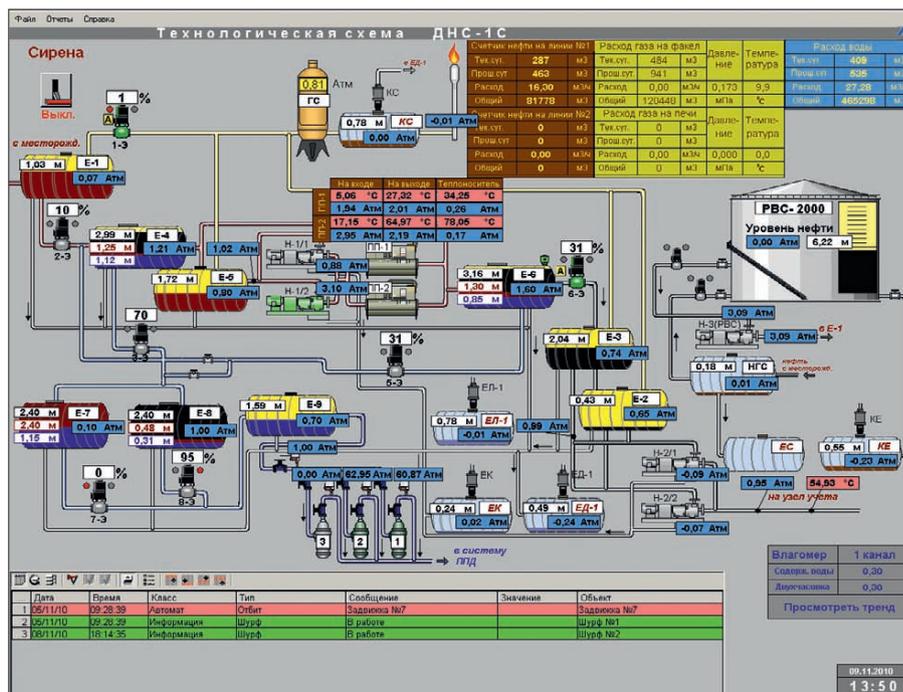


Рис. 6. Основная мнемосхема АСУ ТП ДНС-1С Западно-Бурейкинского месторождения

- о превышении допустимого уровня загазованности с указанием места обнаружения этого события;
- о превышении значений предупреждающих уставок;
- о пропадании напряжения питания на насосных агрегатах и электрических задвижках;
- о превышении предельных значений уровней по показаниям сигнализаторов уровня;
- о нарушении связи с отдельными секциями управления.

На рис. 6 представлена основная мнемосхема АСУ ТП ДНС-1С Западно-Бурейкинского месторождения. Она содержит меню для перехода в другие окна с целью просмотра трендов и архива аварийных сообщений, а также просмотра и печати отчётов по контролируемым параметрам. Помимо этого основная мнемосхема отражает технологическую схему ДНС-1С, на которой прорисованы все её основные объекты. Контролируемые параметры индицируются в виде числовых значений с единицами измерения, работа насосных агрегатов сопровождается цветовой индикацией их состояния. Каждый сигнал, соответствующий

контролируемому параметру, имеет окно конфигурирования, которое вызывается нажатием клавиши мыши (рис. 7). Также предусмотрен просмотр состояния по каждому из насосных агрегатов (рис. 8). В автоматическом режиме возможны запуск и остановка двигателя.

Формирование отчётов реализовано с использованием компонента User Archive и приложения Microsoft Excel, что позволяет Web-клиентам у себя на рабочем месте распечатать интересующий их отчёт.

РЕЗУЛЬТАТЫ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМЫ

К настоящему времени комплекс программно-аппаратных средств успешно внедрён на предприятиях ЗАО «Геология» (Чеканское месторождение).

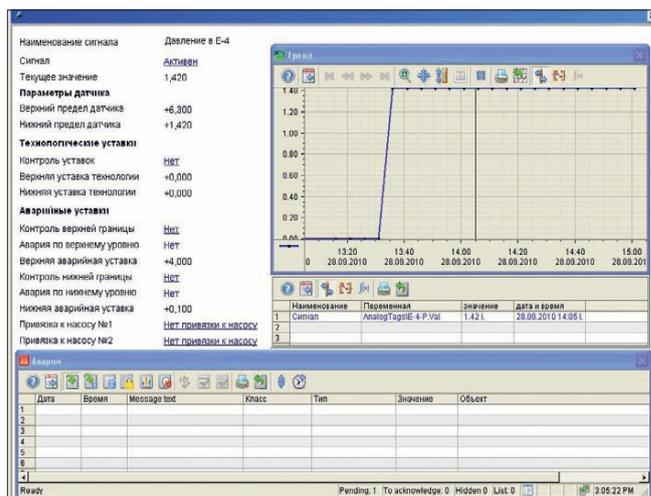


Рис. 7. Окно конфигурирования сигнала уровня ёмкости

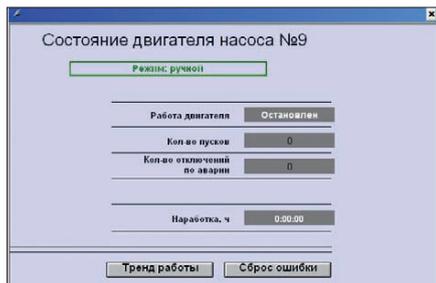


Рис. 8. Окно состояния и управления электродвигателями

ние), ЗАО «Алойл» (Алексеевское месторождение), ООО «Благодаров-Ойл» (Солдатское месторождение), ОАО «Татойлгаз» (Урустамакское и Кузайкинское месторождения), ООО «ТНГК-Развитие» (Западно-Бурейкинское месторождение), ОАО «Шешмаойл» (Новошешминское месторождение).

На ДНС Западно-Бурейкинского месторождения по принципу секционирования собраны в единый комплекс 6 секций контроля и управления процессом подготовки нефти (рис.2). В составе комплекса применены секции НТ32-20, НТ32-21, НТ32-22, НТ32-24, НТ32-25, НТ32-30, что позволяет произвести сбор данных с 96 аналоговых датчиков с токовым выходом 4...20 мА, принять 170 дискретных сигналов и сформировать до 44 управляющих воздействий. Также в комплексе предусмотрен обмен информацией с вторичными приборами типа ИМ2300, Vega-03, ВЗЛЁТ ИВК по протоколу Modbus. По принципу секционирования собрана силовая часть управления насосами и электродвигателями (рис. 9). В качестве силовых элементов используется оборудование Siemens, ABB, Rittal.

На ДНС Урустамакского месторождения по принципу секционирования объединены вместе 8 секций сбора и обработки данных с общим количеством аналоговых сигналов 128, дискретных входов 308 и выходов 112. Сбор данных с полевых устройств организуется с помощью модулей ОТВ (Schneider Electric). Связь между секциями построена с использованием протокола Modbus. В качестве master-устройства выбран шлюз LUF7, основной задачей которого является опрос модулей ОТВ и выдача информации в сеть PROFIBUS-DP. В качестве основного контроллера применён контроллер фирмы Siemens CPU 315-2 DP, отвечающий требованиям

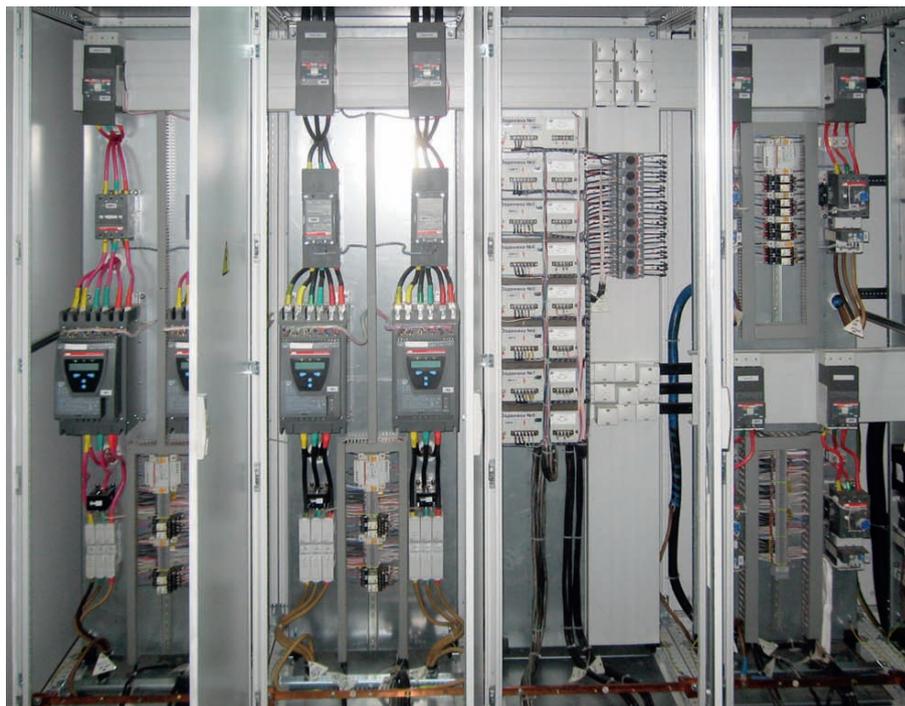


Рис. 9. Силовая часть управления насосами и электродвигателями

надёжности и быстрой обработки информации.

Внедрение систем позволило значительно облегчить труд операторов, полностью или частично освободить их от решения некоторых задач, наглядно отражать протекание процесса переработки нефти, своевременно реагировать на отклонения в технологии, автоматически поддерживать давление или уровень посредством ПИД-регулирования. Реализованные при этом функции защиты оборудования от перегрузки создали условия для увеличения его срока службы.

Использование готовых решений в виде секций, реализующих различного рода функции, позволяет компоновать систему в кратчайшие сроки и удовлетворять потребности любого заказчика.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проектирование систем по принципу модульности позволяет сократить время на разработку и внедрение проекта, реализовать в одной секции функ-

ции индикации и обработки данных, сократить пространство, занимаемое оборудованием. По желанию заказчика секции могут компоноваться оборудованием различных производителей и адаптироваться к различным задачам, что обусловлено гибкостью самого подхода к решению. Применение современных высококачественных контроллеров и модулей ввода/вывода компаний Siemens, VIPA и Schneider Electric характеризует созданную на их базе систему как надёжно функционирующий комплекс, способный обрабатывать сотни сигналов без уменьшения времени реакции на заданные события.

Процесс пусконаладки занимает немного времени. Это обусловлено тем, что секции, поставляемые на объект, заранее проходят проверку и тестирование специализированным персоналом. В целом процесс пусконаладки ограничивается конфигурированием и настройкой оборудования, вводом диапазонов датчиков, привязкой сигналов ПИД-регулирования и настройкой их параметров.

Опыт внедрения показал, что комплекс, скомпонованный по принципу секционирования, способен удовлетворить все потребности заказчика, легко масштабируется, отвечает действующим требованиям по надёжности, точности обработанной информации и скорости реакции на аварийные ситуации. ●

 <p>НЕФТЯНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ</p> <p>Проектирование, поставка монтаж, сервисное обслуживание АСУТП нефтяной промышленности</p>		Реклама
АСУТП по подготовке нефти	Система диспетчеризации объектов добычи нефти	
ДНС, УПСВ, УПН, УУН	ЭЦН, ШГН, АГЗУ, КНС	
г. Набережные Челны, гараж-2000, оф.3-1-3		
тел.: (8552) 44-55-59, http://www.oiltexno.ru		