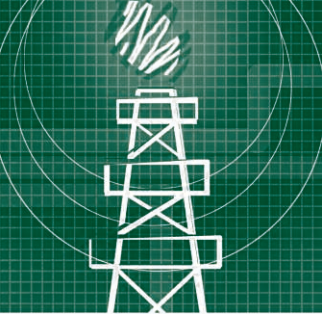




Автоматизация установки комплексной подготовки газа на базе отказоустойчивой системы S7-400H

Павел Камский

В статье описана автоматизированная система установки комплексной подготовки газа, внедрённая и используемая на газоконденсатном промысле ООО «Севернефть-Уренгой» (г. Новый Уренгой). АСУ ТП создана на базе современных аппаратных средств с использованием отказоустойчивой системы автоматизации S7-400H фирмы Siemens и SCADA-системы WinCC 6.0.

ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Полное наименование объекта, описанного в данной статье, — установка комплексной подготовки газа (УКПГ). УКПГ разработана и изготовлена ЗАО НТК «Модульнефтегазкомплект» (г. Уфа). Рабочий проект привязки выполнен ООО НИПФ «ТЭРМ» (г. Тюмень). Внешний вид установки показан на рис. 1. Она была введена в эксплуатацию в 2007 году. Расположена на территории Ямало-Ненецкого автономного округа (среднегодовая температура воздуха минус 7,8°C, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца января минус 26,4°C, а самого жаркого месяца июля — плюс 15,4°C, абсолютный минимум минус 56°C, абсолютный максимум плюс 34°C).

Установка предназначена для:

- приёма и замера поступающих с месторождения (с разведочных скважин и кустовых площадок) газа и конденсата;
- подготовки газа до товарных кондиций (по ОСТ 51.40-93);
- подготовки и стабилизации конденсата (по ОСТ 51.65-80);
- хранения товарного конденсата в резервуарах;
- очистки метанола от пластовой жидкости.

Закачка товарного конденсата производится в автоцистерны при помощи автоматической системы налива. Товарный газ подаётся в трубопровод ОАО

«Сургутгазпром» при помощи дожимной компрессорной станции (ДКС), находящейся на территории УКПГ.

Подготовка газа производится за счёт низкотемпературной сепарации газа (эжекции) и расширения в сепараторах.

На установке подготовки газа реализованы следующие процессы:

- редуцирование давления и учёт газа по входным газопроводам (шлейфам) от площадок кустов скважин газа;
- очистка газа от капельной жидкости и механических примесей, выносимых из пласта;
- осушка газа методом низкотемпературной сепарации;
- охлаждение сырого газа и подогрев осушенного газа;
- подача газа в газопровод;

- разделение газа и пластовой жидкости;
- разделение пластовой жидкости на конденсат и водно-метанольный раствор (ВМР);
- подача газа на собственные нужды и замер по направлениям (потребителям);
- аварийное дистанционное отключение шлейфов от УКПГ и переключение их на горизонтальный факел;
- защита технологического оборудования при аварийных ситуациях;
- аварийное опорожнение оборудования и сжигание газа на вертикальном факеле;
- подача метанола по метанолопроводу на кусты скважин для дозирования в газопроводы с целью предотвращения гидратообразования.



Рис. 1. Установка комплексной подготовки газа

Все технологические объекты соединены внутриплощадочными трубопроводами, линиями автоматизации, управления и электроснабжения. Коммуникации проложены на опорах, трубопроводы теплоизолированы, а трубопроводы сброса с предохранительных клапанов, продувки и дренажа аппаратов дополнительно обогреваются электрически. Основное технологическое оборудование установки комплексной подготовки газа размещено на открытой площадке с твёрдым покрытием.

Продукция с кустов скважин газоконденсатных месторождений лицензионного участка ООО «Севернефть-Уренгой» поступает на УКПГ через блок входных манифольдов, который позволяет осуществлять подключение и отключение кустов скважин от УКПГ, а также продувку шлейфов. На входных трубопроводах установлены первичные и вторичные приборы контроля температуры и давления. Из блока входных манифольдов с кустов газоконденсатных скважин газожидкостная смесь поступает двумя потоками на вход установки во входные сепараторы С-1 и С-2. В этих трёхфазных сепараторах из газового потока отделяется жидкая фаза — газовый конденсат и водно-метанольный раствор. Очищенный от капельной жидкости газ входных сепараторов через узел измерения и регулирования подаётся в теплообменные аппараты, где охлаждается потоком подготовленного газа. Выделившаяся жидкая фаза отделяется в дополнительно установленном сепараторе С-7. После сепаратора С-7 газ через узел регулирования с давлением 2,5 МПа поступает в выходной трёхфазный сепаратор С-3, в котором происходит окончательная очистка газа от капельной жидкости. Очищенный в С-3 от капельной жидкости газ направляется в теплообменники АТ 1...4 на рекуперацию (возврат) холода входному потоку газа. Поток газа после АТ подаётся на площадку узла переключения потоков и далее на ДКС. Учёт газа, подаваемого в магистральный трубопровод, осуществляется на узле коммерческого учёта газа. Часть очищенного от капельной жидкости газа из сепаратора С-3 направляется в блок измерения и регулирования (БИР) расхода газа на собственные нужды.

Отстоявшаяся тяжёлая жидкая фаза (водно-метанольный раствор) из трёхфазных сепараторов С-1 и С-2 через

клапанную сборку подаётся в ёмкость метанола ЕМ-1. Газовый конденсат (отстоявшаяся лёгкая жидкая фаза) из трёхфазных сепараторов С-1 и С-2 направляется в блок разгазирования конденсата высокого давления трёхфазного сепаратора С-4 и далее через концевую сепарационную установку в резервуарный парк. Отгрузка газоконденсата из резервуаров осуществляется в автоцистерны при помощи автоматической системы налива.

ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

Полевое оборудование и нижний уровень АСУ ТП

Для автоматизации технологического процесса УКПГ необходимы датчики, позволяющие осуществлять дистанционный контроль температуры, давления, расхода газа и жидкостей, а также исполнительные устройства, с помощью которых производится регулирование уровней жидкости и давления газа в технологических аппаратах.

В качестве первичных измерительных преобразователей системы автоматизации УКПГ используется следующее оборудование:

- измерение температуры — интеллектуальный датчик температуры 248Н фирмы Emerson Process (выходной сигнал 4...20 мА, HART-протокол), термопреобразователи ТСПУ Метран 276;
- измерение давления в трубопроводах и технологических ёмкостях — датчики избыточного давления 2088 фирмы Emerson Process (выходной сигнал 4...20 мА, HART-протокол);
- измерение уровня жидкости и уровня раздела сред (конденсат — ВМР) — преобразователи уровня АТ100 фирмы К-ТЕК (4...20 мА, HART-протокол), буйковые преобразователи уровня «Сапфир»-22ДУ (выход 4...20 мА) производства ОАО «Теплоприбор»;
- сигнализация предельного уровня жидкости в технологических ёмкостях и аппаратах — преобразователи магнитные поплавковые ПМП фирмы НПП «Сенсор», термодифференциальные сигнализаторы LS51SC производства Delta M;
- измерение расхода газа в трубопроводах — интеллектуальные вихревые расходомеры модели 8800D фирмы Emerson Process (выходной сигнал 4...20 мА, HART-протокол).

Широкое использование приборов с поддержкой протокола HART позво-

ляет проводить настройку и диагностику приборов при помощи HART-коммуникаторов непосредственно от шкафов управления. Это ускоряет как обнаружение неисправностей полевого оборудования, так и восстановление работоспособности системы.

Для определения характеристик подготовленного газа используется интерференционный анализатор точек росы «КОНГ-Прима-10» производства НПО «Вымпел». Данный прибор осуществляет непрерывный контроль основных параметров природного газа — влагосодержание и содержание тяжёлых углеводородов. В интерференционном анализаторе точек росы реализован конденсационный принцип измерения с регистрацией процессов конденсации оптическим методом. Сущность метода заключается в измерении температуры, до которой необходимо охладить прилегающий к охлаждаемой поверхности слой влажного газа, для того чтобы довести его до состояния насыщения при рабочем давлении. В состав «КОНГ-Прима-10» входят первичный преобразователь (преобразователь точки росы — ПТР) и вторичный блок, осуществляющий общее управление анализатором. Вторичный блок установлен в шкафу системы контроля загазованности и выдаёт температуру точки росы по воде и по углеводородам в виде сигналов 4...20 мА на аналоговых выходах.

В связи с взрыво- и пожароопасностью объекта большое внимание при проектировании уделялось системе контроля загазованности. Из-за большой площади, занимаемой УКПГ, и отсутствия удалённых станций децентрализованной периферии основным датчиком загазованности, устанавливаемым на открытых площадках, был выбран газоанализатор СГОЭС производства ЗАО «Электростандарт-прибор». Данный датчик, кроме унифицированного выходного сигнала 4...20 мА, имеет также интерфейс RS-485 с поддержкой протокола Modbus RTU. Использование интерфейса RS-485 позволило значительно сократить длину кабельных линий. Также весомым фактором при выборе данного датчика стал его широкий диапазон рабочих температур от -60 до +85°C. Все датчики были разделены на три группы по территориальному принципу. Подключение каждой группы выполнено посредством шлейфа, состоящего из информационного кабеля

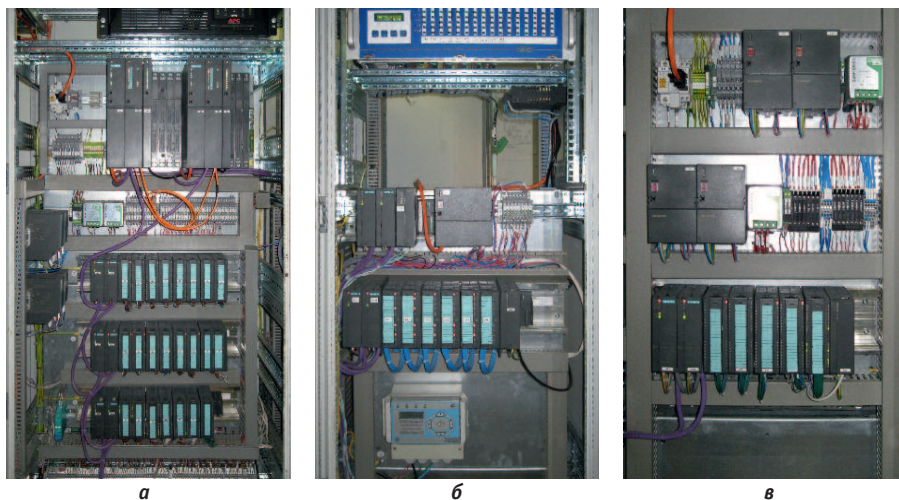


Рис. 2. Шкафы управления системой, расположенные в операторной:

а – шкаф управления № 1, б – шкаф вторичных приборов, в – шкаф управления № 2

МКЭКШВ и кабели КВВГ, подающего питание 24 В.

В блоках подачи метанола и блоках насосных установлены детекторные блоки датчиков загазованности ГСМ-05, произведённые НПП «Томская электронная компания».

Общее число шкафов автоматики АСУ ТП УКПГ – 4, все они находятся в помещении операторной установки.

Оборудование распределено по шкафам в соответствии с функциональным назначением:

- шкаф управления № 1 содержит центральные процессоры, корзины децентрализованной периферии SIMATIC ET200M;
- шкаф управления № 2 содержит корзины децентрализованной периферии SIMATIC ET200M;

- шкаф пожарной сигнализации содержит приборы контрольно-пожарные «Яхонт»;
- шкаф вторичных приборов содержит детекторные блоки датчиков загазованности ГСМ-05, пороговое устройство измерения уровня загазованности УПЭС-40, вторичный блок анализатора «КОНГ-Прима-10», а также блоки децентрализованной периферии SIMATIC для управления светозвуковой сигнализацией на технологических площадках установки, коммуникационные процессоры SIMATIC CP 341 для опроса устройств с интерфейсом RS-485 по протоколу Modbus RTU и блок Y-образного подключения к PROFIBUS DP.

Каждый шкаф автоматики также содержит развязывающие реле, клеммные колодки, источники питания. Высокой надёжности работы оборудования способствует применение источников бесперебойного питания (компания APC). Все шкафы и конструктивные элементы производства фирмы Rittal. Фотографии основных шкафов описываемой системы приведены на рис. 2.

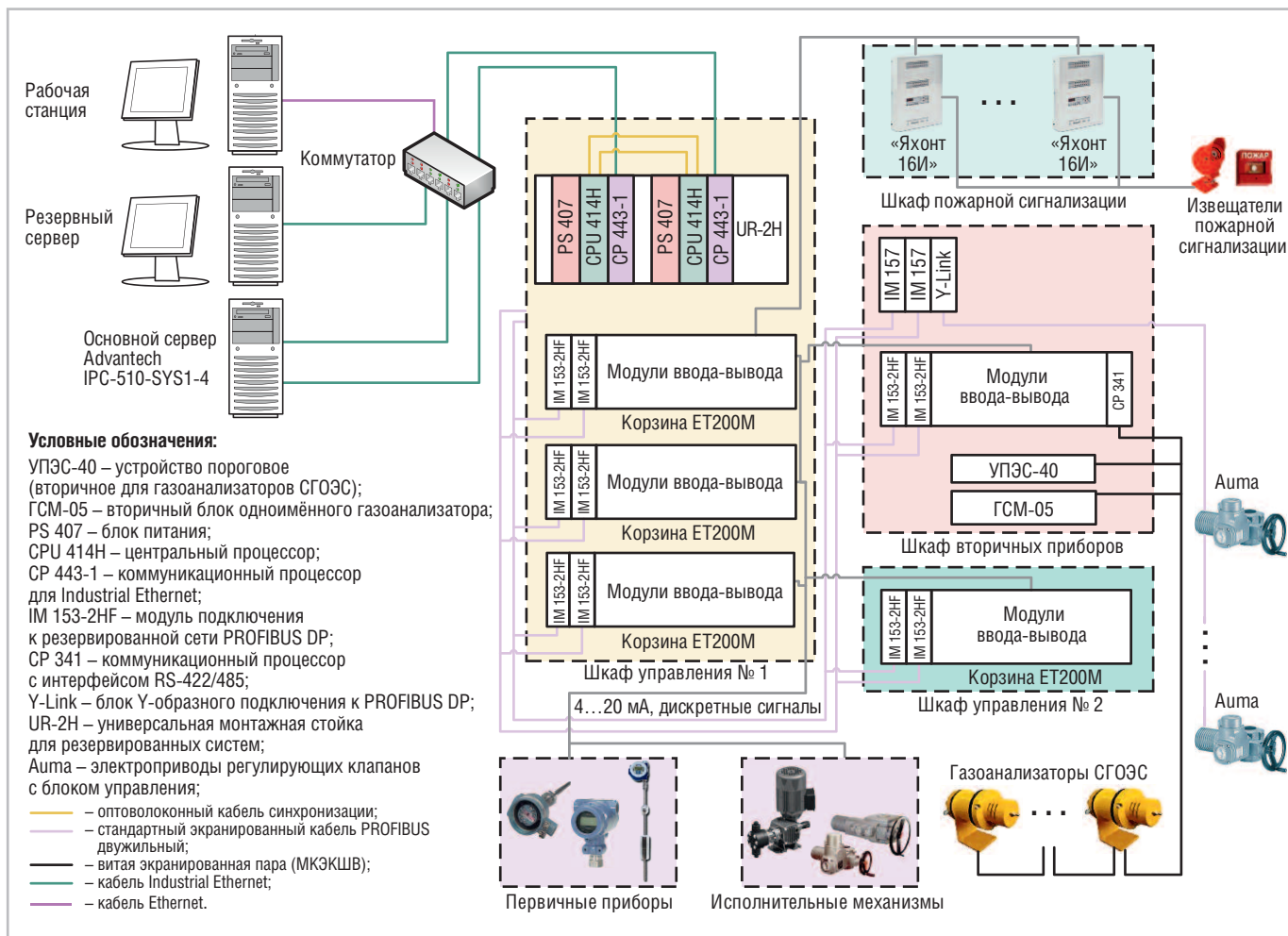


Рис. 3. Структурная схема системы автоматизации УКПГ

Система автоматизации УКПГ имеет классическую трёхуровневую структуру (рис. 3). На верхнем уровне располагаются серверы и рабочая станция, на среднем — контроллер системы S7-400N, на нижнем — датчики и исполнительные механизмы.

В качестве основы при проектировании АСУ ТП УКПГ была выбрана система автоматизации S7-400N, удовлетворяющая высоким требованиям по коэффициенту готовности, интеллектуальности и децентрализации, которые предъявляются к современным системам автоматизации. Кроме того, она предоставляет все необходимые функции для сбора и подготовки данных процесса, а также для управления, регулирования и контроля агрегатов и подсистем. Система автоматизации S7-400N и все остальные компоненты SIMATIC согласованы друг с другом. Полная универсальность в масштабах системы от пункта управления до датчиков и исполнительных устройств является само собой разумеющейся и гарантирует максимальную производительность системы.

В целях обеспечения высокой надёжности и постоянной готовности к функционированию в систему S7-400N заложен принцип резервируемости. Это означает, что все её существенные компоненты могут быть дублированы. В нашем случае достаточно было обойтись минимальным набором дублируемых компонентов:

- центральный процессорный модуль (CPU);
- блок питания;
- коммуникационный процессор;
- аппаратура для соединения центральных процессорных модулей;
- модули связи с децентрализованной периферией ET200M — IM 153-2.

Модули ввода-вывода не дублируются, так как это неоправданно увеличило бы стоимость АСУ ТП. Технологический процесс допускает выход из строя отдельных модулей ввода-вывода из состава ET200M. На этот случай имеется набор резервных модулей ввода-вывода, позволяющий достаточно быстро заменить любой отказавший модуль без угрозы останова технологического процесса.

Исходя из данных условий и требований, оптимальной была признана **одноканально коммутируемая** структурная форма периферии. Реализация такой формы возможна на базе устройства децентрализованной периферии

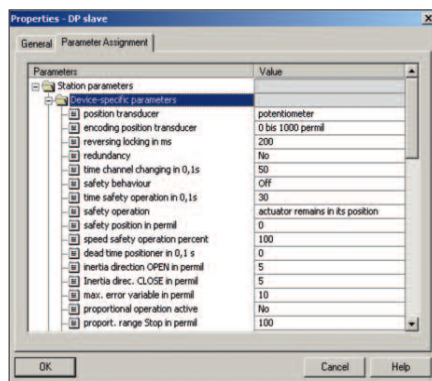


Рис. 4. Окно задания параметров регулирующего клапана Auma в STEP 7

ET200M, имеющего активную шину на объединительной плате (backplane bus) и резервный подчинённый (slave) интерфейсный модуль PROFIBUS DP — IM 153-2. Когда система находится в режиме резервирования, к модулям ввода-вывода могут обращаться обе подсистемы. В одиночном режиме главная подсистема всегда может обращаться ко всей коммутируемой периферии. Каждая подсистема S7-400N соединена с одним из двух slave-интерфейсов PROFIBUS DP устройства ET200M (через главный интерфейс PROFIBUS DP).

Блок Y-образного подключения (Y-Link) является шлюзом между резервированной ведущей системой PROFIBUS DP на базе S7-400N и нерезервированной ведущей системой PROFIBUS DP. Он позволяет подключать устройства, имеющие лишь один интерфейс PROFIBUS DP, к системе S7-400N в качестве коммутируемых систем ввода-вывода. Через Y-Link к

резервируемой системе S7-400N подсоединяется одноканальная master-система PROFIBUS DP для связи с регулирующими электроприводами фирмы Auma.

Использование в качестве регулирующей аппаратуры приводов с интерфейсом PROFIBUS DP создаёт условия для уменьшения требуемой длины кабельных линий. Все электроприводы соединяются последовательно одним кабелем. Использование интерфейса PROFIBUS позволяет с программатора при помощи пакета STEP 7 (рис. 4) задавать параметры работы каждого клапана (чувствительность, временные характеристики, действия электропривода при возникновении какой-либо ошибки). Также по интерфейсу PROFIBUS передаётся полная диагностическая информация о каждом клапане (рис. 5), содержащая коды отказов электропривода и полную информацию о его текущем состоянии.

Верхний уровень АСУ ТП

В качестве основного сервера верхнего уровня АСУ ТП применяется промышленный IBM PC совместимый компьютер IPC-510-SYS1-4 компании Advantech с установленной операционной системой Windows XP.

В качестве приложения визуализации и сбора данных используется программный пакет SIMATIC WinCC 6.0, так как именно эта система человеко-машинного интерфейса (HMI) позволяет без лишних усилий использовать все возможности взаимодействия с контроллерами SIMATIC S7 (быстрый

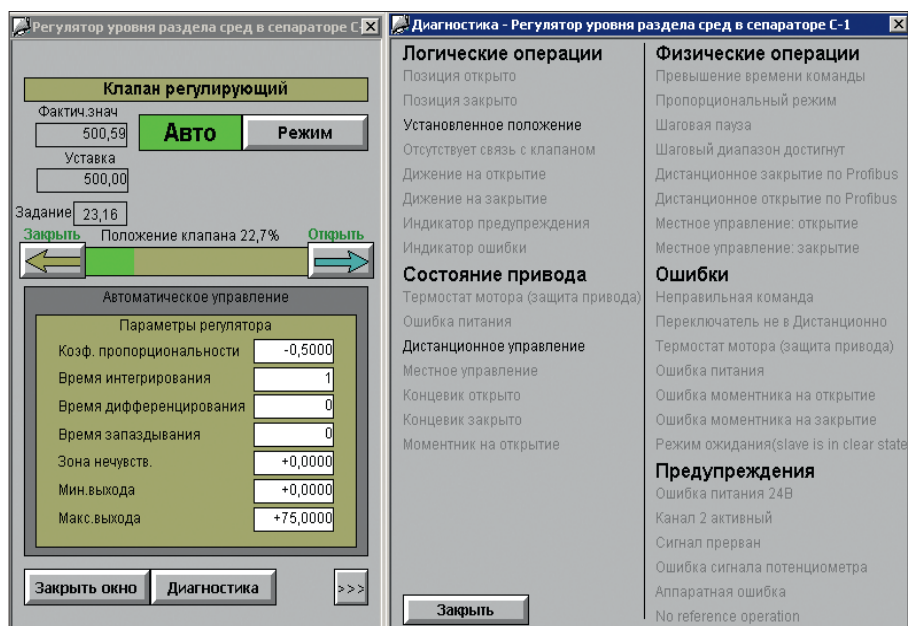


Рис. 5. Мнемосхема операторского интерфейса диагностирования и управления регулирующим клапаном Auma

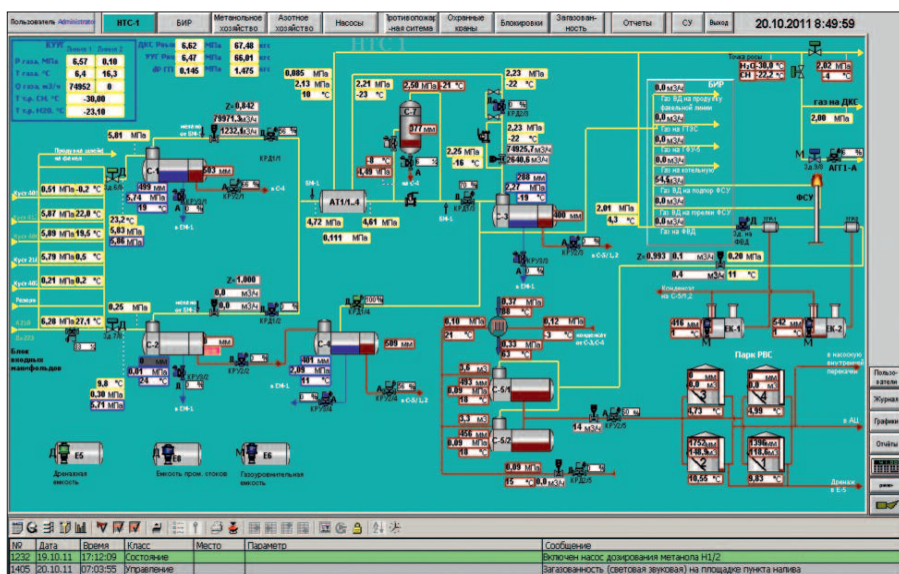


Рис. 6. Мнемосхема «НТС» (низкотемпературная сепарация)

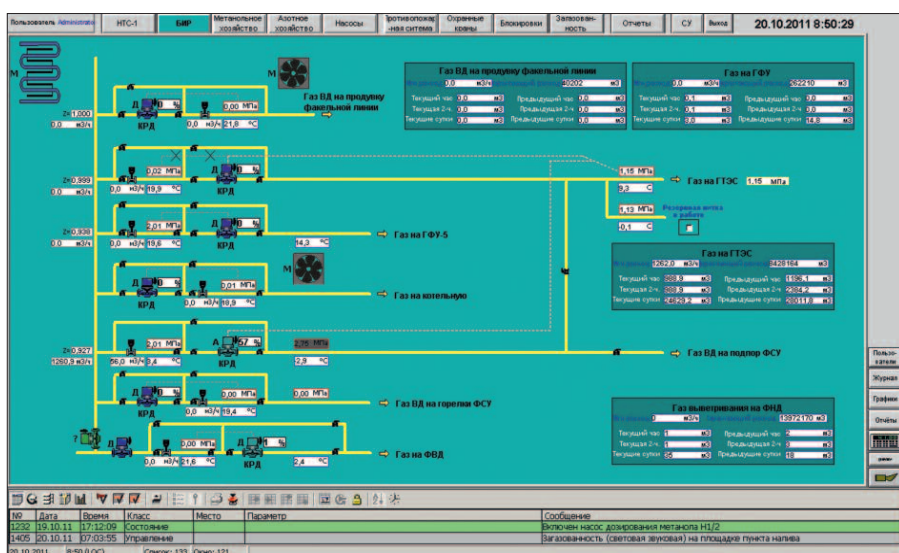


Рис. 7. Мнемосхема «БИР» (блок измерительно-регулирующий)

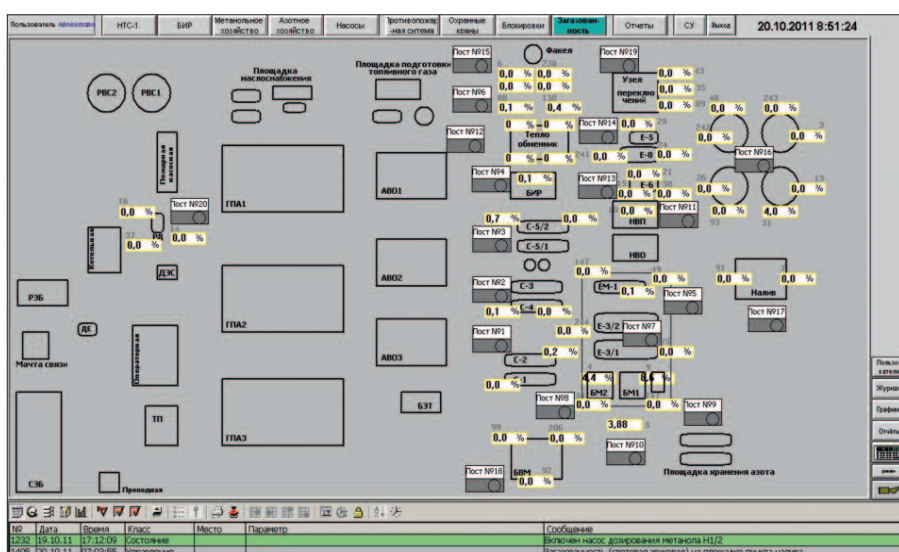


Рис. 8. Мнемосхема «Загазованность» (система контроля загазованности)

и резервированный канал обмена, обработка диагностических сообщений, выдаваемых непосредственно контроллером).

Верхний уровень реализован по технологии клиент-сервер и представлен основным сервером WinCC, клиентской рабочей станцией, а также ре-

зервным сервером. Резервный сервер по совместительству является и рабочей станцией, то есть предназначен для взаимодействия с технологическим персоналом. Основной же сервер организационно не предназначен для штатной работы на нём операторов.

Изначально была запроектирована схема с одним АРМ оператора. Но в процессе пуска-наладки выявились следующие недостатки такой схемы:

- в связи с запуском технологической установки до завершения процесса пуска-наладки оборудования было неудобно совмещать на одном АРМ и наблюдение за технологическим процессом, и отладку аппаратного/программного обеспечения;
- в случае зависания программного обеспечения или выхода из строя аппаратных компонентов системного АРМ процесс восстановления работоспособности неоправданно затягивался;
- процесс опытной эксплуатации выявил необходимость обеспечения возможности одновременного просмотра нескольких мнемосхем технологического процесса.

На основании этих замечаний было принято решение о закупке дополнительных рабочих станций. Одна станция выполняет функции резервного сервера WinCC, вторая является клиентским АРМ для основного сервера. В случае долговременного сбоя основного сервера на клиентском АРМ запускается клиентское приложение, использующее данные резервного сервера.

Набор возможностей, предоставляемых системой WinCC, обычен для современных SCADA-систем: графическое отображение технологического процесса и его параметров, обеспечение управления процессом со стороны операторов, оповещение оператора о критическом состоянии процесса, архивирование текущих данных процесса и сообщений о событиях.

Мнемосхемы отображения технологического процесса разбиты по функциональному назначению: «НТС» (низкотемпературная сепарация, рис. 6), «БИР» (блок измерительно-регулирующий, рис. 7), «Загазованность» (система контроля загазованности, рис. 8) и т.д.

Для удобства обслуживания АСУ ТП специалистами службы КИПиА была разработана мнемосхема «СУ» (стан-

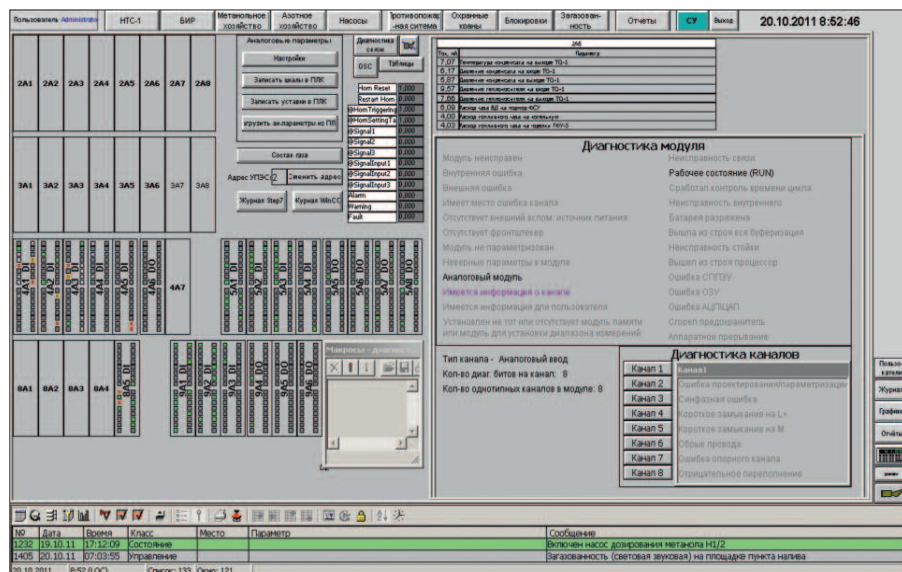


Рис. 9. Мнемосхема «СУ» (станция управления)

ция управления, рис. 9). Эта мнемосхема отображает состояние всех модулей ввода-вывода, позволяет получать диагностическую информацию как по всему модулю, так и поканально (для аналоговых модулей). Для дискретных модулей можно задавать логику срабатывания входа-выхода (нормально разомкнутый или замкнутый сигнал); кроме того, есть возможность

блокировать как входной, так и выходной сигналы (так называемое маскирование).

Серверное приложение в дополнение к своим основным функциям также обменивается данными с другими технологическими серверами (сервер телеметрии газопровода, сервер телеметрии газоконденсатного промысла, сервер дожимной компрессорной

станции), являясь одновременно и OPC-сервером, и OPC-клиентом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе эксплуатации оборудования АСУ ТП УКПГ показало себя надёжным и удобным в использовании. Возникающие неисправности и отказы оборудования легко диагностируются. Использование отказоустойчивого контроллера S7-400H позволяет заменять и добавлять новые компоненты системы, вносить изменения в программу контроллера и аппаратную конфигурацию, не допуская остановки технологического процесса.

В целом архитектура АСУ ТП позволила эксплуатирующему персоналу уже после завершения пусконаладочных работ провести ряд мероприятий, расширяющих функциональность системы:

- добавление новых сигналов ввода-вывода;
- добавление новых объектов управления (регулирующие клапаны, электроздвижки);
- изменение алгоритмов управления технологическими объектами. ●

E-mail: KamskyPaul@gmail.com