

Распределённая система контроля технологического процесса переработки высокосернистой нефти

Дмитрий Антропов, Тимофей Петров, Александр Тяплашкин

В статье описывается опыт построения АСУ ТП установки переработки высокосернистой нефти Акташского товарного парка. При реализации проекта разработчики столкнулись с рядом трудностей, связанных с необходимостью интеграции в новую систему уже существующего на объекте парка измерительного оборудования. Предложенные решения позволили существенно снизить общую стоимость внедрения системы.

ВВЕДЕНИЕ

Ни для кого не секрет, что нефтедобыча и нефтепереработка — это локомотивы российской экономики, которые обладают высокими финансовыми возможностями. Именно на объектах этих отраслей самые передовые разработки из области hi-tech находят наиболее широкое распространение, и именно здесь системы контроля и управления технологическими процессами становятся всё более востребованными. Установка подготовки высокосернистой нефти (УПВСН), разме-

щённая в районе Акташского товарного парка НГДУ «Заинскнефть» (ОАО «Татнефть»), в этом отношении не является исключением.

ОБЪЕКТ АВТОМАТИЗАЦИИ

Нефть, выкачиваемая из подземных пластов, имеет в своём составе, кроме пластовой воды, различные нежелательные примеси, процент содержания которых в ней различен. Он зависит как от состояния пласта, из которого добывается нефть, так и от географического положения месторождения.

Добываемая в Татарстане нефть в подавляющем большинстве случаев обладает повышенным содержанием серных примесей, в основном сероводорода и его образующих. Эффективная очистка от серных примесей — одна из основных задач, стоящих в данном регионе перед цехами подготовки нефти.

Процесс очистки нефти можно представить в виде схемы, показанной на рис. 1.

Узел учёта предназначен для учёта количества нефти, поступающей на Акташскую УПВСН из двух цехов добычи нефти и газа (ЦДНГ) и одной дожимной насосной станции (ДНС). От каждого из ЦДНГ и ДНС подходят к установке по два трубопровода (основной и резервный). Количество поступающей по каждому трубопроводу нефти контролируется турбинными счётчиками, импульсные сигналы которых заводятся на вторичные преобразователи расхода.

После узла учёта нефть через делитель фаз, отделяющий пластовые воды, поступает сначала в сепараторы, предназначенные для отделения лёгких газообразных примесей (разгазирование), а затем — самотёком в резервуары, где отстаиванием понижается обводненность нефти с 30 до 5%. Из резервуаров очищенная нефть через буферные ёмкости непрерывно подаётся насосами в печи, в которых происходит её нагрев до 55-60°C с целью подготовки для после-



Акташский товарный парк НГДУ «Заинскнефть»



дующего отделения газообразного сероводорода в газосепараторах, а также глубокого обезвоживания и обессоливания в специальных резервуарах. Из этих резервуаров нефть через теплообменники, предназначенные для нагрева потока поступающей сырой нефти, перекачивается в ёмкости товарной нефти. В случае получения некондиционной нефти в резервуарах она для дополнительного обезвоживания подаётся к теплообменникам через электродегидраторы.

Отстоявшаяся вода из резервуаров поступает на очистные сооружения, где скапливается в дренажных ёмкостях для повторного отстоя, так как такая вода содержит некоторое количество нефти. Нефть из дренажных ёмкостей откачивается насосами и вновь проходит описанный технологический цикл.

Отделённый от нефти газообразный сероводород сбрасывается в специальные ёмкости, где хранится до момента отправки на химический комбинат для переработки. Лёгкие газы подаются в газосушитель для отделения водяных паров, после чего используются как печное топливо.

В состав УПВСН входит также узел дозирования химических реагентов, откуда дозирующими насосами химические реагенты подаются на нейтрализацию сероводородов.

На всех участках УПВСН осуществляется контроль загазованности и предельно допустимых концентраций сероводорода.

Назначение и цели внедрения АСУ ТП

Проектом реконструкции Акташской УПВСН предусматривается увеличение её производительности с 1 миллиона до 2 миллионов тонн в год по товарной нефти путём поэтапного увеличения производственных мощностей с использованием эффективных технологий и современных средств КИП и АСУ

ТП, направленных на сокращение капитальных и эксплуатационных затрат.

Ключевым этапом на пути достижения удвоенной производительности товарного парка нефти без увеличения численности обслуживающего персонала стало создание АСУ ТП УПВСН.

Целями внедрения АСУ ТП на УПВСН Акташского товарного парка являлись:

- получение в режиме реального времени информации о ходе технологических процессов;
- внедрение автоматизированных средств диагностирования и предупреждения возникновения аварийных ситуаций;
- контроль состояния исполнительных механизмов и вспомогательных агрегатов;
- замена ручного ведения документооборота автоматизированным;
- замена устаревших средств КИПиА на современные, повышающие надёжность и точность измерений, обеспечивающие удобство в обслуживании и более высокий организационный уровень, а также снижающие трудоёмкость управления технологическими процессами.

Описание решения

Измеряемые параметры

В качестве технологических объектов АСУ ТП приняты:

- резервуары предварительного сброса воды и подготовки нефти;
- сепараторы и газосепараторы;
- теплообменники;
- насосы;

- печи;
- дренажная ёмкость с погружными насосами;
- насосная дождевых стоков с погружными насосами;
- уловитель летучих фракций;
- трубопроводы нефти, газа и воды;
- узел дозирования.

Основными измеряемыми параметрами и контролируемыми сигналами являются следующие:

- расходы контролируемых сред, измеряемые различными методами (с помощью турбинных счётчиков, сужающих устройств, используемых как с блоком извлечения корня — БИК, так и без него);
- значения температур, измеряемые различными приборами (ТСПУ, УКТ-38, УМС-3);
- уровни в резервуарах и ёмкостях;
- давление нефти и газа;
- дискретные сигналы сигнализации загазованности, состояния насосов и задвижек от сигнализаторов предельного уровня и давления.

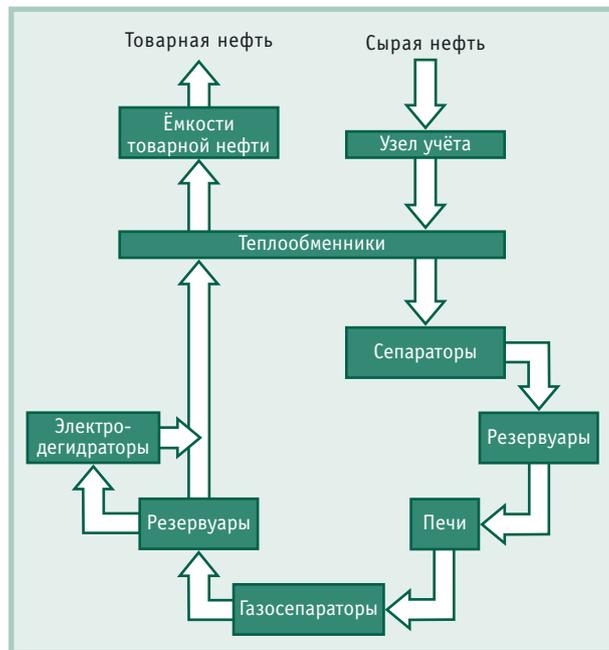


Рис. 1. Схема процесса очистки нефти на УПВСН

Особенности системной интеграции

При выборе технических средств для построения АСУ ТП Акташской УПВСН разработчики системы были вынуждены учитывать следующие факторы:

- максимальное использование датчиков и приборов, функционирующих в составе аппаратуры установки, так как большая часть из них уже была обновлена в недавнем прошлом;
- обеспечение простоты интеграции системы в проектируемую локальную сеть предприятия стандарта Ethernet;
- обеспечение возможности включения дополнительного АРМ оператора в любом сегменте сети предприятия.

Перед разработчиками АСУ ТП стояла непростая задача интеграции в единую систему множества разнотипных устройств, не всегда имеющих унифицированные выходы и, более того, имеющих нестандартные внешние интерфейсы обмена данными. В качестве примеров таких устройств можно привести три широко распространённых прибора.

- *Устройство контроля температуры УКТ-38.* Данный прибор может од-

новременно работать с 8 датчиками типа ТСМ (термопреобразователь сопротивления медный) или ТСП (термопреобразователь сопротивления платиновый). Тип выхода — токовая петля. Для подключения этих приборов к верхнему уровню необходимо использовать специальный адаптер сети АС-2 от производителя УКТ-38, который преобразует сигналы токовой петли в сигналы RS-232. Одновременно к разным каналам АС-2 можно подключить до 8 приборов УКТ-38 (забегая вперед, отметим, что на практике именно этот прибор оказался наименее приспособленным к интеграции в АСУ ТП).

- *Вторичный преобразователь VEGA.* Установленные на Акташской УПВСН вторичные преобразователи расхода VEGA не имеют стандартных внешних выходов и интерфейсов. Данный прибор периодически, при накоплении заданного объёма поступившей нефти, выдаёт дискретный сигнал на пробоотборники нефти.
- *Устройство многоканальной сигнализации УМС-3.* Данный прибор рабо-



тает в комплекте с 16 датчиками типа ТСМ. Он имеет один выходной токовый канал 0...5 мА, на который по очереди коммутируются сигналы со всех 16 входных каналов. Параллельно по четырем дискретным каналам с прибора выдаётся двоичный код, определяющий номер коммутируемого в данный момент входного канала.

Комплекс технических средств

С учётом всех перечисленных факторов и на основе анализа существующих приборов, с которых необходимо собирать данные, специалистами фирмы «Эталон ТКС» решено было построить АСУ ТП Акташской УПВСН на базе контроллеров сбора данных и управления ADAM-5000/ТСР фирмы Advantech с промышленной шиной Ethernet (рис. 2).

Контроллеры ADAM-5000/ТСР укомплектованы модулями ввода серии ADAM-5000 следующих типов:

- ADAM-5017 — 8-канальный модуль аналогового ввода (8 шт.),
- ADAM-5051 — 16-канальный модуль дискретного ввода (8 шт.),
- ADAM-5080 — 4-канальный модуль ввода частотно-импульсных сигналов (1 шт.).

Для организации передачи данных от приборов с внешними интерфейсами стандартов RS-232 (температурных преобразователей УКТ-38) и RS-485 (уровнемеров У-1500) в сеть Ethernet было решено использовать модули-шлюзы ADAM-4579.

Однако на практике принимать информацию от УКТ-38, используя ADAM-4579 и АС-2, оказалось невозможным. Дело в том, что для коммутации опрашиваемых адаптером сети АС-2 каналов необходимо непосредственно на контакты его разъёма RS-232 подавать определённое для каждого канала количество тактов.

Данное обстоятельство могло стать серьёзным препятствием на пути вы-

Датчики, контрольные и измерительные приборы АСУ ТП УПВСН

Датчик/прибор	Количество	Тип выходного сигнала	Задействованное устройство ввода сигналов	Примечания
Уровнемер У-1500, одноканальный	12	4...20 мА	ADAM-5017	—
Уровнемер У-1500, двухканальный	5	RS-485	Преобразователь ADAM-4579	—
Счетчик нефти турбинный НОРД-ЭЗМ	6	Импульсный	ADAM-5080	—
Устройство контроля температуры УКТ-38-В-03	4	Токовая петля	—	Используется адаптер AC-2 для преобразования токовой петли в RS-232
Датчик температуры ТРМ1Б-Щ2-ТС-И	2	4...20 мА	ADAM-5017	—
Устройство многоканальной сигнализации УМС-3	2	0...5 мА + 4 дискретных сигнала ADAM-5017 + ADAM-5051	(ADAM-5017 + ADAM-5051), контроллер ADAM-5000/TCP	Каждое такое устройство обслуживает по 6 термосопротивлений ТСМ
Датчик давления Радон РИЦ.1.2	2	4...20 мА	ADAM-5017	—
Термосопротивление с унифицированным токовым выходом	4	4...20 мА	ADAM-5017	—
Термопара с унифицированным токовым выходом	4	4...20 мА	ADAM-5017	—
Датчик перепада давлений (расход газа)	2	4...20 мА	Контроллер ADAM-5000/TCP	Общее количество таких датчиков с учётом работающих с БИК — 4
Блок извлечения корня БИК и датчик перепада давления (расход нефти)	2	4...20 мА	ADAM-5017	Структура измерительной цепи: сужающее устройство (диафрагма), датчик перепада давления, БИК
Сигнализаторы давления, уровня, загазованности	14+11+16	Дискретный сигнал	ADAM-5051	Дополнительно используются 4 сигнала исправности сигнализаторов загазованности. Загазованность контролируется по содержанию метана и сероводорода
Состояние насосов и задвижек	19+21	Дискретный сигнал	ADAM-5051	Для 19 насосов (вкл./выкл.) и 7 задвижек (открыта/закрыта/неисправна)
Контроль пламени в печах	2	Дискретный сигнал	ADAM-5051	—

Общее представление о задействованных в системе датчиках и контрольно-измерительных приборах даёт табл. 1.

АРМ операторов базируются на персональных ЭВМ стандартной комплектации под управлением Microsoft Windows 2000. В качестве SCADA-системы используется InTouch версии 7.1 из пакета Wonderware Factory Suite 2000.

АРМ оператора можно установить в любой точке предприятия без необходимости комплектации его дополнительным программным обеспечением, достаточно лишь подключить его в общую сеть Ethernet.



Рис. 4. Аппаратура новой системы в помещении старой операторской (момент пусконаладочных работ)

Аппаратура системы размещена в двух шкафах. Такое разбиение обусловлено тем, что часть приборов расположена в старой операторской Акташской УПВСН (рис. 4), а часть — в новой (рис. 5).

Особенности программного обеспечения

К программному обеспечению (ПО) системы заказчиком предъявлялось следующее ключевое требование, вытекающее из требований к построению структуры комплекса технических средств, — обеспечить простоту включения дополнительных АРМ в любой точке локальной сети предприятия. Но в связи с удачным выбором структуры и элементов программно-технического комплекса это требование удовлетворяется автоматически, без необходимости разрабатывать дополнительные программные модули.

Разработчиками ПО системы был решён целый ряд задач, приведём основные из них.

- Разработан OPC-сервер, поддерживающий два типа оборудования:
 - контроллер ADAM-5000/TCP с протоколом ModBus/TCP;
 - уровнемер У-1500 с оригинальным протоколом обмена, подключённый через ADAM-4579.
- Разработано прикладное ПО интерфейса оператора Акташской УПВСН.

- Разработаны следующие ActiveX-компоненты:

- компонент вычисления расхода газа по перепаду давлений на сужающем устройстве;
- компонент для работы с приборами УКТ-38.

Одно из требований заказчика к разработке интерфейса оператора — уделить особое внимание задаче создания интерфейса, интуитивно понятного, простого в использовании и в то же время, насколько это возможно, наглядно отображающего ход технологи-

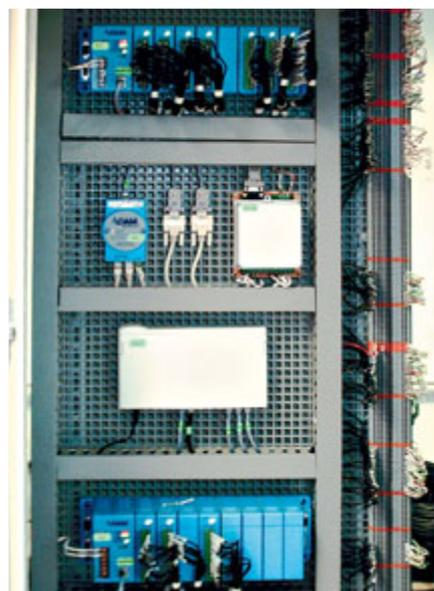


Рис. 5. Шкаф с аппаратурой АСУ ТП в новой операторской

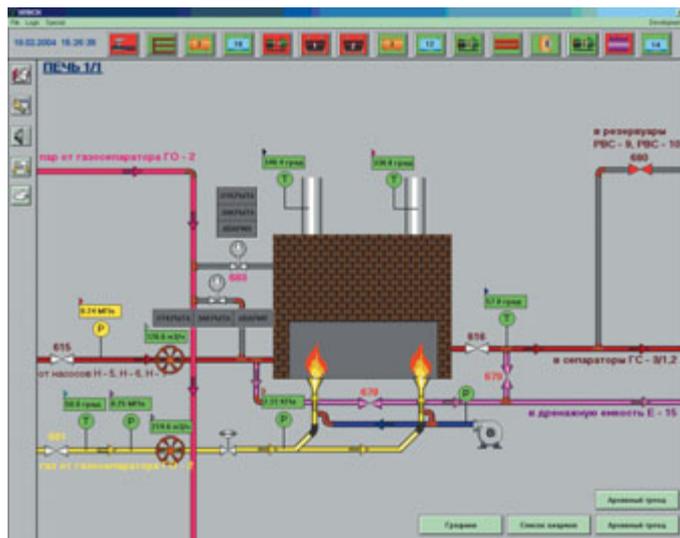


Рис. 6. Мнемосхема «Печь 1/1»

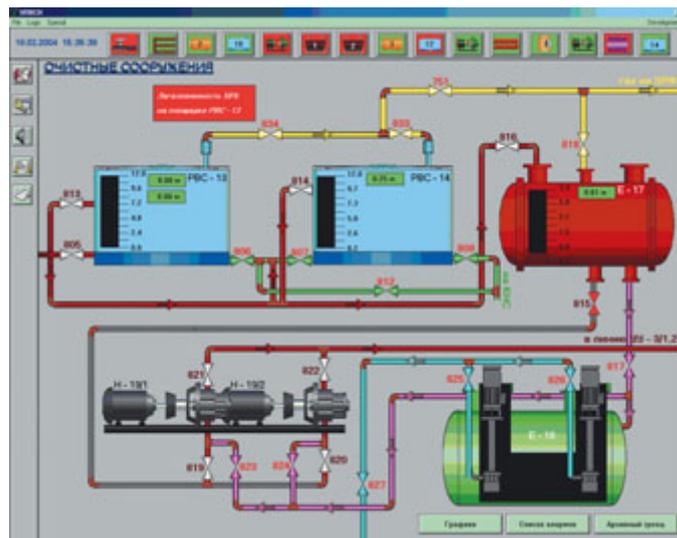


Рис. 7. Мнемосхема «Очистные сооружения»

ческого процесса. В результате был разработан интерфейс оператора с элементами анимации, проведено интенсивное обучение оперативного персонала, и в настоящее время операторы, ранее никогда не пользовавшиеся компьютерной техникой, успешно эксплуатируют систему. Примеры мнемосхем приведены на рис. 6 и 7.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ

При разработке АСУ ТП Акташской УПВСН была заложена возможность расширения её функций от только контрольных до контрольно-управляющих. Для этого достаточно лишь доукомплектовать устройства ADAM-5000/ТСР необходимыми модулями вывода управляющих сигналов.

В настоящее время фирма «Эталон ТКС» ведёт проектирование системы автоматизации узла дозирования, входящего в состав УПВСН. Разрабатываемую систему автоматизации предполагается полностью интегрировать в АСУ ТП Акташской УПВСН.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При разработке АСУ ТП Акташской УПВСН изначально существовали проблемы, связанные с интеграцией в состав создаваемой системы всего ранее сформировавшегося на объекте парка измерительного оборудования. Потребовались дополнительные усилия по включению в состав системы существующих первичных преобразователей, но специалисты фирмы «Эталон ТКС» сознательно пошли более сложным путём, так как в конечном счёте это позволило значительно сократить общую стоимость системы.

Кроме того, для сотрудников отдела АСУ УПВСН была сохранена возможность работать с хорошо известными им датчиками и приборами.

Внедрение системы не только значительно облегчило работу операторов и другого обслуживающего персонала, но также позволило оперативно и качественно получать информацию о технологическом процессе, отслеживать состояние оборудования установ-

ки и контролировать значения регулируемых параметров. Следует подчеркнуть, что в разработанной системе заложены возможности наращивания и быстрой интеграции в корпоративную АСУ ТП всего предприятия. ●

**Авторы — сотрудники
ЗАО «Эталон ТКС»
Телефон/факс:
(8432) 72-1199/ 72-4383**