

А.В. Клишев, С.М. Козлов

СОВРЕМЕННЫЕ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ В ГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ НА ПРИМЕРЕ УКПГ

Анализируется современное состояние автоматизации управления установкой комплексной подготовки газа (УКПГ), рассматривается классификация в автоматизации газового промысла и особенности автоматизации технологического процесса добычи газа на Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении. Приведены сведения о первых попытках создания малолюдных технологий.

Подготовка газа, автоматизированные системы, классификация, малолюдные технологии.

На современном этапе ОАО «Газпром» реализуются мероприятия по модернизации газодобывающей отрасли в районах Крайнего Севера. Осуществляются проекты автоматизации новых и реконструируемых объектов, создаются интегрированные системы управления масштаба газодобывающего предприятия [1].

Актуальность автоматизации обусловливается рядом причин. Главная — возрастание и усложнение газодобывающей системы, повышение требований к надежности создаваемых систем, экономический эффект, ужесточение экологических требований. Один из основных ресурсов — непрерывное развитие информационных технологий, появления новых способов решения различных задач, новых инструментов.

Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) предназначена для выработки и реализации управляющих воздействий на технологический объект.

АСУ ТП классифицируется: по уровню управления в структуре предприятия; характеру протекания процесса по времени; информационной мощности; функциональной надежности; типу функционирования [2].

Рассмотрим АСУ ТП, характерную для установки комплексной подготовки газа. На рис. 1 представлена укрупненная структурная схема АСУ ТП УКПГ.

АСУ ТП включает в себя нижний и верхний, т.е. технологический и производственный, уровни. Характер протекания управляемого технологического процесса по времени — непрерывный с длительным поддержанием режимов, близких к установившимся, и безостановочной подачей реагентов. Функции, выполняемые системой: сбор информации, обработка; реализация алгоритмом управления; регулирование технологических параметров; противоаварийная защита; межуровневый обмен информацией.

Данная АСУ имеет наибольший класс по условной информационной мощности — более чем 35 000 точек аналогового и цифрового ввода/вывода. Уровень функциональной надежности высокий — жестко регламентируется, так как отказы могут привести к останову технологического объекта или аварии. Для обеспечения надежности предусмотрено резервирование программируемых логических контроллеров основной технологии.

Центральным постом управления является операторский пульт в служебно-эксплуатационном блоке УКПГ. Программное обеспечение АРМов оператора и серверов реализовано на базе различных пакетов программ, которые предусматривают диспетчерский контроль и передачу данных аналитическим приложениям более высокого уровня. Тип функционирования определяется

как локально-автоматический — автоматически выполняются функции информационные и локального управления (регулирования). Решение по управлению процессом в целом принимает и реализует оператор.



Рис. 1. Укрупненная структурная схема АСУ ТП УКПГ

Лидирующие позиции в области автоматизации в ОАО «Газпром» — 90 % рынка АСУ ТП занимает ОАО «Газавтоматика» [3]. Рассмотрим систему АСУ ТП УКПГ, которая реализуется на Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении (БНГКМ).

Сегодня ведутся интенсивные работы по строительству газового промысла № 2 по добыче газа и газового конденсата. Установлены основные технологические объекты, произведены гидropневматические испытания технологических линий и оборудования [4]. Начались пусконаладочные работы (ПНР). Одним из первых объектов ПНР является закрытое распределительное устройство (ЗРУ). Система автоматизации ЗРУ построена на основе промышленного контроллера GE Fanuc. Система выполняет в основном отслеживание и выдачу дискретных параметров. Проблемы, возникающие на этапе ПНР, прежде всего связаны с некачественно произведенным монтажом.

Системы на основе контроллеров Fanuc американской компании General Electric зарекомендовали себя как высоконадежные и удобные в эксплуатации, в связи с чем получили широкое распространение на БНГКМ.

На БНГКМ применяются новые технологии как в технологическом процессе, так и в автоматизированных системах.

Большое внимание разработчиками АСУ ТП уделено кустам газовых скважин (КГС). КГС на БНГКМ включают от 7 до 22 скважин [5]. В обвязке скважин применяется следующее оборудование:

- дистанционно-управляемый автоматический приустьевой клапан-отсекатель в конструкции лифтовой колонны подземного оборудования;
- дистанционно-управляемая автоматическая стволовая задвижка с гидроприводом в конструкции фонтанной арматуры;
- дистанционно-управляемая автоматическая струнная задвижка с гидроприводом в составе конструкции фонтанной арматуры;

- угловой дроссельный клапан с гидроприводом в составе конструкции фонтанной арматуры;
- устройство замера дебита скважины;
- механический клапан-отсекатель в узле подключения скважин к газосборному коллектору (ГСК);
- блок автоматического ввода метанола.

Управление гидроприводной арматурой осуществляется через станцию управления фонтанной арматурой (СУФА) или модулем обвязки скважин (МОС-2), разработанными специалистами ООО НТЦ «Космос-Нефть-Газ».

Особенностью обвязки скважин является применение нестандартного сужающего устройства (НСУ) при измерении дебита скважины методом переменного перепада. НСУ — регулируемое по высоте цилиндросферообразное препятствие на пути потока газоконденсатной смеси. Применение его связано с высоким содержанием газового конденсата в пластах БНГКМ: при использовании стандартных сужающих устройств (диафрагм, сопла Вентури) затруднен проход жидкости и образуются гидратные пробки в трубопроводе.

Еще одна особенность обвязки скважин — применение системы подачи ингибитора (СПИ). СПИ — устройство, предназначенное для обеспечения подачи заданного расхода ингибитора (метанола) в процессе эксплуатации скважины.

На каждом кусте находится комплекс телемеханики и связи, где собирается вся информация со скважин для дальнейшей ее передачи на пульта операторов. Предполагается обмен информацией между служебно-эксплуатационным блоком и кустами скважин с использованием беспроводных технологий. Комплекс телемеханики и связи располагается в блок-контейнере. Строительство на БНГКМ ведется с помощью доставки на месторождение отдельных, специально спроектированных готовых блоков, что ускоряет процесс монтажа.

С КГС газоконденсатная смесь приходит на УКПГ. Первой операцией на ГП является выравнивание давления между 10 технологическими коллекторами. Для этого установлена новейшая запорная арматура итальянских производителей, а также регулирующий пневмогидроприводной клапан «Mokveld».

Для общего учета газа на УКПГ используются ультразвуковые расходомеры MPU-200, а в узле коммерческого учета — высокоточные расходомеры MPU-1200. Данные расходомеры выпускаются фирмой «Саратов Газ Автоматика», имеют фланцевое соединение и не требуют демонтажа для проверки и настройки метрологических характеристик.

Наиболее ответственными объектами автоматизации являются установки по подготовке газа. В них происходит окончательная очистка газа с помощью низкотемпературной сепарации (НТС). В состав установки НТС входят:

- теплообменники;
- арматурные блоки;
- сепараторы промежуточные;
- турбодетандорные агрегаты (ТДА);
- низкотемпературные сепараторы.

Основной объект регулирования установки НТС — турбодетандорный агрегат. Он служит для понижения температуры газа вследствие производства последней работы на раскрутку вала ТДА и для компримирования отсепарированного газа. Вал ТДА установлен на магнитных подвесах.

На УКПГ будут установлены три дожимные компрессорные станции. Дожимная станция первой очереди состоит из пяти газоперекачивающих агрегатов мощностью 25 МВт каждый. Данные агрегаты поставляются с САУ ГПА.

Кроме перечисленных на площадке УКПГ располагается множество различных объектов автоматизации (установка стабилизации конденсата и регенерации метанола, котельная, канализационная насосная станция, водоочистные сооружения и др.).

В дальнейшем предполагается внедрении EAM-системы (Enterprise Asset Management).

EAM-система — прикладное программное обеспечение управления основными фондами предприятия в рамках стратегии EAM. Его применение ориентировано на сокращение затрат на техническое обслуживание, ремонт и материально-техническое обеспечение без снижения уровня надежности либо повышение производственных параметров оборудования без увеличения затрат [6].

EAM-системы позволяют согласованно управлять следующими процессами: техническое обслуживание и ремонт, материально-техническое снабжение, управление складскими запасами (запчасти для технического обслуживания), управление финансами, качеством и трудовыми ресурсами в части технического обслуживания, ремонтов и материально-технического обеспечения.

Общие принципы функционирования EAM-системы представлены на рис. 2.



Рис. 2. Работа EAM-системы

Будут создаваться автоматизированные рабочие места, EAM будет получать данные от АСУ.

Таким образом, современный подход к комплексной автоматизации газодобывающих объектов характеризуется переходом от локальных АСУ отдельных технологических процессов и объектов к многоуровневым интегрированным информационно-управляющим системам диспетчерского управления технологическими комплексами. Начались работы по созданию АСУ ТП такого типа и на месторождениях ОАО «Газпром».

ОАО «Газавтоматика» впервые разработана и внедрена автоматизируемая система «управляющего типа» на Заполярном месторождении. Поставлена задача реализовать комплексное управление месторождением [7]. Основная цель — оптимальное распределение производительности месторождения между УКПГ в соответствии с режимами работы межпромыслового коллектора.

Для решения поставленной задачи специалистами ОАО «Газавтоматика» был разработан и внедрен комплекс алгоритмов, обеспечивших создание систем автоматизации управляющего типа — автоматическое управление техно-

логическими объектами. Это был первый шаг в обеспечении малолюдных технологий на объектах добычи углеводородного сырья.

Основной целью современных систем автоматизации является минимизация участия человека в управлении технологическим процессом. Интеллектуальные АСУ — главное направление в развитии автоматизации. Переход от автоматизированного управления к автоматическому осуществляется по следующему сценарию: изучается процесс, проводится системный анализ, создается математическая модель, далее — алгоритмы управления, программное обеспечение, аппаратная реализация. По возможности человек исключается из цикла управления технологическим объектом. Переход к малолюдным технологиям требует разработки комплексных алгоритмов управления, а также компьютерных расчетных комплексов для реализации задач дистанционного управления [8].

Малолюдные технологии ведения технологического процесса имеют ряд существенных достоинств: требования к количеству эксплуатационного персонала сводятся к минимуму, сокращается техническая стоимость системы, информативность по работе оборудования и технологическому процессу достигает своего максимума, экономия энергоресурсов максимальна за счет автоматического управления оптимизацией параметров процессов работы оборудования и технологии как единого технологического комплекса. В связи с вышесказанным данный вопрос остается весьма актуальным и требует новых решений и дальнейшей разработки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бернер Л.И., Богданов Н.К., Ковалев А.В. Интегрированные решения по автоматизации газотранспортных и газодобывающих обществ ОАО «Газпром» // Газовая промышленность. 2007. № 7.
2. Втюрин В.А. Автоматизированные системы управления технологическими процессами: Основы АСУ ТП: Учеб. пособие. 2006.
3. Чикало В.Н., Бобриков Н.М. История «Газавтоматики»: 1998–2008 // Газпром-центрремонт. 2010. № 5.
4. Освоение Ямала: Новые перспективы [Электрон. ресурс]. Режим доступа: <http://www.vnipigaz.gazprom.ru/press-center/production/793>.
5. Пояснительная записка к проекту «Обустройство сеноман-аптских залежей Бованенковского НГКМ» ОАО «ВНИПИгаздобыча».
6. Место ЕАМ-систем в пирамиде управления // Автоматизация в промышленности. 2006. № 9.
7. Чикало В.Н., Бобриков Н.М. Новые решения в автоматизации технологических процессов добычи углеводородного сырья — основа малолюдных технологий // Новые технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи. 2008. Т. 18.
8. Развитие автоматизированного диспетчерского управления технологическими процессами в газовой отрасли: Интервью с Л.И. Григорьевым, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина // Газовая промышленность. 2011. № 2.

A. V. Klishev, S. M. Kozlov

MODERN AUTOMATED SYSTEMS IN GAS PRODUCTION INDUSTRY ILLUSTRATED BY A GAS TREATMENT PLANT

The article analyses a modern state of a gas treatment plant automated control, considering a classification in the gas field automation as well as the automation characteristics of gas production process at the Bovanenkovsky oil gas condensate field. The paper quotes data on the initial attempts to create minimal manned operations.

Gas treatment, automated systems, classification, minimal manned operations.