

УДК 621.31

ФГБОУ ВО «Иркутский национальный исследовательский технический университет»,
e-mail: sachokk1999@gmail.com

Сартаков Валерий Дмитриевич,
к.т.н., доцент, профессор кафедры «Электропривод и электрический транспорт»,
ФГБОУ ВО «Иркутский национальный исследовательский технический университет»,
e-mail: valery_41@mail.ru

АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ОПЕРАТОРНОГО ЦЕНТРА ПРИ УПРАВЛЕНИИ РАБОТОЙ СРЕДСТВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЕПРОМЫСЛА

Samokhvalov A. S., Sartakov V. D.

ANALYSIS OF THE FEATURE OF THE OPERATOR CENTER WHEN MANAGING THE OPERATION OF THE POWERSUPPLE FACILITIES OF THE OIL FIELD

Аннотация. Проведено исследование и выполнен анализ особенностей работы центра управления нефтепромысла. Рассмотрены технические решения при управлении средствами электроснабжения нефтепромысла.

Ключевые слова: операторный центр, нефтепромысел, электроснабжение, функциональная схема.

Abstract. A study was carried out and an analysis was made of the features of the operation of the oilfield control center. The technical solutions for the management of power supply facilities of the oil field are considered.

Keywords: call center, oil field, power supply, functional diagram.

Рассмотрим назначение, технические характеристики и состав автоматизированного рабочего места (АРМ) для системы управления нефте и газопромыслом.

АРМ предназначено для управления обработкой технологической информации на командном пункте нефтепромысла и обеспечивает решение ряда задач. Среди них:

- ввод команд управления технологическим режимом установки и её электроснабжением;

- отображение: информации о технологических параметрах каждого блока подготовки газа;

- отображение информации о техническом состоянии аппаратуры и трактов передачи данных аппаратуры автоматизации.

Основными целями и задачами программного управления объектов нефтегазовой отрасли являются:

- увеличение объемов поставок нефти и газа конечному потребителю и повышение технико-экономических показателей за счёт уменьшения простоев основных производственных фондов;

- сокращение потерь нефти, газа и воды за счёт оптимизации режимов добычи, подготовки и ее транспортирования;

- улучшение условий труда эксплуатационного персонала за счет централизации рабочих мест, разнообразного и удобного представления оперативной информации, упразднения рутинной работы операторов, использования «безбумажной» технологии управления объектом;

- повышение безопасности технологических процессов за счет высоконадежных средств сигнализации, блокировок и защит с минимальным периодом реагирования.

Рассмотрим краткую характеристику и назначение объектов установки комплексной подготовки газа (УКПГ) Марковского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). Отметим следующие операции в этом технологическом процессе.

На одном из первых этапов производится прием сырого природного газа (ПГ) от добывающих скважин (с водометанольной и углеводородной жидкой фазой) и подача его на подготовку в установку подготовки природного газа типа УППГ-6. Также осуществляется прием попутного нефтяного газа (ПНГ) от существующего центрального пункта сбора нефти (ЦПСН) Марковского НГКМ для использования в качестве топлив-

ного газа собственных нужд для котельной УКПГ.

На следующем этапе выполняется комплексная подготовка природного газа на УКПГ Марковского НГКМ с применением установки подготовки природного газа типа УППГ-6. Эта установка представляет собой объект полнокомплектной поставки. Разработчиком технологического процесса, проектировщиком и поставщиком блочно-модульных установок такого типа является АО «Хоневелл». Технологический процесс включает первичную сепарацию, низкотемпературное фракционирование углеводородов, стабилизацию газового конденсата в целях извлечения широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) C3+ или нестабильного газового конденсата (НГК) C2+ (в зависимости от режимов работы УППГ-6 на УКПГ МНГКМ). В последующем этот продукт подается в систему трубопроводного транспорта для переработки природного и попутного нефтяного газа в ООО «ИНК» на Усть-Кутский газоперерабатывающий завод (УК ГПЗ).

На УК ГПЗ будет получен стабильный газовый конденсат (СГК) для последующей подачи на существующий центральный пункт сбора нефти (ЦПСН) и далее в систему транспорта нефти от Марковского НГКМ в магистральный нефтепровод ВСТО и/или в систему трубопроводного транспорта продуктов переработки природного и попутного нефтяного газа ООО «ИНК».

Получение сухого «отбензиненного» газа (СОГ), отвечающего требованиям СТО Газпром 089-2010, осуществляется в перспективе с целью его последующей «транспортировки» в Единую систему газоснабжения (ЕСГ) ПАО «Газпром», а также потребителям в районе г. Усть-Кут и/или для закачки в пласт на Марковском НГКМ.

После этого производится подача на компримирование (сжатие) сухого «отбензиненного» газа, отвечающего требованиям СТО Газпром 089-2010, на компрессорную станцию (КС) Марковского НГКМ, для приема компримированного СОГ от КС и последующую подачу СОГ в пласт давлением нагнетания 24,0 МПа (здесь и далее указано избыточное давление) с возможностью альтернативного транспорта СОГ давлением до 10,0 МПа в систему ПАО «Газпром» или отбора не более 10 % от производительности

технологического газа с давлением 9,0 МПа на мембранный блок извлечения гелия.

Диапазон производительности УППГ-6 находится в пределах от 50 до 110 % от номинальной мощности.

Проанализируем особенности при решении задач управления на операторном центре Марковского НГКМ. Для каждого технологического объекта комплексной подготовки природного газа, разработаны подробные и детализированные технологические схемы, и схемы автоматизации (совмещенные) с указанием всей запорно-регулирующей арматуры дистанционным управлением, всех приборов КИП и контуров регулирования, всех позиций трубопроводов, аппаратов, оборудования на УКПГ МНГКМ, в том числе и состояния средств электропитания Марковского НГКМ.

На УКПГ МНГКМ в качестве системы управления выступает система на базе контроллеров Honeywell. Система содержит две подсистемы: подсистема РСУ, которая обеспечивает непрерывный контроль и управление технологическими процессами и построена на базе резервированных контроллеров Honeywell C300 и подсистема ПАЗ с минимальным временем отклика, которая обеспечивает предотвращение аварийных ситуаций на объекте, ввод резерва в случае отказа оборудования, своевременную сигнализацию опасных состояний оборудования, неисправностей, безопасный останов и перевод в безопасное состояние технологического оборудования в случае возникновения аварийной ситуации. Эта подсистема может быть построена на базе резервированных контроллеров Honeywell C300 либо Honeywell Safety Manager.

Все технологические операции, выполняемые операторами технологических установок, осуществляются с верхнего уровня АСУТП.

Верхний уровень автоматизированной системы управления (АСУ) типа АВТ-9 содержит: сетевое коммутационное энергетическое оборудование резервированной сети передачи данных FTE; резервированные серверы для сбора, хранения и обработки информации о технологическом процессе; сервер для сбора, хранения и обработки информации об устройствах нижнего уровня с протоколом HART; АРМ операторов.

На рисунке 1 приведен примерный вариант реализации интерфейса на верхнем уровне управления АСУ.

Рассмотрим устройство операторного центра УКПГ МГКМ. В состав устройства операторного центра входит 10 мониторов для контроля и управления основными технологическими параметрами УКПГ МГКМ, осуществляемого операторами.

Два монитора предназначены для контроля и управления работой газоперекачивающих агрегатов. Существуют мониторы для контроля объектами общезаводского хозяйства (ОЗХ). На пульт управления в операторной выведены все основные линии трубопроводов, аппараты, сосуды, работающие под давлением и датчики КИПиА.

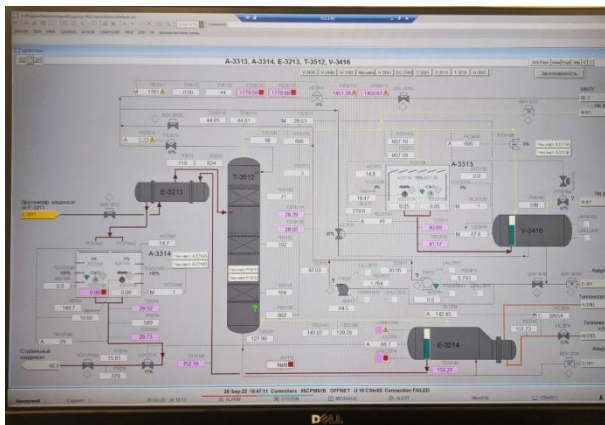


Рисунок 1-Пример интерфейса верхнего уровня АСУ.

Оператор центра получает информацию с пульта управления, такую как давление, расход, температуру, уровень в ёмкостях воды, газового конденсата, стабильного газового конденсата, сухого «отбензиненного» газа, широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ). Диапазоны контролируемых параметров установлены расчётными регламентными значениями, завязанными с системой противоаварийной защиты ПАЗ. Опираясь на эти показания, оператор имеет возможность регулировать технологический режим дистанционно с пульта управления запорно-регулирующей арматурой. В программе автоматизированного управления заложена возможность автоматического регу-

лирования параметров, т.е. устанавливать рабочие значение параметров для программного регулирования на основе алгоритма работы логического программируемого контроллера.

Электроснабжение технологического оборудования на нефтегазовом промысле является одним из наиболее важных факторов его функционирования.

Электроснабжение установки комплексной подготовки газа включает в себя подачу электропитания для работы динамического оборудования: насосов, компрессоров, аппаратов воздушного охлаждения, для работы контрольно-измерительных приборов, электронагревателей, для звукового, светового и светозвукового оповещения персонала в зданиях и сооружениях, освещения нефтегазовой установки, электроснабжения операторного центра. Также электроснабжение служит для подачи электропитания на шкафы управления печами подогрева газа и масла, шкафы управления газовыми отопительными котлами.

Контроль за электротехническим состоянием электрооборудования осуществляется по месту на каждом работающем агрегате и в электрощитовых, относящихся к объектам общезаводского хозяйства, также информация о электротехническом состоянии оборудования отображается на верхнем уровне АСУ в операторной, что в свою очередь позволяет обеспечить надежность ведения технологического процесса.

Особенностью электроснабжения установки КПГ является то, что оно осуществляется как от линии электропередач (ЛЭП), так и от газотурбинной электростанции (ГТЭС). И это должно учитываться для обеспечения повышенной надежности работы систем автоматизации, управления, контроля и аварийной защиты технологических процессов и производственного оборудования. Проектом предусмотрены аварийное электропитание от дизельных электростанций – при аварийном электроснабжении, и от автономного источника бесперебойного питания (аккумуляторной батареи), обеспечивающей не менее двух часов работы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андреев Е.Б. Попадько В.Е. Программные средства систем управления технологическими процессами в нефтяной и газовой промышленности: учебное пособие, - М: Нефть и газ, 2005. – 268 с.
2. Олссон Г., Пиани Д. Цифровые системы автоматизации и управления. – СПб.: Невский Диалект, 2001. – 557 с.
3. Матвейкин В.Г., Фролов С.В., Шехтман М.Б. Применение SCADA- систем при автоматизации технологических процессов. - М: Машино- строение, 2000. – 176 с.