

ОГЛАВЛЕНИЕ

ГЛАВА 1. ТИПЫ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ.....	5
1.1. Классическая структура автоматизированной системы	5
1.2. Архитектура автоматической системы.....	6
1.3. Характеристики оборудования	7
1.4. Области приложений компьютерных технологий	9
ГЛАВА 2. ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ АВТОМАТИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ	17
2.1. Основные объекты автоматизации	17
2.2. Площадные технологические объекты.....	19
2.3. Распределенные технологические объекты	20
ГЛАВА 3. ОРГАНИЗАЦИЯ АСУ ТП НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ	21
3.1. Функции АСУ ТП.....	21
3.2. Классы развитости систем АСУ.....	23
3.3. Показатели качества выполнения функций	24
3.4. Функциональные возможности АСУ ТП	30
3.5. Требования к системе в целом	31
3.6. Требования к задачам, выполняемым АСУ ТП.....	39
3.7. Требования к задачам нулевого уровня	41
3.8. Требования к задачам первого уровня	42
3.9. Требования к задачам второго уровня.....	44
3.10. Требования к математическому обеспечению.....	46
3.11. Применяемые методы регулирования	47
3.12. Способы моделирования поведения АСУ ТП нефтегазодобычи	48
3.13. Требования к информационному обеспечению	49
3.14. Структура и способ организации данных в АСУ ТП.....	50
3.15. Требования к доступности АСУ ТП в сети общего пользования.....	51
3.16. Требования к информационному обмену между компонентами АСУ ТП	52
3.17. Информационная совместимость со смежными системами, с доменными службами, с системами MES и ERP.....	52
3.18. Рекомендуемые системы управления базами данных	54
3.19. Принципы построения интерфейса оператора АСУ ТП.....	56
3.20. Проектные требования к реализации интерфейсов оператора АСУ ТП	59
3.21. Требования к интерфейсу оператора АСУ ТП по отображению информации	60

3.22. Защита данных в интерфейсе оператора АСУ ТП	63
3.23. Меры по защите данных от разрушений при авариях и сбоях в электропитании системы	66
3.24. Требования к программному обеспечению АСУ ТП.....	67
3.24.1. Требования к ПО нулевого уровня АСУ ТП.....	70
3.24.2. Требования к ПО первого уровня АСУ ТП.....	71
3.24.3. Прикладное программное обеспечение	72
3.24.4. Требования к ПО второго уровня АСУ ТП	73
3.25. Прикладное программное обеспечение.....	76
3.26. Требования к структуре технологической сети.....	78
ГЛАВА 4. ТРЕБОВАНИЯ К ОБЪЕМАМ АВТОМАТИЗАЦИИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕДОБЫЧИ	82
4.1. Объемы автоматизации. Общие положения	82
4.2. Объемы автоматизации объектов нефтегазодобычи.....	82
4.3. Объем автоматизации куста нефтяных скважин	89
4.4. Объем автоматизации АГЗУ	90
4.5. Объем автоматизации блока дозированной подачи химреагента.....	91
ГЛАВА 5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УРОВНЯ АВТОМАТИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ	93
5.1. Анализ объекта и подсчет параметров автоматизации.....	93
5.2. Автоматизация информационных или автоматизированных систем	95
5.3. Определение коэффициента уровня автоматизации	96
ГЛОССАРИЙ	109
СЛОВАРЬ СОКРАЩЕНИЙ.....	117
ЛИТЕРАТУРА.....	120

ГЛАВА 1. ТИПЫ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

В основном существуют два типа систем автоматического управления — системы с открытым контуром и системы с закрытым контуром.

В системе автоматического управления с открытым контуром управляющее воздействие контроллера не зависит от переменной процесса (выходного сигнала), тогда как в системе управления с закрытым контуром управляющее воздействие контроллера зависит от желаемого заданного значения и фактического выходного значения процесса.

Замкнутые контуры управления широко используются в современных системах автоматизации управления.

Системы управления автоматикой управляют командами и регулируют поведение других устройств или систем с помощью контуров управления для достижения желаемых результатов.

При управлении с обратной связью в замкнутом контуре контроллер сравнивает измеренное выходное значение процесса с желаемым заданным значением, которое является опорным или заданным, значением. Разница между фактическим выходным значением и желаемым заданным значением процесса является сигналом ошибки. Этот сигнал ошибки применяется в качестве обратной связи для генерации управляющего воздействия, чтобы внести необходимые изменения во входные данные процесса, так что выходное значение процесса остается на желаемом заданном значении, несмотря на помехи.

1.1. Классическая структура автоматизированной системы

Классическая автоматизированная система включает в себя следующие компоненты.

Операционная рабочая станция

Состоит из компьютеров операторов рабочих станций для эксплуатации и инженерных рабочих станций для обслуживания, а также их принтеров. Эта рабочая станция должна работать в соответствии со стандартным программным обеспечением для сетевых систем управления и цифровых систем управления от производителя.

Сетевые контроллеры (сетевые контроллеры на базе Ethernet)

Этот сетевой контроллер подключается напрямую к рабочим станциям через кабель Ethernet для связи с цифровыми контроллера-

ми и модулями ввода-вывода, а также является точкой входа для связи с другим оборудованием.

Цифровое управление (Цифровой блок управления — Контроллер)

Цифровой блок управления состоит из нескольких блоков в соответствии с системой, которой он управляет. Каждый блок работает независимо, поэтому он называется SDCU (автономные цифровые блоки управления), содержит входы/выходы (I/O) и программы (программное обеспечение) для управления оборудованием, находящимся под его контролем.

Модем

Полезно для удаленной проверки автоматических систем. Модемы с минимальной пропускной способностью 28,8 Кбод и возможностью доступа ко всем сетевым контроллерам.

1.2. Архитектура автоматической системы

Система автоматического управления состоит из:

- сетевых блоков управления (NCU) — сетевые контроллеры;
- автономные цифровые блоки управления (SDCU) — цифровые контроллеры;
- модули входных/выходных блоков (модули IOU);
- операционные рабочие станции (OW);
- файловый сервер для настройки системы с несколькими рабочими станциями.

Система автоматически осуществляет контроль, обнаружение тревог, составление отчетов и управление информацией для всех объектов и глобальных сетей (WAN) из единой базы данных, совместимой с ODBC.

Уровень сети 1 является основой автоматизированной системы в виде Ethernet LAN/WAN. Сетевые блоки управления, рабочие станции операторов и файловые серверы подключаются непосредственно к этой сети без шлюзового устройства (входных портов).

Уровень сети 2 системы состоит из одной или нескольких полевых шин (Profibus), которые регулируются сетевыми блоками управления. Уровень полевой шины 2 состоит из одного или двух из следующих типов:

- RS485, передача токена по шине, обслуживающая до 127 автономных цифровых блоков управления (SDCU);
- RS485, обслуживающая эти модули ввода/вывода, которые соединяются напрямую с NCU или отделяются от NCU с помощью проводки.

Эти модули ввода-вывода подключаются непосредственно к NCU или отделяются от NCU с помощью проводов.

Автоматические системы можно сегментировать с помощью программного обеспечения, чтобы они стали двойной локальной сетью, распределенной по одной глобальной сети (WAN) с использованием одного файлового сервера, что позволяет рабочим станциям управлять одной локальной сетью (зданием) и всей системой со всем оборудованием.

Сетевой контроллер (NCU — Network Control Unit)

Сетевые контроллеры должны быть основаны на микропроцессорах, многозадачными, многопользовательскими и реализовывать операционную систему реального времени. Каждая панель управления NCU состоит из модульных устройств, включая блок питания, плату ЦП и модули ввода/вывода. NCU для локального телефонного коммутируемого доступа должен быть таким же, как NCU Ethernet, но без подключаемого модуля сетевой интерфейсной карты Ethernet (NIC), например, NCU, который включает NIC, должен иметь возможность обмена по LAN/WAN или локальному коммутируемому доступу.

1.3. Характеристики оборудования

Оперативная память — емкость от 4 МБ до 8 МБ, включая один сопроцессор с плавающей точкой.

Порт связи: каждый NCU обеспечивает связь с рабочими станциями и полевыми шинами; доступно не менее 3 других портов для подключения телефонных модемов, портативных сервисных устройств, серийных принтеров и других типов контроллеров; в системах LAN/WAN NCU доступен с сетевой интерфейсной картой для подключаемых модулей Ethernet TCP/IP с пропускной способностью 10 Мбит/с.

Ввод-вывод (I/O): каждый NCU должен обеспечивать следующие дополнительные типы ввода и вывода:

- цифровой вход для включения статуса/сигнализации;
- входной счетчик для добавления импульсов от счетчика;
- вход термистора для измерения температуры;
- аналоговый вход для измерения давления, расхода и высоты поверхности;
- цифровой выход для отключения управления оборудованием;
- аналоговый выход для регулирования открытия клапана, заслонки и мощности управления основным оборудованием.

Разрабатываемые модули

Эта система применяет модульную модель ввода-вывода для легкой разработки. Входные и выходные мощности доступны через различные типы модулей прокола. Она также может комбинировать модули ввода-вывода в соответствии с индивидуальными требованиями к приложению управления. Доступно минимум 10% мощности подачи/вывода.

Коммутаторы (аппаратные переключатели с приоритетом)

Цифровые выходные блоки оснащены трехпозиционным ручным переключателем для выбора состояния выхода **Вкл**, **Выкл** или **Авто**. Этот переключатель установлен в блоке и является обратной связью с контроллером, так что положение переключателя может быть сгенерировано с помощью программного обеспечения. Кроме того, каждый аналоговый выход оснащен потенциометром (потенциометром переопределения) для ручной регулировки аналогового выходного сигнала в полном диапазоне, когда ручной трехпозиционный переключатель установлен в положение **Вкл**.

Индикаторы локального состояния

Обеспечивают как минимум светодиодную индикацию для состояния ЦП, состояния локальной сети Ethernet и состояния полевой шины. На каждом выходе обеспечивают светодиодную индикацию для состояния выхода **Вкл** или **Выкл**. В каждом выходном модуле обеспечивают светодиод, который указывает, есть ли выход в ручную переопределенном модуле.

Часы реального времени (RTC)

Каждый NCU имеет резервную батарею и точные часы реального времени до 10 секунд в день. RTC подготавливает: время, день, месяц и год. В нормальном режиме работы системные часы основаны на частоте источника питания переменного тока.

Источник питания

Система обеспечивается автоматическим питанием NCU 120–220 В переменного тока, 60–50 Гц с допуском $\pm 20\%$. Если входное напряжение меньше допустимого, питание отключается. Контроллер оснащен защитой от перенапряжения, и дополнительный преобразователь не требуется.

Автоматический перезапуск после перебоя электропитания

При восстановлении питания после перебоев в подаче электроэнергии NCU автоматически, без вмешательства человека, обновит все контролируемые функции, возобновит предыдущие операции, синхронизирует время и состояние, а также реализует специальную необходимую стратегию запуска.

Резервная батарея

Каждый блок NCU со стандартным источником питания 120–220 В переменного тока, оснащенный программируемой системой резервного питания постоянного тока, может работать в течение 72 часов для поддержания всей плавающей памяти (энергозависимой) или 2 часов в качестве полноценного ИБП.

Характеристики программного обеспечения

Спецификация программного обеспечения NCU содержит флеш-ПЗУ для операционной системы и ОЗУ для прикладного программного обеспечения. Прикладное программное обеспечение ограничено только объемом оперативной памяти. В этой системе не будет никаких ограничений на тип прикладной программы. Каждый NCU может обрабатывать параллельно и выполнять программы управления одновременно.

Каждая программа может влиять на работу каждой другой программы. Каждая программа имеет полный доступ ко всем возможностям процессора ввода-вывода. Выполнение этой функции управления не будет прерываться обычным общением пользователя, таким как опрос, ввод программы, распечатка программ для хранения и другие.

1.4. Области приложений компьютерных технологий

Визуализация технологических процессов

Наличие достоверной и своевременной информации о протекании любого технологического процесса, его «визуализация», очевидно, является ключевым условием для управления этим процессом как оператором, так и в автоматизированном режиме. Информационные системы, используемые на нефтяных месторождениях, становятся все более совершенными, и, соответственно, ценность и удобство восприятия собираемой ими информации постоянно улучшаются. Современные технологии нефтегазодобычи позволяют получать в удобной для оператора форме данные со скважин, сборных пунктов, резервуарных парков, установок первичной подготовки нефти, дожимных и кустовых насосных станций в режиме реального времени (рис. 1). Материальную основу для сбора информации обеспечивают современные контроллеры и системы управления базами данных, которые позволяют хранить и обрабатывать данные технологических процессов как в режиме реального времени, так и из реляционных баз данных.

опасности. Записывается и анализируется последовательность событий, вызвавших срабатывание сигнализации. Выполняется постоянная верификация работы предохранительных клапанов на потенциально опасных участках сбора и первичной подготовки нефти и газа, и на ее основе формируются отчеты обо всех изменениях в их состоянии. Отдельной подсистемой, наряду с подсистемами пожаро- и взрывобезопасности, является подсистема контроля утечек на трубопроводах. В настоящее время одним из наиболее перспективных направлений являются акустические системы обнаружения и определения мест расположения утечек. Достоинствами таких систем является возможность функционирования на всех режимах работы трубопровода (старт/стоп насосов, изменение значений расходов и т. п.), низкий уровень ложных срабатываний, что очень важно для целей автоматизированной защиты, простота обслуживания и высокая надежность функционирования. Важным современным требованием к системе безопасности является ее интеграция с распределенной системой управления, что позволяет своевременно реагировать на потенциальные угрозы и возникновение внештатных ситуаций, а также обеспечивать работу оборудования на безопасных режимах.

- Обеспечение диагностики оборудования. С проблемой безопасности тесно связана задача диагностики оборудования. Снабжение операторов и инженеров текущей информацией о состоянии оборудования и его возможных неисправностях — одна из ключевых задач информационной системы. Современные системы реализуют принцип: симптом — неисправность — действие. Такие системы автоматически посылают сообщение тревоги при возникновении ситуаций, которые требуют внимания оператора, а богатая технология диагностики, основанная на документировании разработчиками потенциальных причин неисправностей и способов реагирования на них, позволяет предотвратить поломку или сбой в работе технологического устройства или быстро ликвидировать неисправность. Для диагностики основных типов оборудования разрабатываются специальные программные средства, которые реализуются в рамках единой распределенной системы управления. Таким примером может служить программное обеспечение для детальной диагностики турбин и компрессоров Honeywell's TurboSuite, которое является одним из специализированных приложений PCU Experion PKS.

- Обеспечение диспетчерского управления всей технологии добычи. На современных диспетчерских центрах, как правило, реализуются следующие основные функции: диспетчеризация производства с доступом к скважинам, кустам, дожимным и кустовым насос-

ным станциям (ДНС и КНС), участкам промысловых трубопроводов, пунктам сбора и первичной подготовки нефти и т. п.

- Мониторинг ключевых параметров производства с выдачей отклонений от планируемых заданий, дистанционная диагностика и мониторинг оборудования, аварийное отключение, согласование и корректировка измерений с контролем балансов в узлах учета, мониторинг испытания скважин, отчетность и др. Примером современного диспетчерского центра, в рамках функционирования которого решаются, в частности, описанные задачи, может служить разработка корпорации Honeywell — Production Control Center (PCC). В основе работы системы лежит следующий принцип: должна поддерживаться вся информационная цепочка от снятия показателей с датчиков на объектах до предоставления в удобной форме информации лицам, принимающим решения на всех уровнях управления. Принципиальная схема PCC показана на рисунке 2.



Рис. 2
Архитектура центра управления

Все приложения PCC имеют одинаковые стандарты для меню, поиска, создания отчетов и используют общую модель данных. Система спроектирована таким образом, что возможно подключение любых открытых систем, таких как база данных Uniformance PHD разработки Honeywell или различные базы данных с OPC сервером. PCC базируется на Microsoft.NET платформе и стандартных Microsoft технологиях. Функционально программное обеспечение PCC может использоваться как приложение к PCY последнего поколения фирмы Honeywell Experion PKS.

- Обеспечение управления технологическими процессами. Наряду с классическими схемами автоматического управления с контурами регулирования, основанными на принципе обратной связи, в последние годы для управления технологическими процессами успешно применяется новое направление в промышленной автоматизации — усовершенствованное управление (сокращенно APC от Advanced Process Control). Соответствующее программное обеспечение реализует алгоритмы многосвязного регулирования с прогнозом реакции объекта на сигнал управления. Прогноз рассчитывается на основе настраиваемой модели технологического процесса. Как показывает практика, APC управляет технологической установкой лучше оператора, поскольку дает возможность работать вблизи допустимых границ по производительности, оптимизируя тем самым выход продукции и снижая время простоев установки.

На рисунке 3 показана принципиальная схема управления группой технологических установок (ТУ) на базе технологии APC с использованием ПО Profit.PLUS фирмы Honeywell. Данные для настройки модели технологического процесса берутся из гидродинамической модели резервуара, сделанной третьей стороной, и передаются на ProfitMax — пакет для линеаризации нелинейной модели вокруг рабочей точки, Profit Optimizer служит для координации решений нескольких Profit Controller, которые выдают управляющие сигналы непосредственно на исполнительные механизмы или уставки регуляторов отдельной установки.

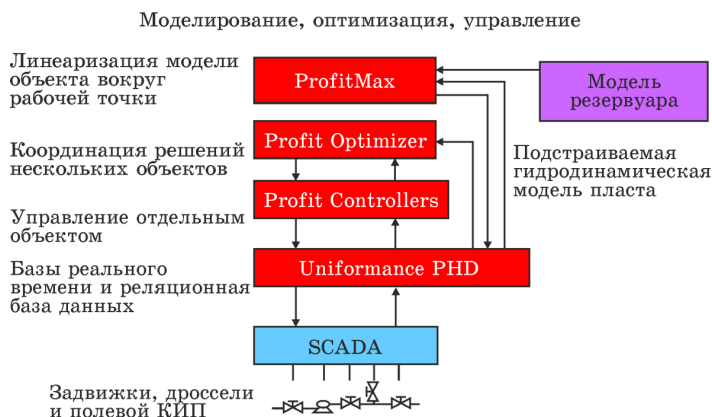


Рис. 3

Схема применения продуктов APC для управления технологическим процессом

В России на сегодняшний день наибольшее распространение APC получило в нефтепереработке, однако, как показывает мировая практика, APC может с успехом применяться и в технологических процессах добычи и промысловой подготовки нефти.

В частности, APC в нефтедобыче может использоваться для решения следующих задач: управление цепочкой компрессоров и сепараторов от скважин до пунктов сбора нефти с целью снижения противодавления на устья скважин, управление газлифтом, управление давлением и температурой в сепарационных установках для оптимизации выхода жидкой фазы, для сглаживания переходных процессов в системе сбора и промысловой подготовки продукции при изменениях режимов работы технологических установок и др. Эффективной областью приложений APC являются процессы добычи на газоконденсатных месторождениях, где решаются оптимизационные задачи выхода конденсата при плановых ограничениях на добычу природного газа. Особую актуальность приобретает использование APC на морских добывающих платформах, где существуют очень высокие требования к безопасности и экономической эффективности работы оборудования в условиях применения безлюдных технологий и ограниченного производственного пространства.

- Обеспечение управления производством. Современные системы управления производством, или MES (Manufacturing Execution System) в англоязычной терминологии, — это информационные и коммуникационные системы производственной среды предприятия. В структуре автоматизированного управления предприятием место MES находится между системами управления технологическими процессами и ERP (Enterprise Resource Planning). MES, собирая и обрабатывая данные в режиме реального времени от технологических объектов и автоматизированных систем управления и исторические данные из производственных реляционных баз данных, осуществляет поддержку принятия решений в автоматизированном или ручном режимах.

Одновременно MES готовит и передает информацию в необходимой форме в систему ERP.

В настоящее время можно выделить следующие направления работы MES на нефтедобывающих предприятиях.

- Планирование и составление расписаний. Данная группа приложений позволяет строить физически реализуемые рациональные планы как для отдельной промышленной установки, так и для предприятия в целом.

- Управление производственным процессом. Инструменты данного приложения позволяют контролировать производственный процесс, отслеживая ключевые параметры производства и сравнивая результаты замеров с плановыми заданиями. Для нефтедобывающих предприятий (НДП) на настоящий момент особый интерес представляют приложения данного семейства, направленные на повышения качества процессов измерения продукции. Проблемы точности измерения всех трех видов флюидов (нефть, газ, вода) всегда была актуальной для НДП. В настоящее время актуальность этой задачи особенно возросла в связи с принятием ГОСТ на точность измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа (ГОСТ 8.615-2005). Примером подобного приложения является пакет Production Balance, входящий в семейство Business FLEX фирмы Honeywell. Применение Production Balance повышает точность измерения продукции без вложения дополнительных средств в дорогостоящее измерительное оборудование.

Математические методы, реализованные в пакете Production Balance, позволяют решить две основные задачи:

- 1) согласовать данные измерений, выполненных на различных технологических участках разнообразными измерительными устройствами с различной точностью, и уточнить размещение продукции, т. е. уточнить результаты измерения продукции на скважинах или кустах за счет более точных коммерческих измерений на пунктах сдачи продукции;

- 2) одновременно Production Balance автоматизирует и улучшает визуализацию процесса сбора и обработки измерений.

- Управление разработкой месторождения. Современный уровень развития методов и программных продуктов по управлению процессами проектирования и разработки нефтяных месторождений позволяет перейти к постановке и решению комплексной задачи оптимизации разработки месторождения. На основании математической гидродинамической модели пласта, позволяющей учесть гидравлическое взаимовлияние скважин, решается задача выбора оптимальных дебитов эксплуатационных и нагнетательных скважин. В качестве критерия оптимизации используются технико-экономические критерии, например, минимизация объемов добываемой попутной воды при условии ограничений на забойные давления и выполнении планов добычи нефти. В настоящее время для решения подобных задач разработан эффективный математический аппарат, основанный на методах математического программирования и существенно учитывающий специфику математической модели задачи. В том числе исследованы и предложены методы решения для более общих постано-

вок задач, в которых наряду с дебитами находятся оптимальные множества вновь вводимых скважин из избыточного множества возможных мест разбуривания.

- Выбор оптимальных вариантов развития наземных сетей промыслового обустройства. На основании заданных показателей варианта разработки месторождения, рассчитанных в результате решения вышеуказанных задач, решаются задачи оптимального развития наземных систем обустройства. Для решения задач, возникающих на этом этапе, разработаны специальные методы целочисленного программирования.

- Гидравлический расчет системы. После выбора варианта нефтегазосборных сетей должна решаться многоуровневая задача согласования гидродинамических процессов: фильтрации в пласте (первый уровень), лифтах скважин (второй уровень) и наземных нефтегазосборных трубопроводов (третий уровень). Вычислительная трудность решения подобной интегральной задачи даже на современных компьютерах приводит к необходимости ее декомпозиции в процессе решения на отдельные уровни. При этом при решении задачи данного уровня параметры решения задачи, рассчитанные на предыдущем уровне, используются в качестве граничных условий или ограничений.

- Оптимизация работы технологических установок систем обустройства. После расчета на основании решения вышеперечисленных задач основных параметров разработки и наземных систем возникают задачи поддержания рабочих точек производственных процессов в рассчитанных диапазонах в статическом режиме, а также управление переходными процессами при изменении режимов работы установок. Для решения возникающих задач в настоящее время существует большой набор различных коммерческих продуктов, например, Profit, PLUS, UniSim, HYSYS. Upstream и др., использующих, в частности, методы математического моделирования процессов и усовершенствованного управления (APC).

Конец ознакомительного фрагмента.

Приобрести книгу можно

в интернет-магазине

«Электронный универс»

e-Univers.ru