



АСУ ТП для нефтедобывающего предприятия

Дмитрий Казанский

Нефтяные компании понемногу начинают уделять внимание модернизации систем автоматизации, используемых в добыче нефти и газа. Иногда применяются старые, давно известные подходы, но иногда учитывается и сегодняшний уровень развития средств автоматизации и программного обеспечения. Это и будет рассмотрено далее.

Обычно нефтяная компания (НК) или нефтегазодобывающее предприятие (НГДП) представляет собой иерархическую структуру. На нижних уровнях структуры разворачивается преимущественно технологическая деятельность, на верхних — административная, хозяйственная, управленческая, организационная, плановая и прочая.

Границы наблюдаемых и управляемых технологических процессов для АСУ ТП — от устья скважины на кусте скважин до пункта сдачи товарной нефти в магистральный трубопровод. Водогазонефтяная эмульсия в виде изначально единого потока (с механическими примесями) проходит по различным агрегатам, которые выполняют свои функции по изменению параметров и свойств потока и превращению его в воду, газ, нефть (рис. 1).

Системообразующие элементы АСУ ТП:

- датчики и интеллектуальные преобразователи,
- средства телеметрии,
- вторичные преобразующие и показывающие приборы,
- программируемые логические контроллеры и их программное обеспечение (ПО),
- персональные компьютеры и их ПО (АРМ специалистов),
- серверы для ведения баз данных реального времени и для выполнения серверных компонентов ПО АСУ ТП,

Диапазон средств реализации задач АСУ ТП нефтедобычи, обычно используемых в проектах с участием специалистов компании IBS, довольно широк:

- от интеллектуальных приборов Fisher Rosemount, радарных уровнемеров Saab, Seltex до отечественных разработок «Гамма 7», «Гамма 8»;
- от известных зарубежных контроллеров Modicon или Scada Pack до «ТК1616», «СТМ-Z», «Сакмар-Скат», производимых на отечественных предприятиях;

- от зарубежных SCADA-систем InTouch, iFix, Factory Link, GENESIS32 до их отечественных аналогов «Телескоп+», «Trace Mode» или «КРУГ 2000».

Применяемые технические средства, разумеется, зависят от конкретной ситуации в каждом проекте АСУ ТП.

КРИТЕРИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕШАЕМЫЕ ЗАДАЧИ

Вот некоторые параметры, по значению которых можно судить об успешности функционирования АСУ ТП:

- соответствие нефти принятым стандартам качества;
- минимальные временные и финансовые затраты на поддержание технологических процессов;
- своевременное и полное информирование оперативного и управленческого персонала о ситуациях, с которыми АСУ ТП не справляется самостоятельно;
- отсутствие аварий, экологического ущерба;
- минимальное вовлечение персонала в процесс управления механизмами и агрегатами при ведении процесса (автономизация АСУ ТП при возможности);
- минимальное количество или существенное уменьшение доли технологически немотивированных действий персонала.

В целом АСУ ТП должна воспринимать сформированный план мероприятий и регламент работы оборудования по добыче и выполнять автоматизированную поддержку необходимых бизнес-процессов с минимальной себестоимостью. Для этого необходимо реализовать целый ряд функций.

- Сбор информации от кустов и ДНС (дожимных насосных станций), УПСВ (установки предварительного сброса воды), БКНС (блочных компрессорно-насосных станций), электрических распределительных станций.
- Промежуточное хранение информации. Данные из подсистем АСУ ТП поступают, как правило, не одновременно, требуют взаимной проверки и увязки. С этой целью организуется промежуточное кратковременное хранение данных перед их согласованием и агрегированием.
- Унификация информации. Все данные приводятся к единой системе классифи-

каторов, кодов, структур и справочников. Унификация происходит на уровне корпоративных, международных стандартов и т. п. Кроме того, данные преобразуются к принятым единицам измерения.

- Интеллектуальное агрегирование информации (с очисткой, выбраковкой случайных, флуктуационных данных). Некорректные и противоречивые данные уточняются и согласуются.
- Эргономичная многоэкранная визуализация с возможностью детализации по желанию оператора и предоставления информации потребителям. В соответствии с запросами пользователей и лиц, ответственных за принятие управленческих решений, осуществляется выбор необходимых данных.
- Сведение агрегированных данных на supervisory уровень (диспетчерский пункт промысла) или в «ситуационную комнату уровня» (обычно это ЦДУ).
- Хранение информации (трендов параметров). Целью хранения данных служит накопление исторических данных, которые необходимы для проведения ретроспективного анализа, выявления тенденций и прогноза.
- Подготовка данных для проведения специфических расчетов вне АСУ ТП или проведение таких расчетов в тех случаях, когда необходимые вычислительные алгоритмы реализованы в «теле» АСУ ТП (например, регулирование).
- Процедуры анализа трендов по апертурному принципу или с привлечением оператора-технолога.
- Процедуры поддержки принятия оперативных технологических решений с предварительной оценкой их экономических последствий (перезапуск некондиционной нефти на второй цикл подготовки или слив в дренаж - типичные ситуации, требующие такой оценки).
- Генерация заявок в систему верхнего уровня на проведение бизнес-процессов на основе собранной информации о состоянии и наработке технологического оборудования.
- Отчетность перед системой верхнего уровня в согласованных терминах. Кроме функциональных требований, выделяют группы требований по способам

создания и развертывания АСУ ТП, по способам модификации, по степени открытости и сопровождаемости.

Чтобы удовлетворять современным функциональным требованиям и тенденциям, наиболее передовые АСУ ТП сегодня реализуются на основе объектно-ориентированного подхода (ООП). Это предполагает использование библиотек предметных объектов, начиная от объекта «датчик» и завершая такими объектами, как «ДНС» или «техпроцесс».

АСУ ТП — ВОЗВРАТ К УПРАВЛЕНИЮ ПРОЦЕССАМИ

В новую АСУ ТП для нефтяных компаний имеет смысл закладывать так называемую парадигму процессов. Суть ее в следующем.

Требуемые качества товару (нефти) придают не отдельные действия сотрудников или технологических агрегатов, а упорядоченные множества действий — процессы. Процесс как объект управления для АСУ ТП может носить ярко выраженный технологический характер, а может быть обеспечивающим и исполняться людьми. Действия, составляющие процессы, могут производиться агрегатами и/или над агрегатами.

Чтобы управлять процессом, надо понимать, что в него входит в смысле предмета труда (в процессе «нагревание» агрегаты меняют характеристики и свойства потока, а в процессе «техобслуживание агрегата» ремонтники меняют характеристики агрегата). Кроме того, когда началось выполнение процесса, надо уметь адекватно реагировать на отклонения хода процесса от эталонного или регламентного. Пока наблюдаются отклонения «в малом», это реагирование может выглядеть как регулирование (обычно это ПИ-регулирование для одного или нескольких технологических параметров). Если регулированием нельзя уже ничего добиться, надо менять структуру процесса (например, подключать новые функциональные ресурсы).

Или если сотрудник не справляется с задачей, ему в подмогу выделяется второй — это для случая управления нетехнологическим процессом как раз и является случаем изменения структуры (например, для процесса «техобслуживание»).

Можно выстроить иерархию процессов, где каждый вышележащий процесс взаимодействует со своими компонентами (которые, в свою очередь, тоже могут быть процессами) по определенной схеме. Можно отметить, что часто многие процессы ведут себя одинаково, проходя по похожему жизненному циклу (с точностью до количества и имен конкретных механизмов):

- формирование структуры процесса (проверка готовности компонентов к участию в процессе, их резервирование);
- настройка агрегатов на необходимые данному процессу операции;
- запуск процесса на выполнение — пуск продукта (эмульсия, нефть, вода, газ и т.п.);
- мониторинг состояния потока;
- гашение потока (перекрытие продукта и освобождение агрегатов).

Однако на это подобие либо не обращают внимания и оно теряется в должностных инструкциях и неформальных действиях персонала при их исполнении, либо оно скрывается в алгоритмах функционально-группового управления (ФГУ) за именами конкретных агрегатов.

Если использовать объектно-ориентированное представление, то вот некоторые методы, с помощью которых можно заставить процесс последовательно проходить его состояния.

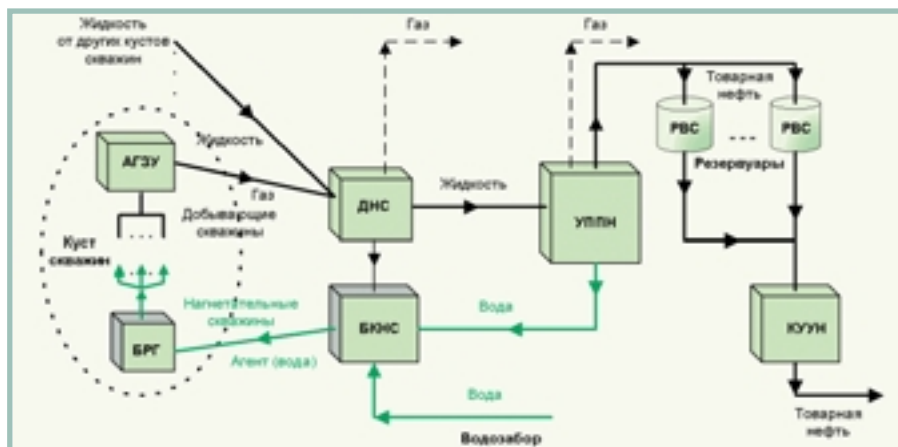
- Формируется потребность выполнить совокупностью компонентов (агрегатов) определенную функцию уровня процесса. То есть осознается необходимость выполнения метода «Процесс_Х.затребовать на выполнение».
- Формируется покомпонентная (поагрегатная) структура процесса. На каждую необходимую трансформацию (опера-

цию) должен найтись хотя бы один свободный и исправный «pretendent». Происходит «сборка» процесса «Процесс_Х.собрать».

- Снимается набор показателей компонентов (агрегатов). Это означает запрос для объекта-агрегата метода «дать свои текущие параметры».
- Определяется готовность множества компонентов (агрегатов) выполнить своим коллективным поведением некоторую функцию, ассоциируемую с процессом в целом.
- Определяется индивидуально для каждого компонента (агрегата) команда, необходимая ему, чтобы нужный процесс в целом смог стартовать. Выдается для каждого компонента (агрегата) необходимый для него прикладной метод.
- Происходит загрузка в память описания эталонного процесса, относительно которого в дальнейшем будут оцениваться отклонения.
- Подается команда на старт процесса, характерные для него (извлекаются из описания процесса, хранящегося в памяти).
- Процесс начинает выполняться (именно здесь выполняется метод «Процесс_Х.оценить отклонение») и продолжает выполняться до возникновения необходимости в другом процессе или до своего нормального завершения. Отслеживается актуальность данного процесса, после исчезновения которой происходит гашение процесса по специальному алгоритму и управление передается другому процессу.
- После окончания данного процесса для всех участвующих в нём компонентов (агрегатов) происходит выполнение своего учетного метода типа «отослать зарегистрированные данные о выполнении прикладного метода куда-то». Здесь надо учесть все, что необходимо для данного агрегата (например, энергозатраты на выполнение операции или количество моточасов, израсходованных на выполнение операции).
- Запуск следующего цикла.

Таким образом, будучи реализованной в новой АСУ ТП, рассмотренная парадигма процессов (разработанная и реализованная совместными усилиями компании IBS и ИПУ РАН) открывает следующие возможности:

- снижение нагрузки на оперативный персонал,
- аккумуляция умений и знаний,
- генерация исходных данных для АСУ вышестоящих уровней, что важно для интегрированных систем управления, набирающих популярность в последнее время. ●



Условные обозначения: АГЗУ — автоматическое газозамерное устройство; БРС — блок распределительных гребёнок; ДНС — дожимная насосная станция; БКНС — блочная компрессорная насосная станция; УППН — установка подготовки и перекачки нефти; КУУН — коммерческий узел учета нефти; РВС — резервуар вертикальный стальной.

Рис. 1. Типовая структура технологического процесса добычи нефти и газа

Автор — сотрудник компании IBS
Телефон: (095) 967-8080
Факс: (095) 967-8091