АВТОМАТИЗАЦИЯ A&T в нефтегазовой области

№ 1 (3)

ежеквартальный отраслевой научно-производственный журнал

январь-март 2011

Текущие задачи внедрения системы автоматизации производства (MES–системы) на нефтеперерабатывающих предприятиях 4

Автономный автоматизированный комплекс управления трехфазным нефтегазосепаратором 12

Программные решения Wonderware для нефтегазовой отрасли 18

Инновационные технологии измерения качества и количества газа от ООО «НПФ «ВЫМПЕЛ» 22

Применение контроллеров серии DCS–2000 каркасного исполнения в системах автоматизации нефтеперекачивающих станций 24

Швейцарские стандарты качества в сегменте PC/104 29

Мониторинг и диагностика состояния оборудования КИПиА на действующих технологических объектах. Часть 1 38

Система мониторинга температур протяженных объектов в вечномерзлых грунтах 45

Контроль систем регулирования увеличивает отдачу от модернизации 50

Анализаторы химических и других компонентов в технологических процессах 54

История одного прорыва: К тридцатилетию создания газлифтных комплексов Самотлорского и Фёдоровского месторождений 56

Борьба с вредными выбросами 72

LABWARE LIMS Solutions

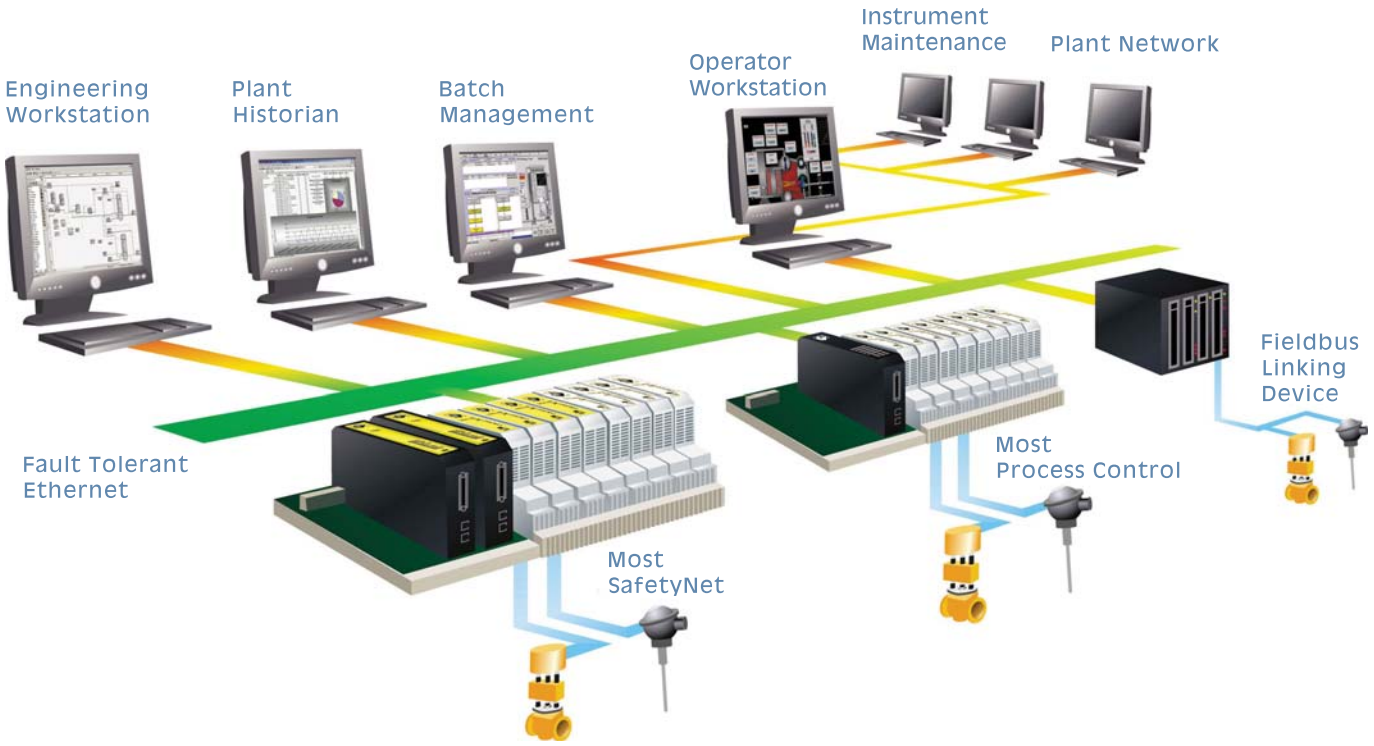
GE
Distributor
Intelligent Platforms

ТЕХНОЛИНК

www.technolink.spb.ru

PAC8000 и SafetyNet

программно-технический комплекс РСУ и ПАЗ для автоматизации опасных производств



PAC8000:

- Рабочая температура -40°C до +70°C
- Резервирование сетей, B/B
- Искробезопасное исполнение Zone 2 или Class 1 Division 2
- Устойчивость к коррозии - класс G3
- Устойчивость к ударам и вибрации
- Прозрачность для HART-протокола

SafetyNet:

- Рабочая температура -40°C до +70°C
- Аттестован для применения в приложениях уровня SIL2 по IEC 61508
- Мощная встроенная диагностика и архитектура 1oo1D
- Резервирование ЦП, сетей
- Конфигурация в режиме On-line

imagination at work

TÜV Rheinland

Bauart geprüft Functional FS Safety Type approved

Отраслевой научно-производственный журнал
Свидетельство Федеральной службы по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзора) ПИ №ФС77-37664 от 25 сентября 2009 г.

Учредитель-издатель
ООО "АМАЛЬГЕР" г. Москва
Генеральный директор
Даниленко М.А.

Редакционная коллегия:

Аблин И.Е., Генеральный директор ИнСАТ г. Москва

Алексеев А. А., канд. техн. наук, генеральный директор ЗАО "ЭМИКОН"

Альгинейкин А. В., Роснефть (Рос-Информ)

Бернер Л. И., к.т.н., доцент, генеральный директор ЗАО "АтлантикТрансгазСистема"

Егоров А.А., к.т.н., профессор АВН РФ, Главный редактор журнала

Гармаш В.Б., к.т.н., председатель Совета директоров ООО "НПА Вира Реалтайм"

Гордиенко В.М., к.т.н., Зам. начальника управления энергетического и строительного надзора Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору

Ицкович Э.Л., д.т.н.,профессор ИПУ РАН

Корнеева А.И., к.т.н

Радкевич В.В., д.т.н., доцент, Директор компании ИНЭКО-А

Рубштейн А.В., зам. Генерального директора по автоматизации Компании ИТСК

Синенко О.В., д.т.н., действительный член АИН РФ, Генеральный директор "РТСофт"

Шерман В.С., к.т.н.

Главный редактор
к.т.н., профессор АВН РФ Егоров А.А.
E-mail: egorov@avite.ru

Первый зам. Главного редактора
Паппэ Г.Е.
E-mail: pappe@avite.ru

Зам. Главного редактора
Другова Л.З.
E-mail: drugova@avite.ru

Адрес редакции:
119002, г. Москва, Калошин переулок, д. 2/24, офис 19 (м. Смоленская)
Тел. (495) 221-09-38
E-mail: info@avite.ru http://www.avite.ru/ngk

Тираж: 5000 экз.

Редакция не несет ответственности за достоверность рекламных материалов.

Точка зрения авторов может не совпадать с точкой зрения редакции.

Перепечатка, копирование материалов, опубликованных в журнале "Автоматизация и IT в нефтегазовой области", допускается только со ссылкой на издание.

Уважаемые коллеги!

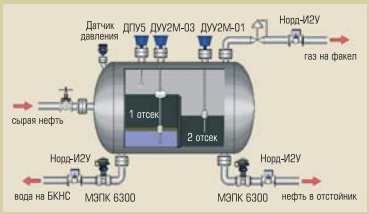
Роль нефтегазовой отрасли в жизни нашей страны последние 50 лет остается очень важной и в ближайшее время будет существенно определять развитие экономики. Учитывая более высокие затраты на добычу нефти в Сибири, по сравнению с добычей на Ближнем Востоке, в Латинской Америке или в Африке, нефтяным компаниям необходимо снижать издержки для поддержания конкурентоспособности. Хорошо известно, что одним из самых эффективных способов снижения издержек является информатизация и автоматизация различных процессов, поскольку во все времена основным катализатором роста издержек оставался "человеческий фактор". В настоящее время внедрение информационных технологий все больше выступает в качестве одного из основных инструментов создания конкурентных преимуществ у предприятий нефтегазовой отрасли.

Современные предприятия нефтегазовой отрасли являются в большинстве своем сложными автоматизированными технологическими комплексами (АТК) нефтегазодобычи с развитыми АСУ ТП. Эффективность деятельности нефтяных компаний напрямую зависит от надежности и эффективности функционирования АТК нефтегазодобычи в целом, его отдельных подсистем, комплексов и компонентов, слаженности работы операторов, диспетчеров, инженерно-технического персонала, корректности их действий при принятии решений, исполнении и контроле исполнения решений. Поэтому одной из актуальных проблем сегодняшнего дня для предприятий с развитыми автоматизированными системами является формирование системы мониторинга в режиме реального времени АТК нефтегазодобычи. В нефтяной отрасли понятие "мониторинг АСУ ТП" или "мониторинг систем автоматизации" (отслеживание состояния и ситуаций) существует и используется сравнительно недавно, а в широком смысле часто вообще отсутствует.

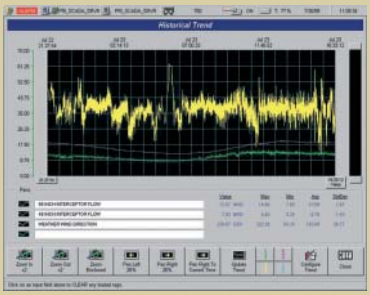
В наступившем году в наших журналах, кроме перечисленных выше проблем, будут рассмотрены актуальные вопросы метрологии и автоматизации нефтегазовой отрасли: нормативно-методическое обеспечение измерений и организации учета в добыче, транспортировке и реализации нефти и газа в свете нового законодательства; опыт эксплуатации средств измерений в различных условиях, разработка и апробирование новых средств измерений; создание АСУ различного назначения, вопросы разработки и использования оборудования (автоматизации, телекоммуникаций, связи), программного обеспечения, средств моделирования, интеграции и интеллектуализации АСУ различных уровней управления предприятием нефтегазодобычи, транспорта нефти и нефтепродуктов в части АСУ ТП, АСТУЭ, ЕАМ/ТОиР, мониторингово-аналитических систем MES-уровня управления (в т.ч. оперативного анализа балансов материальных и энергетических потоков, обнаружения утечек в трубопроводах и др.); перспективы и анализ практического опыта создания "Интеллектуального месторождения", "Интеллектуального нефтепромысла", "Интеллектуальной скважины", "Адаптивных интеллектуальных средств измерений", "Интеллектуальных систем адаптивного управления предприятием". В результате создания систем комплексной автоматизации технологических процессов удаленные производственные мощности превратятся в малолюдные "интеллектуальные нефтепромыслы", "интеллектуальные трубопроводы" и т.п., а предприятия нефтегазовой промышленности станут "интеллектуальными" с требуемым уровнем прозрачности целей и процедур управления и развитой системой поддержки принятия решений.

В статьях нашего журнала Вы сможете найти ответы на многие вопросы по этой тематике.

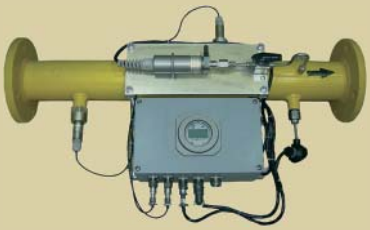
Главный редактор журнала – к.т.н., профессор АВН РФ
Александр Егоров



12 *Функциональная схема автоматизации трехфазного НГС*



18 *Wonderware предоставляет клиенты с расширенными аналитическими функциями для управления производительностью*



22 *Ультразвуковой расходомер "ГиперФлоу-УС"*

24 *Модули серии DCS-2000 каркасного исполнения (DCS-2000C)*

СОДЕРЖАНИЕ

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА
(ПРОБЛЕМЫ И ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ)

4 Э.Л. ИЦКОВИЧ (ИПУ РАН)
Текущие задачи внедрения системы автоматизации производства (MES-системы) на нефтеперерабатывающих предприятиях

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ИНФОРМАЦИОННО-УПРАВЛЯЮЩИЕ СИСТЕМЫ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ
(ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ)

Общие вопросы
12 Ю.Б. ДУБАСОВ (ЗАО «Альбатрос»)
Автономный автоматизированный комплекс управления трехфазным нефтегазосепаратором

Человеко-машинный интерфейс и SCADA-системы
18 КОРПОРАЦИЯ Wonderware
Программные решения Wonderware для нефтегазовой отрасли

ТЕХНИЧЕСКИЕ И ПРОГРАММНЫЕ СРЕДСТВА СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ

Решения для технического и коммерческого учета энергии в нефтегазовом комплексе
22 ООО «НПФ «ВЫМПЕЛ»
Инновационные технологии измерения качества и количества газа от ООО «НПФ «ВЫМПЕЛ»

Промышленные контроллеры для НГК
24 А.А. АЛЕКСЕЕВ, В.А. АЛЕКСЕЕВ, З.М. ВАРШАВСКИЙ (ЗАО «ЭМИКОН»)
Применение контроллеров серии DCS-2000 каркасного исполнения в системах автоматизации нефтеперекачивающих станций

29 А.Н. КОВАЛЕВ (ЗАО «РТСофт»), Л.Г. АКИНШИН (журнал «МКА:ВКС»)
Швейцарские стандарты качества в сегменте PC/104

Автоматизированные системы диспетчерского и технологического управления НГК
38 А.И. НИКУЛИН, А.А. АЛФЕРОВ (ООО «Автоматика-сервис»)
Мониторинг и диагностика состояния оборудования КИПиА на действующих технологических объектах. Часть 1

45 Е.В. АМОСОВА, Д.Ю. КРОПАЧЕВ (ОАО НПП «Эталон»), Д.С. ПАЗДЕРИН (ООО НПО «Фундаментстройаркос»)
Система мониторинга температур протяженных объектов в вечномерзлых грунтах

Измерители и регуляторы для НГК

50 MikkoRönkä (Borealis Polymers Oy), George Buckbee (ExperTune, Inc.)
Контроль систем регулирования увеличивает отдачу от модернизации

ОПЫТ АВТОМАТИЗАЦИИ В ЗАРУБЕЖНОМ НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

США

54 Анализаторы химических и других компонентов в технологических процессах

ИСТОРИЯ АВТОМАТИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

История отрасли

56 В.С. СИДОРОВ (ОАО «НижневартовскАСУнефть»)
История одного прорыва:
К тридцатилетию создания газлифтных комплексов Самотлорского и Фёдоровского месторождений

КОМПАНИИ ОТРАСЛИ

64 ЗАО «АтлантикТрансгазСистема»

ХРОНИКА И НОВОСТИ

67 Первая конференция «Суперкомпьютеры в нефтегазовой отрасли»

70 39-я конференция «Современные ИТ в нефтяной и газовой промышленности»

71 XI конференция «Информационные технологии в проектировании. Поддержка жизненного цикла объектов ТЭК»

РАЗНОЕ

На заметку производственнику

72 PETROLEUM REVIEW
Борьба с вредными выбросами

Разминки словом

76 Б.В. ВОЛЬТЕР. Раздумки об идеях

29 *Четырехканальная плата видеозахвата Kontron MICROSPACE MSMG104+*

45 *Контроллеры (ПКЦД-1/16 и ПКЦД-1/100)*

50 *Инструментальная панель предоставляет общую картину, детализация выявляет главные возможности улучшения*

54 *Счетчик взвешенных частиц Markland Model 502*

ТЕКУЩИЕ ЗАДАЧИ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА (MES-СИСТЕМЫ) НА НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Э.Л. ИЦКОВИЧ (ИПУ РАН)

Рассматриваются задачи, которые должны решать нефтеперерабатывающие предприятия, внедряющие или планирующие внедрять MES-систему. Выделяются распространенные недостатки построения и внедрения компонентов MES-системы: отдельных систем автоматизации производства. Рекомендуются способы исправления этих недостатков путем формирования более грамотных, полных и конкретных требований на отдельные системы, тщательной проверки проекта их реализации и более ответственной их приемки в промышленную эксплуатацию.

Последнее время нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ), впрочем, как и многие другие классы предприятий химико-технологических отраслей, уделяют большое внимание построению системы автоматизации производства (MES-системы). Это, в первую очередь, обусловлено необходимостью повышения конкурентоспособности, ускорения реакций производства на меняющуюся конъюнктуру рынка, улучшения работы всех служб и подразделений предприятия. Сама система автоматизации производства (MES-система) является объединением отдельных взаимосвязанных систем-компонентов MES-системы, реализуемых, в общем случае, разными фирмами и информационно взаимосвязанными стандартными открытыми протоколами:

- информационной платформы производства, включающей мониторинг работы технологических установок, резервуарных парков, оборудования производственных объектов, узлов перекачки нефти и нефтепродуктов, а также необходимый диспетчерский учет функционирования производства;
- системы сведения материального и энергетического баланса;
- диспетчерских систем технического контроля, учета и управления энергоресурсами (отдельно электро- и теплоресурсами);
- системы технического обслуживания и ремонтов оборудования;
- лабораторной информационной системы;
- систем календарного планирования и оперативного управления производством.

Некоторые нефтеперерабатывающие предприятия только начинают интересоваться предложениями на рынке MES-систем, многие планируют их построение, большинство же находятся на различных этапах внедрения и эксплуатации отдельных компонентов MES-системы. Во всех этих стадиях важно знать, как рационально решать возникающие задачи по проектированию и внедрению компонентов MES-систем, по объективному анализу достаточности и полноты реализуемых ими функций, по созданию условий их эффективной эксплуатации, а для этого необходимо знать и учитывать достаточно распространенные на практике недостатки построения, внедрения, эксплуатации различных компонентов MES-системы.

Указанные задачи, главным образом, затрагивают самих заказчиков отдельных систем автоматизации производства, поскольку ключевыми источниками недоработок являются:

- неполнота и совершенно недостаточная конкретность технических требований на отдельные системы автоматизации производства при организации тендера и при составлении договора на исполнение работы;

- отсутствие четкого, полномасштабного контроля и анализа работы выполненного проекта и результатов работы системы при ее сдаче в промышленную эксплуатацию;
- неправильная эксплуатация отдельных функционирующих систем автоматизации производства.

Ввиду этих обстоятельств содержание статьи касается, в первую очередь, сотрудников служб ИТ и КИПиА нефтеперерабатывающих предприятий, приступающих к построению MES-системы, внедряющих и эксплуатирующих ее компоненты.

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПЛАТФОРМА

Важнейшим компонентом MES-системы является информационная платформа. На ее базе работает большинство других компонентов автоматизации производства, ее результирующие сведения о текущем ходе производства должны служить основанием для принятия управленческих решений различными службами предприятия.

Многие фирмы предлагают построение информационной платформы производства на базе своего специального инструментального средства, с помощью которого они разрабатывают конкретную систему контроля и учета работы производства. В частности, можно выделить фирмы:

- AspenTech, предлагающую информационную платформу на базе пакетов Aspen Tank и Operations Manager;
- Honeywell, предлагающую информационную платформу на базе пакетов программ Uniformance, Production Tracker и Workcenter;
- Invensys, предлагающую информационную платформу на базе пакета InFusion;
- Siemens, предлагающую информационную платформу на базе пакета Simatic IT Historian;
- Yokogawa, предлагающую информационную платформу на базе пакета Exaguantum;
- Индасофт, предлагающую информационную платформу на базе пакета PI System разработки компании OsiSoft.

На многих предприятиях реализованы и/или внедряются информационные платформы на базе инструментальных пакетов разных производителей.

Основные недостатки многих внедренных информационных платформ MES-систем приведены ниже:

- неполный охват ими производственных объектов (в том числе не всех технологических установок);
- неполный контроль всех важных для принятия управленческих решений разными производственными службами величин, характеризующих различные аспекты текущей работы технологических установок;
- выдача в качестве результирующих сведений сырой информации, являющейся полной копией информации, выводимой на рабочие станции операторов отдельных технологических установок: текущих, ежесекундных состояний технологических процессов, представленных в виде мнемосхем, трендов, сигналов (по этой информации уровня АСУ ТП можно следить за работой операторов, что отнюдь не является прерогативой служб производства, но ее невозможно использовать на уровне MES-системы для обобщенного анализа работы производства);
- неполноценный или почти полностью отсутствующий сменный, суточный, месячный всесторонний учет работы основных производственных объектов;
- недостаточная обработка исходной информации для выработки производственных документов, необходимых различным службам предприятия: руководству завода, производственному, технологическому, техническому, плановому отделам, департаментам заводоуправления;
- невозможность получения сотрудниками производственных служб произвольных справочных материалов, основанных на имеющихся в информационной платформе данных;
- полное копирование существующих, вручную составляемых отчетов в формируемых системой учетных документах, что не отражает новые, существенно возросшие возможности автоматизированного производственного контроля и учета.

Большинство этих недостатков обусловлены отсутствием необходимых требований к функциям, которые должны быть реализованы информационной платформой, а они, в свою очередь, в немалой степени определяются данными, полученными при обследовании работы производственных служб.

Отметим те особенности обследования производства, на базе которых должны бази-

роваться технические требования на информационную платформу:

- должны быть конкретно определены все сведения, показатели, текущие характеристики, учетные данные о работе производства и его отдельных объектов, необходимые для различных служб производства; предложены формы и содержание информационных материалов для этих служб: текстовых отчетов, таблиц, графиков, диаграмм, временных трендов, мнемосхем, протоколов, диспетчерских учетных листов, справок и т. п.;
- должны быть конкретно зафиксированы все наименования исходных величин, которые должны быть введены в нее, частота и форма ввода (периодически или по изменению значения величины, или по внешнему распоряжению), параметры ввода: метка времени, значение вводимой величины, ее единицы измерения.

В самих технических требованиях должны быть четко зафиксированы определенные свойства создаваемой информационной платформы производства.

1. Следует указать необходимые результирующие сведения о текущей работе производства и формы выдачи этих сведений. В частности, целесообразно выделить необходимость выдачи:
   - обработанных вводимых данных о работе технологических установок: их отфильтрованных значений, средних, максимальных/минимальных, суммарных показателей за заданные интервалы времени;
   - статистических показателей вводимых и обработанных данных: средних, дисперсий, коэффициентов корреляции, авто- и взаимнокорреляционных функций;
   - учетных показателей работы технологических установок за заданные интервалы времени: их производительности, качества выпускаемой продукции, удельного потребления различных энергоресурсов, фиксации работы отдельных единиц оборудования (их наработки, интервалов отключения, текущего состояния), существующих энергетических и материальных потерь;
   - сообщений о нештатных ситуациях на производстве, требующих внимания отдельных служб производства;
   - наименований и количества перемещенных компонентов по массе и объему за заданные интервалы времени и фиксаций операций и маршрутов перекачки сырья, компонентов, готовой продукции;
   - наличных запасов в резервуарах всех резервуарных парков в заданные моменты времени;
   - расчетных соотношений “план-факт” по отдельным заданным плановым показателям и прогноз этих значений на конец заданного планового периода;
   - сопоставительных характеристик, показывающих отличия определенных текущих показателей производства и его отдельных участков от аналогичных показателей за заданный прошедший интервал времени;
   - усредненных за месяц показателей, необходимых для актуализации моделей системы оптимального объемного месячного планирования (на большинстве НПЗ действуют автоматизированные системы планирования PIMS или RPMS);
   - ключевых показателей текущей работы всего производства: выхода продукции, эффективности использования оборудования, удельных затрат энергоресурсов; сопоставления значений этих показателей за разные периоды времени.
2. Целесообразно обоснованно определить необходимые формы и сроки хранения разных классов данных в СУБД информационной платформы.
3. Важно отметить в требованиях необходимые свойства работы пользователей с информационной платформой:
   - обеспечить их доступ к результирующим сведениям с Web-порталов;
   - использовать специальный редактор отчетов или другую форму для создания самими пользователями отчетов необходимой им формы и содержания из совокупности хранимых в СУБД величин и показателей без программирования;
   - позволить работать пользователям с СУБД информационной платформы в справочном режиме, обеспечив реакцию на произвольные запросы пользователей, заданные на языке структурированных запросов SQL или по другой простой форме.

Если внедряемая или эксплуатируемая информационная платформа не удовлетворяет этим требованиям, ее необходимо доработать, ибо только тогда она будет полноценно использоваться службами производства.

СИСТЕМА СВЕДЕНИЯ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА

Основные причины необходимости сведения материального баланса производства приведены ниже:

- не все расходы материальных потоков на производстве непосредственно измеряются;
- имеющиеся расходомеры обладают разной точностью;
- часть данных по расходам определяется вручную (например, замером рулеткой уровня в резервуаре), и их точность неизвестна, а данные сомнительны;
- некоторые измерители расходов могут быть неисправны или иметь существенную систематическую погрешность, что заранее неизвестно;
- в разных местах производства могут возникать не фиксируемые приборами, сверхнормативные потери.

В совокупности эти причины не позволяют иметь прозрачную и точную картину всего движения нефти, полуфабрикатов, готовых продуктов за заданные интервалы времени без функционирования специальной системы сведения материального баланса.

В России распространяются и имеют внедрения системы сведения баланса производства следующих фирм:

- Advisor – фирмы AspenTech;
- Production Balance – фирмы Honeywell;
- ARPM – фирмы Invensys;
- I-DRMS – фирмы Индасофт.

Математически задача сведения баланса решается во всех предлагаемых системах путем минимизации квадратичной функции отклонений компонентов вектора измерений от соответствующих компонентов вектора решений (т. е. методом квадратичного программирования). Фактически минимизируется квадрат разности между всеми входами и выходами на рассматриваемом участке производства путем коррекции исходных данных (коррекции измеренных значений); при этом получающиеся изменения отдельных исходных данных при их коррекции тем больше, чем меньше точность получения этих данных.

Конкретные системы отличаются друг от друга многими нюансами решения: числом и формулировкой ограничений решаемой задачи, способом моделирования материальных потоков, полнотой анализа неточных исходных данных, методом определения сверхнормативных потерь, удобством работы экономистов с системой, разнообразием шаблонов отчетных форм – все эти особенности достаточно трудно проанализировать по общим описаниям систем, но они легко выявляются при наблюдении за функционирующей на НПЗ системой. Это определяет важность перед приобретением рассмотрения отдельных систем в работе.

Наблюдаемая недостаточная точность расчета материального баланса определяется, в основном, неточными исходными данными по движению сырья, полуфабрикатов, готовой продукции и по объему (массе) нефтепродуктов в ряде резервуаров, а также не всегда полным и достаточно жестким набором используемых ограничений.

В технических требованиях на систему сведения баланса особенно важно подчеркнуть необходимые свойства ограничений при решении задачи квадратичного программирования:

- коммерческие исходные данные на входах и выходах производства должны быть жестко фиксированы и не могут корректироваться в процессе сведения баланса;
- исходные данные от исправных датчиков, не имеющих систематических ошибок, могут корректироваться только в пределах диапазона их точности (например, в диапазоне $\pm$ 2%);
- соответствующие рассчитанным массам объемы компонентов в резервуарах не могут превышать конструктивных размеров резервуаров;
- получаемые в результате решения неизмеряемые потери на отдельных участках производства, не могут превышать возможных по технологическим условиям потерь;
- все искомые переменные задачи согласования баланса (значения расходов) не могут быть отрицательными.

Анализ используемых исходных данных, алгоритмов их обработки, формулировок применяемых ограничений в действующей системе сведения баланса позволяет выделить мероприятия, повышающие точность ее работы.

СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ, УЧЕТА И УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСАМИ

Наблюдаемое увеличение стоимости энергоресурсов делает все более актуальным внедрение систем оперативного слежения за их

расходованием на различных участках производства и автоматизированного управления энергообъектами предприятия. В соответствии с видом рассматриваемых энергоресурсов указанные системы подразделяются на два класса: системы контроля и управления электроресурсами и системы контроля и управления теплоресурсами (под последними понимается тепло, пар, вода, сжатый воздух, газ).

Разработку и внедрение этих систем на российских НПЗ в основном осуществляют многочисленные российские организации:

- проектные институты нефтеперерабатывающей отрасли;
- фирмы, называющие себя "системными интеграторами";
- дилеры ряда зарубежных фирм, специализирующиеся на поставках электро- и теплоаппаратуры разных классов (например, фирм ABB или Siemens).

Внедряемые системы отличаются набором и полнотой реализуемых функций контроля и учета, типом и характеристиками используемых датчиков разных производителей; а также наличием и объемом функций дистанционного мониторинга, диагностики и управления оборудованием энергообъектов.

Основными недостатками существующих и проектируемых систем являются:

- ограниченность состава систем функциями контроля и учета энергии и отсутствием или весьма слабой проработкой функций мониторинга текущего состояния и диагностики оборудования энергетических объектов, а также функций дистанционного управления ими (последние функции особенно экономически эффективны, поскольку при возникновении нештатных ситуаций дистанционное управление резко сокращает время недополучения или прекращения подачи энергии на отдельные установки, а, следовательно, уменьшает потери производительности этих установок от энергетических возмущений);
- проведение контроля и учета потребляемой энергии только по энергетическим объектам (по электрическим подстанциям, компрессорам, источникам тепла и т. п.), что отнюдь не идентично требуемому контролю и учету энергии по отдельным технологическим установкам. Например, эта разница наблюдается, когда одна электрическая подстанция снабжает электроэнергией несколько установок или отдельные блоки ряда установок, а другие блоки этих же установок снабжаются электричеством от других подстанций;
- отсутствие оперативного (часового, сменного) учета потребляемых установками различных видов энергии и своевременного доведения этих учетных значений до операторов установок, что препятствует своевременному принятию мер по снижению расходов энергии;
- неиспользование системы расчета баланса для сведения энергетических балансов по производству и по его отдельным подразделениям, что, в частности, не позволяет определять потери энергоресурсов и своевременно выделять места их возникновения.

Знание этих распространенных недостатков и недоработок, допускаемых проектными организациями, позволяет заказчикам предусмотреть проработку указанных свойств рассматриваемых систем при составлении на них требований и проверить их исполнение при приемке систем в промышленную эксплуатацию. Технические требования на рассматриваемые системы должны учитывать опасность ограниченности и замкнутости проектируемых систем только на контроль и учет энергии по энергообъектам и с целью недопущения такого положения подробно формулировать положения о местах учета энергии, оперативности их учета, доведения текущих учетных данных до операторов установок и ввода этих данных в информационную платформу. Необходимо также конкретно указать в них функциональный состав по мониторингу текущего состояния оборудования энергообъектов, по его диагностике и дистанционному управлению.

Эксплуатируемые системы данных классов, в которых наблюдаются все или часть указанных недочетов, целесообразно модифицировать для получения от них необходимой экономической отдачи

СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТОВ ОБОРУДОВАНИЯ

Последние годы автоматизация работ по техническому обслуживанию и ремонтам оборудования (ТОиР) получает все более широкое распространение на НПЗ. Этому, кстати, способствуют те обстоятельства, что во внедренных на ряде заводов ERP-системах типа SAP или Галактика есть специальные модули управления фондами предприятия. Так в систему SAP входит подсистема "Техническое

обслуживание и ремонт оборудования", выполняющая типовые функции ТОиР. Система Галактика также имеет ряд модулей, выполняющих основные функции обслуживания ремонтных работ. Внедряются на заводах и отдельные системы ТОиР, например:

- Datasream фирмы Datasream;
- iMaint фирмы DP Solutions;
- TRIM фирмы Спецтек.

Основные различия этих систем и соответствующих модулей ERP-систем лежат в области объема и полноты реализуемых функций.

Наибольшую эффективность система ТОиР приобретает, когда обслуживание и планово-предупредительный ремонт (ППР) любой единицы оборудования проводится не по заранее утвержденному временному интервалу и не по числу часов ее наработки, а в зависимости от ее текущего состояния. В настоящее время ряд фирм специализируются на выпуске систем мониторинга и диагностики оборудования. На НПЗ находят применение, в частности:

- система общей диагностики оборудования – System 1 фирмы GE (Bently Nevada);
- виброакустическая система диагностики – Dream32 фирмы ВАСТ;
- система коррозийного мониторинга резервуаров – ККМ фирмы Интерюнис.

Используемые и внедряемые системы ТОиР и текущего состояния оборудования являются базой создания полноценной и высокоэффективной автоматизации ремонтных работ, но практический анализ их использования на заводах показывает, что во многих случаях их отличает чрезвычайно затянутое внедрение и существенные недоработки:

- отсутствует полная и достаточно подробная база данных электронных паспортов оборудования различных классов с данными по их эксплуатации: времени установки, общей наработки, места использования, истории неисправностей и проведенных ремонтов;
- не проводится автоматический подсчет часов наработки отдельных единиц оборудования и автоматический анализ работы КИП и систем регулирования;
- не распространены на основном оборудовании системы автоматического контроля его текущего состояния, а результирующие данные имеющихся на единичных установках систем диагностики оборудования используются только в виде рекомендаций и не влияют на сроки планирования и проведения ППР.

Указанные обстоятельства свидетельствуют о недостаточной продуманности необходимой функциональности системы ТОиР, ее полного состава и последовательности проведения отдельных работ по рациональному внедрению системы ТОиР. Две самые объемные по трудоемкости и времени внедрения работы: оснащение производства системами мониторинга и диагностики оборудования и формирование электронных паспортов оборудования оказываются либо невыполненными, либо сдвинутыми по времени выполнения, что существенно сказывается на форме проведения ремонтных работ и эффективности их автоматизации.

Чтобы избежать таких недоработок, целесообразно основное внимание заказчика во время построения системы ТОиР сосредоточить не только на выборе необходимых систем: ТОиР и текущего состояния оборудования, но и на рациональном планировании последовательности работ по проектированию и внедрению системы автоматизации технического обслуживания и ремонтов оборудования и на полноте реализуемых ею функций.

ЛАБОРАТОРНАЯ ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА

Ниже приведены основные цели, которые ставятся при автоматизации лабораторных работ и которые определяют эффективность работы лабораторной информационной системы:

- увеличение пропускной способности лаборатории за счет сокращения времени проведения анализов;
- повышение точности производимых анализов и снижение ошибок, обусловленных несвоевременным получением образцов, несоблюдением методики анализов, погрешностями расчетов результатов;
- уменьшение стоимости выполнения анализов;
- более полное и точное соблюдение нормативов на выпускаемую продукцию;
- более эффективное использование лабораторного персонала за счет сокращения выполняемой ими рутинной работы;
- автоматизация оценок статистических характеристик качества продукции и выявление тенденций его изменения во времени;
- повышение оперативности распространения полученных результатов измерения качества продукции среди служб производ-

ства и, как следствие, ускорение необходимых управляющих реакций на его нештатные изменения.

Системы автоматизации лабораторий, достаточно полно учитывающие специфику работы лабораторий на НПЗ, предлагают на российском рынке следующие фирмы:

- LabWare, предлагающая систему LabWare Lims;
- STARLIMS Corporation, предлагающая систему STARLIMS;
- Thermo Fisher, предлагающая систему SampleManager;
- Индасофт, предлагающая систему ЛИС-I-LDS.

Основными отличиями предлагаемых систем являются число и полнота реализуемых в них функций, многообразие средств интеграции с лабораторными анализаторами различных фирм, характеристики структуры и связей с внешними системами.

Ознакомление с работой эксплуатируемых лабораторных информационных систем, состоянием внедряемых систем, составленными требованиями предприятий на их разработку позволяет отметить те функции, свойства и характеристики систем, которые (несмотря на важность их реализации) зачастую не выделяются в составляемых заказчиком требованиях; поэтому они не поддерживаются при построении и внедрении системы исполнителем и, следовательно, не выполняются должным образом при ее эксплуатации:

- функции интеграции системы со всеми анализаторами лаборатории, имеющими цифровой выход, и автоматической обработки данных этих анализаторов, что позволит исключить человеческий фактор при вычислении результатов анализов этих приборов и при вводе этих результатов в систему;
- функция автоматизации графика работы лаборатории, учитывающая все заданные плановые и внеплановые анализы и минимизирующая время их исполнения в соответствии с разными приоритетами анализируемых образцов;
- точная (вплоть до минуты) автоматическая фиксация времени взятия образцов компонентов с установок, что позволит четко сопоставлять их анализ с наблюдаемыми в этот момент режимными величинами установок и, тем самым, более точно рассчитывать значения виртуальных анализаторов;
- автоматическое прогнозирование качества продукции технологических процессов на базе анализа контрольных карт (например, карт Шухарта) и выдача результатов прогноза технологическим службам цехов для коррекции режимов работы установок.

Естественно, что указанные важные особенности работы лабораторной информационной системы заказчику следует учитывать на всех этапах: при разработке требований на нее, при ее проектировании и принятии в промышленную эксплуатацию, при ее функционировании.

СИСТЕМА КАЛЕНДАРНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ И ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВОМ

Чем чаще корректируется объемный месячный план работы НПЗ (а в последнее время в связи с существенными и частыми колебаниями цен на рынках нефти и нефтепродуктов, его изменения происходят чаще, чем раз в неделю), тем важнее становится внедрение системы автоматизированного календарного планирования, которая должна рационализировать составление и корректировку графиков суточного и сменного производства завода по цехам и установкам при каждом изменении объемного плана производства и, в то же время, значительно сократить трудоемкость и время проведения этих работ.

На российском рынке системы календарного планирования работы НПЗ предлагают следующие фирмы:

- AspenTech, выпускающая систему календарного планирования Scheduler Orion;
- Honeywell, предлагающая систему календарного планирования Production Scheduler;
- M3 Tech, начинающая распространять через дилера Yperion систему календарного планирования SIMTO Scheduling.

Судя по кратким рекламным материалам фирм, их разработки базируются на разных способах решения задачи:

- на интерактивном подборе графика работы методом имитационного моделирования работы производства;
- на оптимизации календарного плана по заданному критерию методом целочисленного программирования;
- на расчете календарного плана методом линейного программирования аналогично используемому способу в системах объемного планирования PIMS и RPMS, которые работают на большинстве НПЗ.

К сожалению, никаких данных о виде требуемых исходных данных, о формах результирующих графиков работы участков производства и режимов технологических установок, о трудоемкости использования и о качестве работы предлагаемых систем нет, т. к. ни одна из них не имеет внедрения на российских НПЗ, а документальные материалы по этим системам отсутствуют. Ввиду этого представляется невозможным конкретно сформулировать задачи заказчика при построении автоматизированной системы календарного планирования на базе одной из предлагаемых систем. Очевидно, для этого следует ознакомиться с их подробным описанием и, желательно, с подробностями их использования на какомнибудь НПЗ.

Предложений фирм по автоматизации оперативного (диспетчерского) управления производства НПЗ на российском рынке нет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Важнейшей особенностью всех компонентов MES-системы является их сугубо человеко-машинный характер использования. Функции, выполняемые программными комплексами систем, непосредственно не являются управляющими воздействиями на какие-либо исполнительные механизмы производства, а дают решения в виде рекомендаций соответствующим службам производства, персонал которых может их подтвердить и реализовать, а может не согласиться с ними или оставить их без внимания и реализовывать управляющие воздействия по собственным соображениям. Ввиду этого использование, работоспособность, эффективность отдельных систем и MES-системы в целом зависит от заинтересованности в ее работе персонала НПЗ. В связи с этим становится особенно важным организационное сопровождение всех работ по внедрению и эксплуатации MES-системы. Отдельно следует подчеркнуть следующие необходимые условия успешного внедрения и эксплуатации компонентов MES-системы: активное участие руководства НПЗ в наблюдении за внедрением и функционированием MES-системы; пересмотр должностных инструкций персонала в части их взаимодействия с MES-системой; пересмотр системы мотивации каждого специалиста производства, работающего с MES-системой.

Ицкович Эммануил Львович *– д-р техн. наук, профессор Института проблем управления РАН.*
Телефон (495)334-90-21.
E-mail: itskov@ipu.rssi.ru

НОВОСТИ

ИЗДАТЕЛЬСТВО «ИНФРА-ИНЖЕНЕРИЯ» ПРЕДСТАВЛЯЕТ НОВУЮ КНИГУ «УПРАВЛЕНИЕ ПОТЕНЦИАЛЬНО ОПАСНЫМИ ТЕХНОЛОГИЯМИ»

Авторы – д.т.н. ТЮРИН О.Г., к.т.н. КАЛЬНИЦКИЙ В.С., д.т.н. ЖЕГРОВ Е.Ф.
Объем – 280 стр., 2011 г.

В издании приводится системный объектно-ориентированный анализ проблемы управления потенциально опасными технологическими процессами (ПОТП). На основе ее моделирования создана методология решения проблемы путем разработки методов и средств интеллектуализации как главного и эффективного инструментария для организации искусного управления ПОТП. Главный акцент в книге сделан на ее практическое приложение как научное издание и пособие-путеводитель по сложным лабиринтам построения интеллектуального управления потенциально опасными технологиями с целью показать, что и как необходимо сделать реально, чтобы действительно овладеть настоящим искусством эффективного управления сложным технологическим объектом. Книга представляет интерес для специалистов, аспирантов и студентов, занимающихся вопросами управления, моделирования, алгоритмизации и автоматизации ПОТП; может быть использована также в качестве учебного пособия по соответствующим направлениям.

Оформить заказ *на книгу можно в интернет-магазине Издательства "Инфра-Инженерия": http://www.infra-e.ru*

Справки *по телефону 8-911-512-48-48.*

АВТОНОМНЫЙ АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ КОМПЛЕКС УПРАВЛЕНИЯ ТРЕХФАЗНЫМ НЕФТЕГАЗОСЕПАРАТОРОМ

Ю.Б. ДУБАСОВ (ЗАО "Альбатрос")

АЛЬБАТРОС®

Действующие высокие мировые цены на нефть, устойчивая тенденция к их дальнейшему росту и отсутствие видимых объективных факторов к сдерживанию этого процесса заставляют большинство нефтяных компаний обращать свое внимание на ранее забытые или законсервированные мелкие очаговые залежи этого природного ископаемого.

Общепринятая технология сбора добытой из недр жидкости с кустов на централизованных пунктах подготовки нефти для таких случаев невыгодна и очень затратна. Это вызвано, в первую очередь, необходимостью связывать добывающие скважины сетью дорогостоящих трубопроводов. Кроме того, существующая нефтепромысловая практика предполагает отделение свободной воды как можно раньше (до поступления продукта на установки подготовки нефти), так как нагрев этой воды связан с большим расходом тепла. Оказывается, гораздо практичнее непосредственно на местах вести первичное выделение нефти и автотранспортом доставлять ее на центральные пункты сбора товарной нефти. Целесообразность такого способа тем выше, чем больше расстояния до центров подготовки и значительнее обводненность нефти.

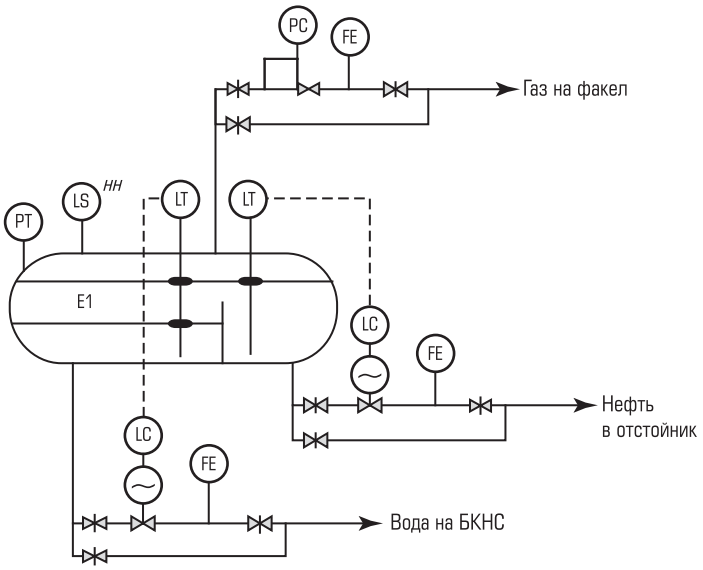


Рис. 1. Упрощенная технологическая схема процесса сепарации

Основной технологической установкой начальной обработки поступающей с добывающей скважины жидкости является нефтегазосепаратор (НГС). Для решения задач освоения мелких месторождений достаточно НГС, небольшой буферной емкости и узла отпуска нефти в автоцистерны. Такая локальная технологическая установка нуждается в автономном управляющем комплексе. Основным объектом автоматизации является НГС, в котором под давлением 4-6 атм. происходит выделение из поступающей жидкости трех ее фаз: газа, воды и нефти. Технология процесса сепарации обычно требует контроля за уровнем жидкости, уровнем раздела сред, давлением в секциях НГС с последующим регулированием по этим параметрам. Отличительными особенностями такого контроля являются взрывоопасные условия и работа с аппаратами под давлением.

Упрощенная технологическая схема процесса сепарирования приведена на рис. 1. Она включает: E1 – сепаратор нефтегазовый со сбросом воды, FE – датчик расхода по газу, LC – прямоходный исполнительный механизм типа МЭПК регулирующего клапана КМР, LS – сигнализатор верхнего аварийного уровня, LT – уровнемер (уровень нефти

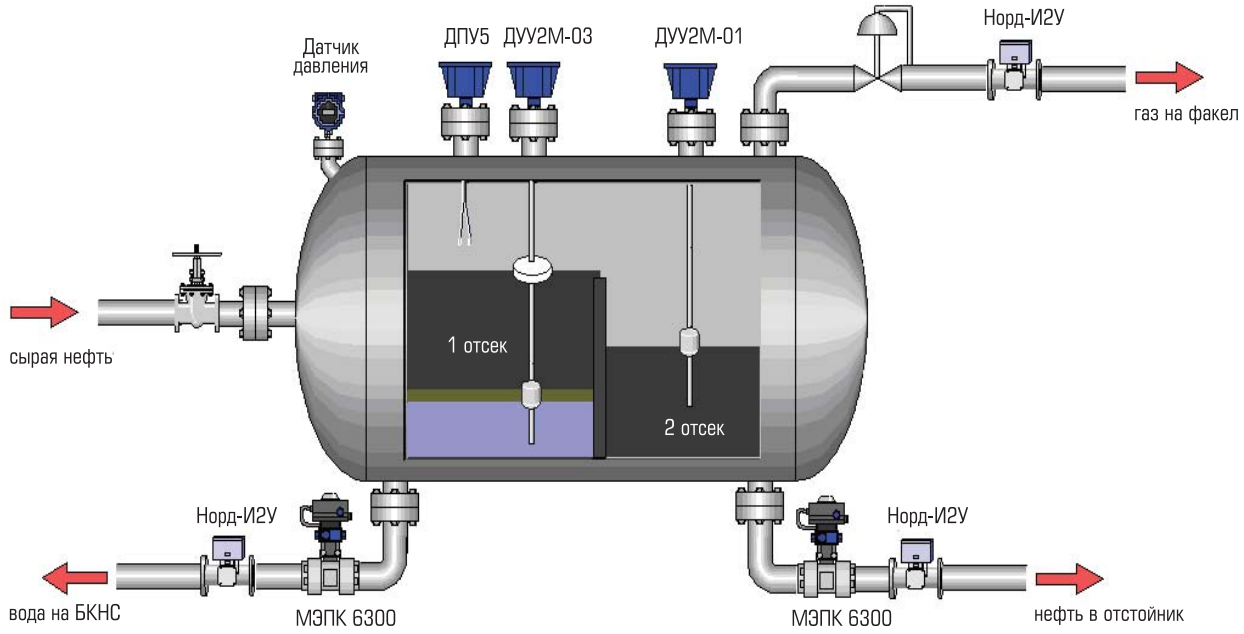


Рис. 2. Функциональная схема автоматизации трехфазного НГС

и уровень раздела фаз в 1 отсеке и уровень во 2 отсеке), РС – регулятор давления прямого действия, РТ – датчик давления. Нефтегазовая смесь из сборного коллектора через патрубок поступает в НГС. Отделившийся от жидкости газ через регулятор давления прямого действия и расходомер под собственным давлением следует в газопровод и далее транспортируется на ГПЗ. Отделившаяся в первом отсеке НГС нефть перетекает во второй отсек, а вода из первого отсека отправляется на блочную кустовую насосную станцию (БКНС). Откачка воды регулируется положением уровня раздела сред. Откачка нефти из второго отсека регулируется уровнем взлива в этом отсеке.

Традиционным решением задачи управления процессом сепарации является оснащение НГС набором датчиков, равных количеству контролируемых параметров. Для установки таких датчиков требуется не меньше четырех люков для уровнемеров и сигнализатора предельного уровня и фланцевое соединение для датчика давления.

Ниже рассматривается устройство и функционирование автоматизированного комплекса управления (далее “комплекс” или “комплекс управления”) трехфазным нефтегазосепаратором, разработанного и выпускаемого ЗАО “Альбатрос”. Функциональная схема автоматизации трехфазного НГС показана на рис. 2.

АППАРАТНЫЙ СОСТАВ КОМПЛЕКСА

Оборудование, входящее в состав комплекса управления, делится на полевое (датчики) и вторичное (управляющий контроллер). К полевому оборудованию, поставляемому в составе комплекса, относятся [1]:

- датчик уровня ультразвуковой ДУУ2М-03 для одновременного непрерывного измерения уровня взлива и уровня раздела сред в первом отсеке сепарации;
- датчик уровня ультразвуковой ДУУ2М-01 для измерения уровня нефти во втором отсеке сепарации;
- датчик предельного уровня ДПУ5 для контроля за переливом НГС.

Использование многофункциональных датчиков ДУУ2М ведет к сокращению числа врезок в тело НГС по сравнению с традиционным решением. Это достигается способностью такого датчика, как ДУУ2М-03, одновременно измерять как взлив нефти, так и раздел сред “нефть-вода”. Более того, для бюджетных решений можно заменить два датчика уровня, датчик давления и датчик предельного уровня на один многофункциональный датчик уровня ДУУ2М-08 из семейства ДУУ2М. Он обеспечивает одновременное измерение уровня, уровня раздела “нефть-вода”, температуры и давления в нижней точке НГС. Преимуществом использования данного датчика явля-

ется не только минимальная стоимость, но и возможность через одно фланцевое соединение контролировать практически весь технологический цикл процесса сепарации. Несложные математические преобразования позволяют пересчитать измеряемое ДУУ2М-08 гидростатическое давление в давление под крышей НГС и обеспечить своевременный сброс накопившихся газов через регулирующий клапан. Совместно со своим вторичным прибором этот датчик способен выполнить и функцию сигнализатора верхних и нижних предельных уровней. В общем случае с целью повышения безопасности эксплуатации НГС целесообразно иметь второй независимый источник контроля предельных уровней. Для этого оптимально подходит сигнализатор СУР-6 [2], требующий одно фланцевое соединение и имеющий две программируемые аварийные уставки срабатывания от перелива и опорожнения НГС.

Вторичное оборудование представляет собой управляющий контроллер со средствами отображения информации.

ПРИНЦИП РАБОТЫ КОМПЛЕКСА УПРАВЛЕНИЯ

Алгоритм управления, реализующий технологический регламент работы НГС, выполняет ядро комплекса управления – программируемый логический контроллер КПК ГАММА-11 (далее “контроллер” или “КПК Гамма-11”) [3].

В результате работы с двумя преобразователями турбинными ТПР МИГ-32-2,5 с магнитоиндукционным датчиком “Норд-И2У-04М” (расход нефти и воды), с преобразователем турбинным ТПР АГАТ-1М-65 с магнитоиндукционным датчиком “Норд-И2У-02” (расход газа), с датчиком давления “Метран-100-Вн-Ди”, 0,4МПа (давление в сепараторе), с датчиком измерения уровня (уровень нефти во 2-м отсеке сепаратора), датчиком уровня ультразвуковым ДУУ2-01-0-1,600-2,0-ОМ1,5, с датчиком измерения уровня и уровня раздела сред (уровень нефти и раздела сред “нефть-вода” в 1-м отсеке сепаратора) и датчиком уровня ультразвуковым ДУУ2-03-0-1,600-2,0-ОМ1,5 контроллер обеспечивает взрывобезопасное измерение и регулирование:

- уровня жидкости нефти от 0,25 до 1,3 м;
- уровня поверхности раздела “нефть-вода” от 0,3 до 0,9 м;
- давления в сепараторе от 0 до 4 атм.;
- расхода газа из сепаратора;
- расхода нефти из сепаратора;
- расхода воды из сепаратора;
- токовых сигналов положения рабочих органов механизмов электрических прямоходных МЭП6300.

Комплекс имеет два режима управления – автоматический и дистанционный. В автоматическом режиме он обеспечивает управление процессом без участия человека, в дистанционном – воздействие на регулирующие органы ведется вручную от местного пульта. В качестве местного пульта используется Терминал-2 (далее “терминал”) контроллера [3], выполняющий следующие функции:

- индикацию измеренных значений уровня жидкости, уровня поверхности раздела сред, давления, мгновенного расхода и суммарного объема газа, мгновенного расхода и суммарного объема нефти, мгновенного расхода и суммарного объема воды;
- индикацию процесса регулирования и состояния электроприводов (раздельно по нефти и воде);
- изменение режима работы комплекса и ввода параметров настройки.

На основании измерений уровней контроллер формирует сигналы управления запорной арматурой. Таким образом, реализованы два контура регулирования в первом отсеке сепаратора по уровню воды, а во втором отсеке – по уровню нефти. В основе процедуры регулирования заложен принцип локальных автоматов, когда требуемый закон регулирования выполняется специализированными модулями регуляторов из состава контроллера, при этом общий контроль за состоянием НГС лежит на модуле процессора этого контроллера. Разнесение задач регулирования и контроля на разные уровни архитектуры комплекса ведет к повышению надежности и упрощает локальную визуализацию текущего состояния НГС.

Каждый из регуляторов может работать в двух режимах – автоматическом и дистанционном. Выбор режимов работы регуляторов определяют положения соответствующих переключателей “Управление ДИСТ/АВТ”. Настройка регуляторов (выбор закона регулирования, рабочего диапазона и др.) осуществляется индивидуально для каждого из них посредством имеющихся в контроллере управления массивов настроечных параметров. Процесс настройки можно вести либо с местного пульта, либо с АРМ оператора (при его наличии).

Таблица 1

№	Наименование модуля	Контролир. парамерт	Подключ. датчики
1	Модуль расходомера МР2	Объем и расход газа, нефти	ТПР МИГ-32-2,5
2	Модуль расходомера МР2	Объем и расход воды	ТПР АГАТ-1М-65
3	Модуль токовых входов МТВ3	Давление в НГС	Метран-100
4	Модуль регулятора МРГ3	Уровень, уровень раздела	ДУУ2М-03
5	Модуль регулятора МРГ3	Уровень нефти	ДУУ2М-01
6	Модуль ввода МВ2	Аварийный уровень, режимы работы комплекса	ДПУ5, контакты автоматики
7	Модуль ключей МК3	Управление индикацией	Сигнальные лампы
8	Модуль связи с термин. МСТ	Управление терминалом	Терминал
9	Модуль токов. сигналов МТС3	Вывод на регистраторы	Самописцы

Вычисление параметров расхода проводится по следующему алгоритму: вычисление коэффициентов преобразования K осуществляется по формуле (1):

$$K = Ki + (F - Fi)\cdot(Ki+1 - Ki)/(Fi+1 - Fi), \quad (1)$$

где K – рассчитываемый коэффициент преобразования ТПР, имп/м^3; Fi, Fi+1 – значения частоты сигнала ТПР, полученные при градуировке преобразователя и удовлетворяющие условию $Fi \le F \le Fi+1$, Гц; Ki, Ki+1 – коэффициенты преобразования при частотах преобразователя Fi и Fi+1 соответственно, полученные при градуировке, имп/м^3; F –частота на входе контроллера, соответствующая текущему рассчитываемому значению K, Гц.

Если текущее измеряемое значение частоты не укладывается в диапазон градуировки ТПР, то в качестве K должно приниматься значение, соответствующее частоте ближайшей границы диапазона градуировки. Вычисление значения мгновенного расхода по выбранному каналу измерения Q, м^3/час осуществляется по формуле (2):

$$Q = (3600\cdot F)/K, \quad (2)$$

где F – текущее значение частоты сигнала с выхода ТПР соответствующего канала измерения, Гц; K – значение коэффициента преобразования, рассчитанное для текущего значения F, имп/м^3. Вычисление значения приращения объема среды по выбранному каналу измерения ΔV, м^3, ведется по формуле (3):

$$\Delta V = \Delta N/K, \quad (3)$$

где ΔN – приращение количества импульсов за цикл измерения, имп; K – значение коэффициента преобразования, рассчитанное для значения F, измеренного в соответствующем цикле измерения, имп/м^3. Вычисление нарастающего значения объема среды по выбранному каналу измерения V, м^3, осуществляется по формуле (4):

$$V = \Sigma\Delta V. \quad (4)$$

Вся текущая телеметрическая информация о состоянии нефтегазосепаратора, положениях его регулирующих клапанов, режимах их работы присутствует на экране терминала “Телеметрия”. Оставшиеся 19 чередующихся экранов представляют текущие параметры настройки модулей контроллера. С помощью клавиатуры терминала проводится последовательный переход от одного экрана к другому и ввод значений параметров настройки.

СОСТАВ КОНТРОЛЛЕРА И ЕГО ХАРАКТЕРИСТИКИ

КПК “Гамма-11”, входящий в состав базовой конфигурации комплекса, включает интерфейсные модули как взрывобезопасного, так и общепромышленного исполнений. В табл. 1 приведены состав и назначение интерфейсных модулей, при этом модули позиций 1...5 имеют взрывозащищенное исполнение с видом взрывозащиты “Искробезопасная электрическая цепь”.

Обязательным компонентом комплекса, в силу его большой ответственно-

сти, является местный пульт управления. Он выполнен на базе Терминала-2 КПК “Гамма-11”. Инструментальные средства программирования Терминала-2 обеспечивают формирование пакета экранов отображения состояния НГС по требованию Заказчика, при этом поле экрана может содержать и текстовые диагностические сообщения.

ПРОГРАММИРОВАНИЕ КОМПЛЕКСА

Исполняемый алгоритм комплекса управления разрабатывается в среде инструментального программного обеспечения, редактора диаграмм функциональных блоков “Альбатрос SoftLogic”. Графические образы текста прикладной программы позволяют обслуживающему персоналу легко редактировать собственно исполняемый алгоритм, константы процедур, вносить в алгоритм изменения по мере необходимости. Не вызовет очень больших сложностей редакция исполняемой программы, например, в случае замены турбинного преобразователя расхода газа на сужающее устройство, выполняющее ту же функцию. Для освоения техники программирования в этой среде не нужны специальные знания, а сам процесс обучения не превысит нескольких часов и даже может быть выполнен самостоятельно.

Рис. 3. Внешний вид ШкК

Наличие у КПК “Гамма-11” промышленного интерфейса RS-485 позволяет использовать комплекс не только автономно, но и интегрировать его в состав АСУ ТП. В случае работы комплекса совместно с верхним уровнем предусмотрена возможность архивирования оперативных данных аварийных случаев и генерации отчетных документов.

КОНСТРУКЦИЯ

Комплекс управления выполнен в виде двух шкафов автоматики: шкафа контрольного ШкК (далее “ШкК”) и шкафа силового ШкС (далее “ШкС”). ШкК и ШкС относятся к изделиям ГСП согласно ГОСТ 12997.

В ШкК размещен управляющий контроллер промышленный комбинированный ГАММА-11 и вторичный преобразователь сигнализатора СУР5 – ПВС4. На двери ШкК установлены Терминал-2, переключатели “Управление ДИСТ/АВТ”, сигнальные лампы для каждого из регуляторов: “ОТКРЫТЬ”, “ЗАКРЫТЬ”, “ПЕРЕГРУЗКА”. Подключение датчиков к контроллеру, передача управляющих сигналов для БТУ и цепей питания от ШкС производится через кабельные вводы нижней панели ШкК. ШкС содержит источник бесперебойного питания (ИБП) для ШкК, силовые цепи управления прямоходными электромеханизмами, два блока тиристорных усилителей БТУ и источники питания для терминала и вторичного прибора сигнализатора уровня СУР5. ИБП обеспечивает работоспособность комплекса при кратковременных перебоях в энергоснабжении. Автоматические выключатели защищают силовые цепи БТУ от перегрузок в подключенных прямоходных электромеханизмах.

На рис. 3 показано конструктивное оформление одного из шкафов комплекса (ШкК).

Обеспечение взрывозащищенности комплекса достигается ограничением в интерфейсных модулях контроллера соответствующих токов и напряжений до искробезопасных значений. Искрозащитные элементы имеют маркировку и размещены с выполнением требований ГОСТ Р 51330.10. В интерфейсных модулях задачу ограничения выходных токов и напряжений до искробезопасных значений решают источники изолированного питания и барьеры искрозащиты. Разъемы для подключения искробезопасных цепей обеспечивают предохранение от размыкания и не

Таблица 2. Технические характеристики

Наименование	Характеристика
1. Взрывобезопасность:	
1.1. Вид взрывозащиты	Искробезопасная электрическая цепь
1.2. Уровень взрывозащиты	Взрывобезопасный
1.3. Маркировка взрывозащиты	"[Exib]IIB"
2. Степень защиты оболочки	IP66
3. Климатическое исполнение	УХЛ4
4. Питание	От 180 до 242 В, частотой 50 Гц
5. Потребляемая мощность	До 400 В•А
6. Габаритные размеры	До 800х660х220 мм
7. Масса	Не более 25 кг (ШкК), 35 кг (ШкС)

допускают ошибочной коммутации (табл. 2). Кроме того, они имеют соответствующую маркировку.

В заключение следует отметить отличительные особенности комплекса управления, выгодно отличающие его от традиционных проектных решений для контроля НГС:

- повышение надежности и безопасности работы НГС, как аппарата под давлением, вследствие уменьшения числа фланцевых используемых соединений;
- экономическая целесообразность и коммерческая привлекательность связаны со снижением стоимости средств уровнеметрии без потери функциональности, а именно – в представленном варианте цена уровнемеров снижена более чем на треть, и существует возможность уменьшения ее втрое для малобюджетных проектов;
- гибкая архитектура управляющего контроллера обеспечивает оперативную адаптацию комплекса для различных типов установок сепарации нефти и вариаций их технологических процессов;
- способность оперативно следить за состоянием жидкостного баланса технологического процесса;
- отсутствие внешних барьеров искробезопасности в контроллере обеспечило минимум вдвое снижение его стоимости;
- повышенный уровень надежности комплекса вследствие применения принципа локальных автоматов и резервирования ряда ответственных узлов комплекса (контроль за аварийным состоянием уровня жидкости в НГС ведется тремя независимыми источниками, напряжение питания контроллера дублируется параллельной работой двух источников и др.);
- способность как автономной работы, так и интегрирования в состав действующих АСУ ТП посредством стандартных сетевых интерфейсов.

Список литературы

1. *Дубасов Ю.Б.* Технологии взрывобезопасного мониторинга // Промышленные АСУ и контроллеры. 2007. №9.
2. *Дубасов Ю.Б.* Автоматизированные технологии взрывобезопасного мониторинга для установок подготовки нефти // Тезисы докладов научно-практической конференции "Математическое моделирование и компьютерные технологии в разработке месторождений ", Уфа, апрель 2008 г.
3. *Гаврилов А.А., Дубасов Ю.Б.* Контроллер промышленный комбинированный Гамма-11 // Промышленные АСУ и контроллеры. 2006. №10.

Дубасов Юрий Борисович *– канд. техн. наук, заместитель коммерческого директора, ЗАО "Альбатрос".*
Контакты: *Россия, 127434, г. Москва, ул. Немчинова, д.12.*
Телефоны/факс: (495) 921-41-73 (многоканальный), 976-40-38, 976-42-13.
E-mail: market@albatros.ru, www.albatros.ru

ПРОГРАММНЫЕ РЕШЕНИЯ WONDERWARE ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Корпорация Wonderware

Корпорация Wonderware позволяет оснастить как один удаленный терминал, так и множество терминалов (RTU, remote terminal unit) наименее затратными, полнофункциональными, территориально распределенными программными решениями для нефтегазовой отрасли. Программные решения Wonderware обеспечивают эффективный технический надзор, контроль состояния скважин, газо- и нефтепроводов, а также вспомогательных систем и являются уникальным средством оптимизации эксплуатации.

ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

На сегодняшний день в нефтегазовой отрасли существует множество серьезных проблем:

- старение кадров;
- необходимость дополнительных трудозатрат при добыче прежних объемов нефти на зрелых месторождениях;

- координация работы автоматических устройств в усложненных современных условиях;
- необходимость эффективного прогнозирования потребностей клиентов;
- интеграция различных систем для создания единой схемы операций.

УДОБНЫЕ В РАБОТЕ, ЛЕГКО ВНЕДРЯЕМЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

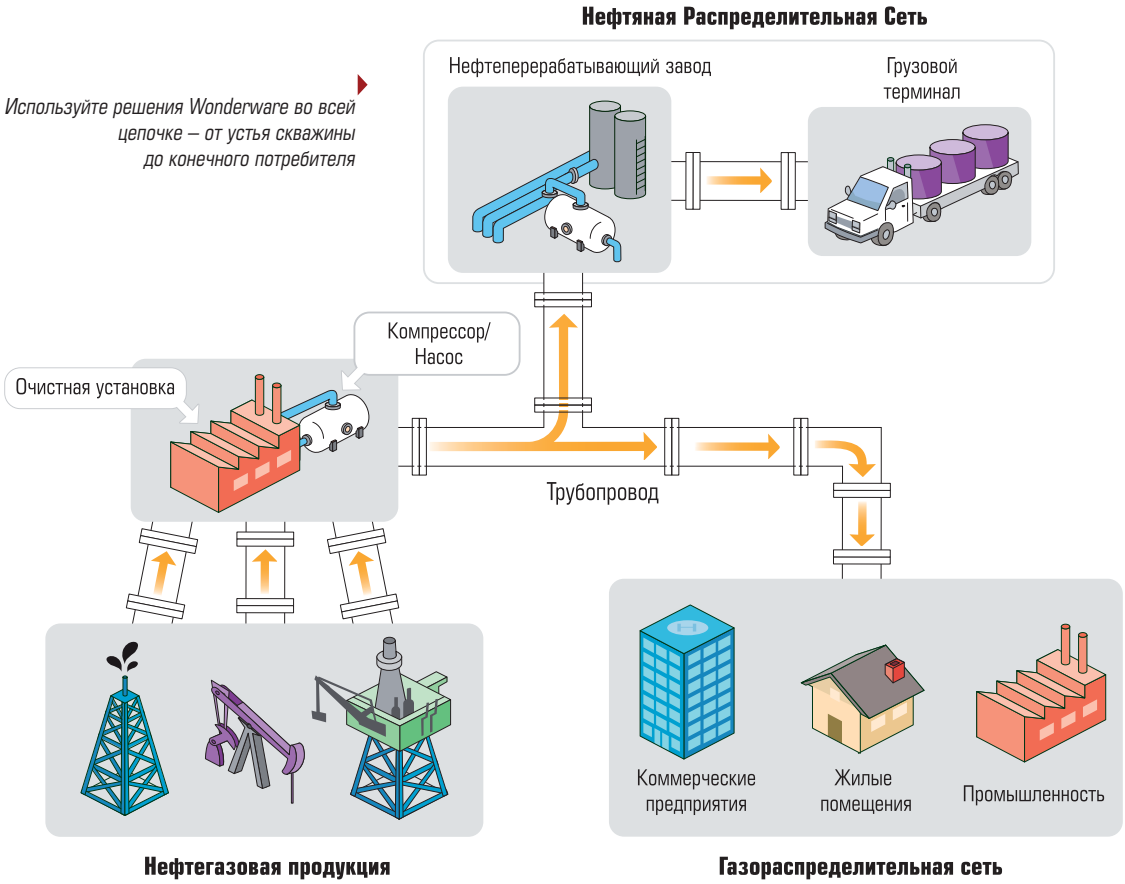
В конце 1980-х годов Wonderware стала инициатором использования ОС Microsoft Windows на рынке SCADA. Сегодня программное обеспечение Wonderware предоставляет интегрированную платформу данных и приложений. Она улучшает параметры объединения и отображения информации, а также обеспечивает соблюдение высших технологических и конструкторских стандартов. Повторно используемые компоненты и наращиваемая структура решений Wonderware также способствуют оперативному удовлетворению потребностей бизнеса.

Возможности

Решения Wonderware для нефтегазовой отрасли позволяют:

- сформировать единую стандартную платформу SCADA для полевых работ и эксплуатации трубопроводов;
- создавать стандартные повторно используемые элементы с возможностью хранения

Используйте решения Wonderware во всей цепочке – от устья скважины до конечного потребителя



в стандартной библиотеке компонентов с сервис-ориентированной архитектурой;

- увеличивать или уменьшать зону охвата для объединения различных площадок и поддержки дополнительных ресурсов;
- совместить различные сетевые сценарии, регулируя ограничения по пропускной способности и задержке, характерные для территориально распределенных систем;
- обеспечить централизованное управление различными группами операций и удаленный запуск приложений;
- предоставить персоналу защищенный доступ к оперативной информации предприятия вне зависимости от места и времени.

Программные решения Wonderware строятся и интегрируются в единой, открытой, масштабируемой программной архитектуре, способной объединяться практически с любой используемой сегодня системой автоматизации – RTU, сервером электронных полевых измерений (EFM; electronic-field measurement), программируемым логическим контроллером (PLC; programmable logic controller), базой данных, системой архивного хранения или бизнес-системой.

Преимущества

- Переход от закрытой, ориентированной на поддержку приложений схемы информационного обслуживания к более открытой, сервис-ориентированной схеме.
- Снижение требований к инженерной квалификации обслуживающего установки персонала.
- Минимальная совокупная стоимость владения с экономией затрат в течение жизненного цикла на всех этапах проекта.
- Стандартизированная архитектура решения обеспечивает интеграцию и совместное отображение данных о промысловой эксплуатации, получаемых из различных систем технологической цепочки.
- С момента установки изменения в системе осуществляются в интерактивном режиме без влияния на текущие операции или квоту добычи.

Преимущества неограниченной масштабируемости

Гибкость программных приложений Wonderware позволяет компаниям увеличивать количество скважин или насосных стан-

ций, исходя из потребностей расширения. При этом предыдущие инвестиции в оборудование и работы не обесцениваются. Корпорация Wonderware обеспечит любые ваши потребности – от нескольких сотен до миллиона систем ввода/вывода, от единственного компьютера – до сотен станций. Интеллектуальная защита данных Wonderware уделяет особое внимание защите данных и предоставляет встроенные программные средства аутентификации на каждом уровне процесса автоматизации. Wonderware обеспечивает защиту данных на самом низком из возможных уровне детализации. Такой подход расширяет модель безопасности Microsoft Windows до аппаратного уровня, предоставляя функции защиты, точно соответствующие требованиям нефтегазовой отрасли. Решения Wonderware для нефтегазовой отрасли позволяют осуществлять *мониторинг скважин:*

- сбор данных диспетчерского контроля за эксплуатацией системы и установок обработки газа;
- мониторинг компрессорных станций;
- автоматизированное измерение расхода газа;
- мониторинг нефтепроводов и управление ими;
- управление производительностью;
- дистанционное и мобильное управление операциями.

Сбор и анализ данных из новых и давно эксплуатируемых систем

Решение Wonderware Historian является гибким и удобным средством архивации данных. Оно упрощает операции сбора, хранения и запроса данных. Все данные, вне зависимости от источника или даты записи, полностью интегрируются в единую информационную базу данных.

Снижение совокупной стоимости владения

Wonderware предлагает самую современную платформу для работы со SCADA. Инженеры могут многократно использовать шаблоны, содержащие всю необходимую для диспетчерского контроля информацию: графики, скрипты, системы индикации аварии и методы связи. Это экономит время при подключении новых скважин или других станций мониторинга.

Легкость формирования отчетов

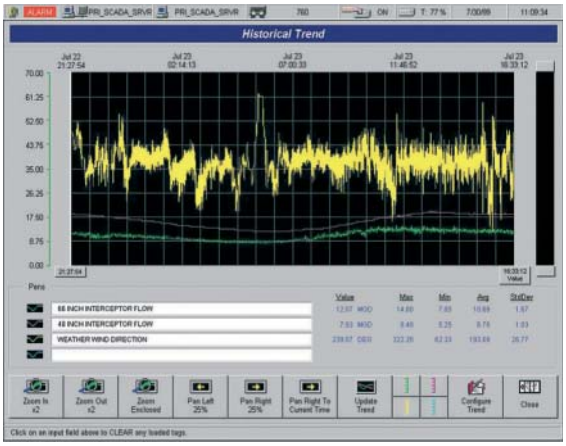
Программные решения Wonderware облегчают формирование отчетности для контролирующих органов и эксплуатационных подразделений. Они позволяют легко и быстро создавать, распечатывать и сохранять ежечасные, ежедневные и ежемесячные отчеты с указанием минимальных, максимальных и усредненных показателей за разные промежутки времени согласно нормативным требованиям.

Мониторинг и контроль из любой точки

Пользователи получают возможность мониторинга и подтверждения сигнальных оповещений, изменения заданных значений, доступа к точным значениям переменных и управления оборудованием с помощью телефонной связи. Сообщения отсылаются на пейджеры, сотовые телефоны и персональные системы связи по электронной почте. Получение данных в режиме реального времени становится удобным и легким.

Клиентские продукты Wonderware могут отображаться посредством:

- Web-браузеров;
- клиентов Microsoft Terminal Services (Remote Desktop);
- “толстых” клиентов;
- устройств Microsoft Tablet PC и КПК.



Wonderware предоставляет клиенты с расширенными аналитическими функциями для управления производительностью

Доступ к большему объему информации за счет удаленного управления и Web-взаимодействия

Wonderware обеспечивает удаленный доступ к информации с помощью Web-клиентов, КПК, сотовых телефонов, пейджеров или электронной почты. Уведомления могут отправляться сотрудникам вне зависимости от времени и их местонахождения – в пути, дома или на маршруте от одного объекта к другому. Корпорация Wonderware имеет более чем двадцатилетний опыт обеспечения удаленных операторов данными и уведомлениями.

Возможность подключения практически к любой системе

Программное обеспечение Wonderware работает через TCP/IP и последовательные сети с поддержкой коммутируемых соединений, радио-, СВЧ- и спутниковой связи. Система поддерживает протоколы Bristol Babcock, ModBus, Fisher ROC, Kimray и прочие. Wonderware также предоставляет сотни интерфейсов для систем PLC и DCS.

Снижение затрат путем интеграции с ERP-системой

В связи с ростом потребительского спроса на экономичные и простые варианты объединения различных групп АСУ и бизнес-приложений предусмотрена возможность интеграции Wonderware с корпоративными системами. Это позволяет достичь максимального уровня производительности бизнеса.

Программное обеспечение Wonderware применяется для автоматизации и управления системами добычи и нефтегазоснабжения во всем мире как на береговых, так и на морских платформах. Вне зависимости от поставленной задачи – связь с удаленными платформами, необслуживаемыми скважинными объектами и трубопроводами на площади 1000 кв. миль в Мексиканском заливе или оптимизация производительности добывающей части комплекса на удаленных нефтяных месторождениях Восточной Европы – программное обеспечение Wonderware было и остается лучшим выбором. Отзывы клиентов на *www.wonderware.com.*

Компания Mobil Exploration & Producing с помощью программного обеспечения Wonderware контролирует затраты на крупном месторождении – Бейкерсфилд, штат Калифорния. Компания проводила оперативную модернизацию участка, и приложения Wonderware помогли успешной работе команды. Наряду с непрерывным совершенствованием у компании появилась возможность разрабатывать системы HMI и SCADA. С помощью Wonderware возможен обмен данными между приложениями, сетями и площадками, что позволяет адаптировать приложение под потребности компании.

Компания Chevron использует программное обеспечение Wonderware для диспетчерского контроля и мониторинга более 500 морских платформ – Новый Орлеан, штат Луизиана. Причиной выбора программного обеспечения Wonderware послужили экономичность и быстрота разработки, но в итоге компания получила больше, чем ожидала. Появились современные технологии и новые инструменты. Это явилось одной из причин создания отдела управления SCADA, что позволит использовать все возможности развития и планирования. Теперь компания может оценивать более долгосрочные перспективы.

Компания Zhejiang Natural Gas внедряет решение SCADA от Wonderware для снижения расходов на проектирование и обслуживание – провинция Чжэцзян, Китай. Wonderware позволяет без труда расширять систему SCADA по мере развития трубопроводной системы. Wonderware осуществляет техническую поддержку и обслуживание по всему миру.

ГЛОБАЛЬНАЯ СЕТЬ ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОДДЕРЖКИ И ОБСЛУЖИВАНИЯ

Wonderware ориентируется на тесные взаимоотношения с клиентами, создавая глобальную сеть системных интеграторов. Корпорация Wonderware разработала партнерскую программу Certified System Integrator для системных интеграторов, специализирующихся на решениях SCADA. Программа позволяет Wonderware предлагать гибкие решения для удовлетворения индивидуальных потребностей клиентов. Служба технической поддержки Wonderware и всемирная сеть сертифицированных сервисных партнеров CSP (Certified Support Providers) обеспечивают непрерывную высококачественную локализованную техническую поддержку на 16 языках. *www.wonderware.com/products/scada.*

Клинкманн СПб
Телефон +7 (812) 327-37-52.
E-mail: klinkmann@klinkmann.ru
http://www.klinkmann.ru

Wonderware Russia
www.wonderware.ru

Санкт-Петербург
тел. +7 812 327 3752
info@wonderware.ru

Москва
тел. +7 495 641 1616
info@wonderware.ru

Екатеринбург
тел. +7 343 376 53 93
info@wonderware.ru

Минеральные Воды
тел. +7 87922 6 19 34
info@wonderware.ru

Самара
тел. +7 846 342 6655
info@wonderware.ru

Київ
тел. +38 044 495 3340
info@wonderware.com.ua

Минск
тел. +375 17 2000 876
info@wonderware.ru

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ИЗМЕРЕНИЯ КАЧЕСТВА И КОЛИЧЕСТВА ГАЗА ОТ ООО «НПФ «ВЫМПЕЛ»

Рассматриваются новые изделия фирмы “Вымпел”: ультразвуковой расходомер для учета расхода газа для потребителей с широким динамическим диапазоном расходов и анализатор точки росы транспортируемого газа на любом участке газопроводов вдали от основных перекачивающих пунктов и при отсутствии внешних источников электроэнергии.

Научно-производственной фирмой “Вымпел” были разработаны *Новый ультразвуковой расходомер* и *Анализатор точки росы “Hygrovision-BL”*.

1. ***Новый ультразвуковой расходомер*** для учета расхода газа в жилых домах, административных зданиях, теплицах, котельных и других потребителей с широким динамическим диапазоном расходов (рис. 1).

В расходомере реализован времяимпульсный способ измерения по двум независимым каналам, каждый из которых содержит два пьезоэлектрических датчика, работающих как на излучение, так и на прием. В состав прибора входят каналы измерения температуры и абсолютного давления, что позволяет измеренный за интервал времени объем газа в рабочих условиях привести к стандартным условиям. Вычисление расхода и объема газа производится в соответствии с физическими свойствами природного газа, определяемыми требованиями ГОСТ 30319.1 и ГОСТ 30319.2 методами NX19mod, GERG91mod и AGA8-92DC. Физические свойства других газов (плотность в рабочих условиях, показатель адиабаты, динамическая вязкость) в зависимости от давления и температуры задаются в виде табличных данных. Табличные значения задаются по данным ГСССД или сертифицированным программам расчета физических свойств среды в заданном рабочем диапазоне температур и давлений измеряемой среды. Физические свойства газов также могут задаваться комбинированным методом: задание текущей плотности измеряемой среды – по данным внешнего плотномера, показатель адиабаты и динамической вязкости – табличными данными.

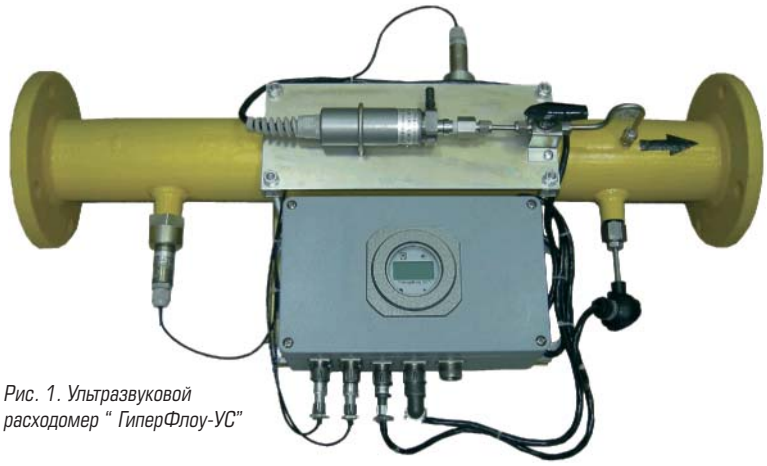


Рис. 1. Ультразвуковой расходомер “ ГиперФлоу-УС”

Прибор состоит из первичного преобразователя, представляющего собой фланцевую “катушку” соответствующего типоразмера с нормируемыми геометрическими характеристиками, на которой установлены перпендикулярно оси трубы врезные пьезоэлектрические датчики, датчики абсолютного давления и температуры, блока электроники с автономным питанием от литиевой батареи и встроенным многострочным ЖК индикатором. Для подключения к внешним устройствам предусмотрены разъемные соединители, установленные на корпусе блока. Блок электроники обеспечивает синхронизацию работы пьезоэлектрических датчиков в режиме “передатчик-приемник”, корреляционную обработку получаемых сигналов, хранение параметров конфигурации, а также ведение часовых, суточных и месячных архивов средних значений расхода газа в рабочих и стандартных условиях. Глубина хранения часовых архивов – 50 суток, суточных – 600 суток, длина архива вмешательств – до 1200 сообщений.

Блок электроники имеет встроенный синхронизатор часов реального времени по GPS каналу и встроенный модем для передачи архивных данных в диспетчерскую сеть верхнего уровня по GSM каналу.

В состав прибора входит переносной считыватель с автономным питанием, обеспечивающий считывание архивных данных с расходомера по беспроводному каналу связи с дальнейшим переносом в другие базы хранения или выводом на печать. Встроенная энергонезависимая память позволяет хранить до 100 приборных архивов. Считыватель имеет встроенный ЖК-индикатор, на который в режиме сеанса связи с расходомером выводится текущая информация об измеряемых и вычисленных данных, а также сообщения о результатах самодиагностики. Считыватель также обеспечивает возможность введения необходимых данных при конфигурации расходомера.

Взрывозащищенность приборов обеспечивается схемотехническими решениями исполнения блока электронного БЭ-017-01 КРАУ5.857.017-01 и других составных частей расходомера (датчиков давления ДИ-017 и ДА-018, датчиков пьезоэлектрических). Подключение всех составных частей прибора осуществляется по искробезопасным цепям в соответствии с ГОСТ Р 51330.10, что обеспечивается использованием ограничителей напряжения и тока, а также гальваническим разделением цепей с последующей заливкой затвердевающим компаундом.

Расходомер имеет следующие эксплуатационные характеристики:

- температура окружающей среды – (от – 40 °С до +60 °С);
- время работы в автономном режиме – не менее 1,5 лет;
- динамический диапазон расходов – 1000:1;
- максимальная скорость потока – до 40 м/с;
- предел допускаемой относительной погрешности измерения расхода и объёма газа, приведенного к стандартным условиям ± 1,1 %.

2. ***Анализатор точки росы “Hygrovision-BL”*** (рис. 2) является компактным переносным мобильным прибором, позволяющим производить измерение точек росы транспортируемого газа с высокой точностью на любом участке газопроводов вдали от основных перекачивающих пунктов и при отсутствии внешних источников электроэнергии.

Анализатор открывает новую серию приборов, отличительной особенностью которых является наличие канала визуального наблюдения, снабженного различными системами подсветки поверхности охлаждаемого зеркала (материал зеркала – *кремний*), позволяющего наблюдать за конденсацией паров воды и углеводородов. Используемые в приборе технологии подсветки *позволяют измерять точку росы по углеводородам ниже точки росы по влаге,* что делает прибор уникальным в своем классе.

Кроме оптической системы визуализации, анализатор снабжен дублирующей фотоэлектронной системой регистрации плёнки конденсата на охлаждаемом зеркале, построенной по лазерно-интерференционной технологии. Это позволило наряду с визуальным ручным режимом работы реализовать *автоматический режим измерения точек росы*.

Различные способы подсветки поверхности зеркала в совокупности с оптической системой визуализации с 40-кратным увеличением и фотоэлектронной системой сканирования поверхности зеркала позволяют снять все неоднозначности при определении качественного и количественного состава конденсата и свести к минимуму “человеческий фактор” при проведении измерений.

Рис. 2. Анализатор точки росы “Hygrovision”

Серия переносных автономных анализаторов “Hygrovision” представлена тремя модификациями:

- “Hygrovision-BL” – анализатор с визуальной и фотоэлектронной системой регистрации, с ручным и автоматическим режимами измерения точек росы;
- “Hygrovision-BL-C” – анализатор с тем же функционалом, что и “Hygrovision-BL”, но с большим цветным дисплеем, изготовленным по AMOLED-технологии, и меньшим временем автономной работы от аккумулятора (не менее 6 часов);
- “Hygrovision-BL-mini” – анализатор только с системой визуального наблюдения и только с ручным режимом измерения точек росы в отличие от предыдущих моделей имеет большее время автономной работы, меньший вес (не более 4 кг) и габариты.

Телефоны: 8 (8452) 278-005, 740-285.
E-mail: vympel@overta.ru http://www.vympelm.ru

ПРИМЕНЕНИЕ КОНТРОЛЛЕРОВ СЕРИИ DCS-2000 КАРКАСНОГО ИСПОЛНЕНИЯ В СИСТЕМАХ АВТОМАТИЗАЦИИ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ

А.А. АЛЕКСЕЕВ, В.А. АЛЕКСЕЕВ, З.М. ВАРШАВСКИЙ (ЗАО “ЭМИКОН”)

Рассматриваются контроллеры ЗАО “ЭМИКОН”, построенные на базе модулей DCS-2000C и отвечающие современным требованиям, предъявляемым к контроллерам ввода/вывода.

ЗАО “ЭМИКОН” с 1988 г. специализируется на разработке и производстве программируемых логических контроллеров, а также проектировании и поставке “под ключ” АСУ ТП для различных отраслей промышленности. Компания производит три основные серии модулей (ЭК-2000, DCS-2000 и DCS-2001), на базе которых создаются контроллеры разных уровней для различных систем автоматизации.

Модули серии ЭК-2000 являются многоканальными, конструктивно устанавливаются в каркасы и объединяются параллельной шиной. Контроллеры, построенные на базе данной серии, используются для создания централизованных систем, требующих большого количества каналов ввода/вывода.

Для создания распределенных систем наилучшим образом зарекомендовали себя модули серии DCS-2000 (рис. 1), которые могут устанавливаться на DIN-рельс и отдалены на расстояние до километра от модуля центрального процессорного устройства (ЦПУ). Однако большой опыт создания систем автоматизации, накопленный компанией ЗАО “ЭМИКОН” за 20 лет активной работы на российском рынке автоматизации технологических процессов, продиктовал необходимость расширить серию DCS-2000.

В 2010 г. фирма “ЭМИКОН” приступила к серийному производству модулей серии DCS-2000 каркасного исполнения (DCS-2000C) (рис. 2). Номенклатура модулей DCS-2000C схожа с номенклатурой ранее производимых типов модулей. Основное различие заключается в двух моментах. Первое – увеличение количества каналов ввода/вывода модулей, второе – конструктивное исполнение (крепление модулей в каркасе при сохранении последовательного межмодульного интерфейса).

По архитектуре модули серии DCS-2000, вне зависимости от конструктивного исполнения, одинаковы. Модули имеют две основные части – системную и объектную. Системная часть содержит микроконтроллер, интерфейсные каналы, обеспечивающие связь модулей УСО с ЦПУ, средства адресации модуля в информационной сети и задания скорости передачи по интерфейсным каналам. Объектная часть содержит регистры ввода/вывода, ключи, входные фильтры для модулей дискретного ввода/вывода и аналого-цифровые, цифро-аналоговые преобразователи для модулей аналогового ввода/

Рис. 1. Модули серии DCS-2000

Рис. 2. Модули серии DCS-2000 каркасного исполнения (DCS-2000C)

вывода. Существенным отличием является то, что модули серии DCS-2000, устанавливаемые на DIN-рельс, имеют модификации взрывозащищенного исполнения с маркировкой взрывозащиты [Exib]IIC X и искробезопасными цепями могут быть связаны с датчиками, расположенными во взрывоопасных зонах классов B-1a и B-1г.

Надежность систем автоматизации, построенных на базе модулей, производимых компанией "ЭМИКОН", достигается введением в модули средств диагностики и способами построения систем. В модулях DCS-2000C особого внимания заслуживают устройства контроля функционирования. Так, в модулях дискретного вывода контролируется работоспособность ключей. Во-первых, после выполнения команды включения ключей проверяется, открылся ли ключ тот, который должен был открыться, контролируется возможное короткое замыкание между полевыми цепями. Во-вторых, если через открытый ключ протекает ток больше максимально допустимого 530 мА (возможно короткое замыкание в полевых цепях), то автоматически на аппаратном уровне без вмешательства микроконтроллера выключаются ключи той группы, в которой произошла авария. В-третьих, на аппаратно-программном уровне проверяется работоспособность микроконтроллера. Если в течение 17 мс микроконтроллер не произведет перезапуск охранного таймера, то специальная схема, не зависящая от микроконтроллера, сформирует сигнал, блокирующий включения ключей и в зависимости от наличия или отсутствия специальной перемычки либо выключит все ключи, либо оставит ключи в предаварийном состоянии.

В модулях дискретного ввода при наличии дополнительных резисторов во входных каналах контролируется целостность полевых цепей (обрыв, короткое замыкание). В каждом программном цикле путем формирования тестовых сигналов проверяется входной тракт модуля. По состоянию охранного таймера контролируется работоспособность микроконтроллера.

В модулях аналогового вывода контролируется ток в нагрузке, сформированный модулем. В модулях аналогового ввода с помощью реперных точек проверяется работоспособность входного тракта, в том числе и аналого-цифрового преобразователя. Кроме того, в программном цикле каждого модуля микроконтроллер записывает свое состояние в специальную область памяти, которая по интерфейсным каналам считывается модулем ЦПУ.

Архитектура систем автоматизации предусматривает резервирование основных, наиболее уязвимых устройств, которые могут привести к отказу. Это каналы межмодульных интерфейсов, источники питания и модули ЦПУ. Использование модулей CPU-31A и CPU-32A серии DCS-2000C обеспечивает опрос модулей УСО по двум независимым интерфейсным каналам – основному и резервному. Резервирование модулей ЦПУ связано с двумя основными вопросами: формирование сигналов, обеспечивающих переключение с ведущего модуля ЦПУ на резервный, и выравнивание памяти в резервном модуле. В модулях ЦПУ выбран классический метод переключения модулей, который заключается в том, что если в основном модуле перестает перезапускаться специальный таймер, то через 250 мс формируется сигнал, останавливающий работу основного модуля и разрешающий работу резервного. Для обеспечения мягкого перехода с основного модуля на резервный необходимо, чтобы в резервном модуле находилось состояние входных, выходных каналов модулей УСО, идентичное состоянию, находящемуся в основном модуле. С целью выравнивания памяти CPU-31A и CPU-32A содержат отдельный интерфейсный канал типа ETHERNET, который отсутствует в модулях ЦПУ других серий.

Вопрос резервирования питания в контроллерах, построенных на базе DCS-2000C, решается путем подведения питания к кроссовой плате каркаса через модули адаптера RP-31 или RP-32, которые снабжены отдельными соединителями для подключения основного и резервного источников питания. В этом случае нет необходимости создавать устройства для резервирования питания.

Для построения контроллеров УСО на базе модулей DCS-2000 совсем не обязательно владеть навыками программирования: вся необходимая работа сводится к нескольким несложным действиям, выполняемым в графическом пользовательском интерфейсе интегрированной среды CONT-Designer. Если требуется решение более сложных задач управления, пользователь может расширить функциональные возможности программного обеспечения контроллеров УСО путем реализации собственных прикладных процедур на текстовом языке высокого уровня CONT, а также использования

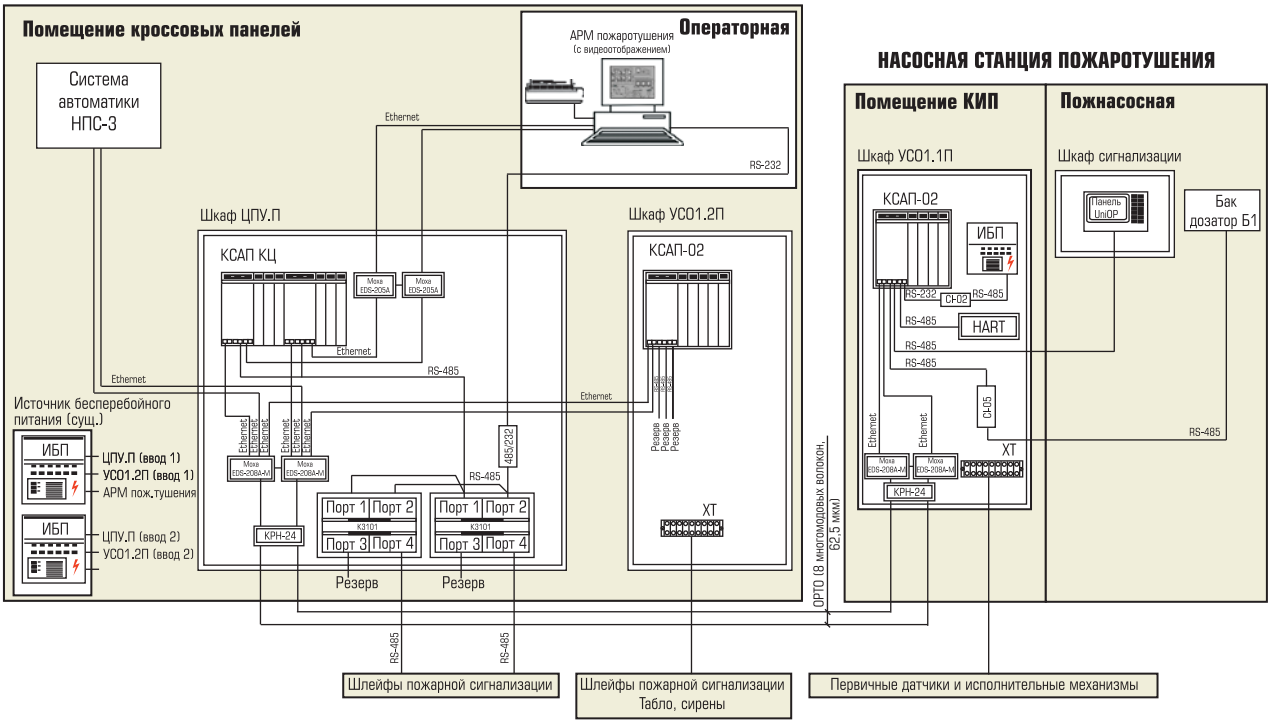


Рис. 3. Система автоматизации пожаротушения НПС-3 БТС-II

библиотек стандартных функций, создания своих переменных и констант.

Для расширения функциональных возможностей контроллеров автоматизации технологических процессов, построенных на базе модулей серии DCS-2000C, в части информационного обмена с интеллектуальными датчиками и исполнительными устройствами был разработан сетевой интерфейсный модуль CI-31A, содержащий десять последовательных интерфейсных каналов RS-485 (протокол MODBUS RTU). Два из десяти каналов являются системными, по ним модуль обменивается информацией с модулем ЦПУ. Восемь каналов предназначены для подключения периферийных интеллектуальных устройств.

В тех случаях, когда датчики классического типа расположены во взрывоопасной зоне, в качестве интеллектуальных барьеров используются имеющие устройство взрывозащиты модули УСО серии DCS-2000, устанавливаемые на DIN-рельс. Системы автоматизации выглядят так: контроллер ввода/вывода строится на базе модулей DCS-2000C. Модуль CPU-31A по двум системным интерфейсным каналам опрашивает модули, установленные в каркас, и по двум внешним интерфейсным каналам RS-485 опрашивает интеллектуальные барьеры. Связь с устройствами других уровней осуществляется по каналам ETHERNET.

В настоящее время модули серии DCS-2000C широко используются фирмой “ЭМИКОН” при построении систем автоматизации нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов, входящих в систему АК “Транснефть”. Примерами могут служить системы автоматического пожаротушения (САП) нефтеперекачивающих станций НПС-3 и НПС-7 Балтийской трубопроводной системы БТС-II, системы автоматики (СА) и САП НПС “Сетово-2” (ОАО “Сибнефтепровод”), СА и САП НПС “Тингута” (ОАО “Приволжскнефтепровод”), СА НБ “Усть-Луга”. На рис. 3 приведена структурная схема системы автоматизации пожаротушения НПС-3 БТС-II. Центральный контроллер КСАП КЦ и контроллеры УСО КСАП-02 выполнены на базе модулей серии DCS-2000C с процессором CPU-31A.

На рис. 4 приведена структурная схема системы автоматизации нефтеперекачивающей станции “Сетово-2”. Центральный контроллер ЦК выполнен на базе программируемых логических контроллеров Quantum Modicon по схеме “горячего” резервирования. Контроллеры УСО выполнены на базе модулей серии DCS-2000C с процессором CPU-31A.

Разработанные фирмой “ЭМИКОН” модули серии DCS-2000 каркасного исполнения позволили решить вопрос удобства обслуживания и обеспечения возможности “горячей” замены

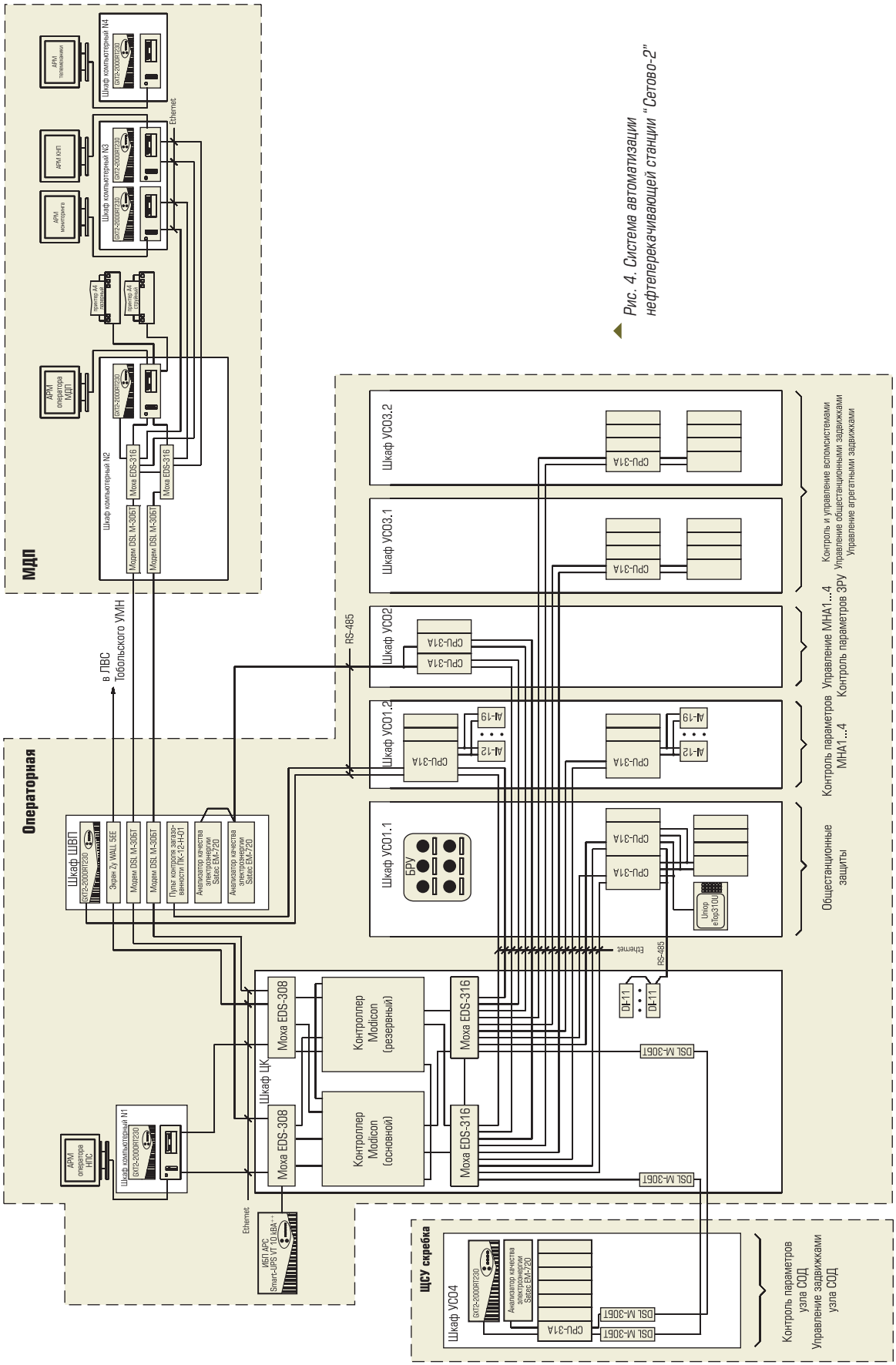


Рис. 4. Система автоматизации нефтеперекачивающей станции "Сетово-2"

модулей, что очень важно для повышения живучести системы в целом. Выход из строя какого-либо модуля перестал приводить к останову технологического процесса. Введение дополнительных средств самодиагностики, позволяющей контролировать работоспособность модулей во время работы, позволило повысить надежность контроллера и предотвращать фатальные неисправности системы автоматизации.

Исходя из технических характеристик и опыта эксплуатации, можно с уверенностью утверждать, что контроллеры производства ЗАО "ЭМИКОН", построенные на базе модулей DCS-2000C, в наибольшей мере отвечают современным требованиям, предъявляемым к контроллерам ввода/вывода, и способны решать самые разнообразные задачи во всех отраслях промышленности.

Алексеев Алексей Александрович *– канд. техн. наук, генеральный директор ЗАО "ЭМИКОН",*
Алексеев Василий Александрович *– заместитель генерального директора по инжинирингу ЗАО "ЭМИКОН",*
Варшавский Зиновий Матвеевич *– начальник научно-исследовательского отдела ЗАО "ЭМИКОН".*
Телефоны/факсы: +7 (495) 785-51-82, 460-38-44, 460-40-59.
E-mail: emicon@dol.ru http://www.emicon.ru

НОВОСТИ

ПОЛИТИЧЕСКАЯ НЕСТАБИЛЬНОСТЬ НА БЛИЖНЕМ ВОСТОКЕ МОЖЕТ СТАТЬ КАТАЛИЗАТОРОМ БЕСПРЕЦЕДЕНТНОГО ИЗМЕНЕНИЯ МИРОВОГО НЕФТЕГАЗОВОГО РЫНКА

Сегодня, комментируя события в странах северной Африки и Ближнего Востока, большинство наблюдателей обсуждают возможные перебои поставок нефти в Европу и пытаются предугадать траекторию неизбежного повышения цены на нефть. Однако если попытаться проанализировать ближневосточные события через призму возможных геополитических последствий и новых долгосрочных тенденций, то можно прийти к выводу о беспрецедентных изменениях глобального нефтегазового рынка в ближайшие десять лет.

Политическая нестабильность на Ближнем Востоке, вероятно, станет той "последней каплей", которая окончательно перевесит чашу весов в сторону принятия ведущими странами-потребителями энергоресурсов, прежде всего, США и Китаем, дополнительных, ускоренных и масштабных мер по повышению собственной энергетической безопасности и снижению зависимости от импорта энергоносителей. Наряду с инструментами такого повышения, как нетрадиционная энергетика и энергоэффективность, новым ключевым инструментом может стать ускоренное развитие собственной добычи и особенно нетрадиционных углеводородов, таких как сланцевый газ и сланцевая нефть. Ведущие энергетические мега-корпорации скупают по всему миру активы в сфере добычи нетрадиционных углеводородов. После того, как в 2010 г. завершилась крупнейшая сделка по приобретению компанией ExxonMobil лидера американского рынка добычи сланцевого газа – XTO Energy ($40 млрд.) – последовали новые инвестиции. В течение полугода все крупнейшие игроки на мировом нефтегазовом рынке, а также ряд горнорудных компаний вложили суммарно более $50 млрд в этот перспективный сектор. Приток новых инвестиций придаст мощный импульс отработке и дальнейшему развитию новейших технологий добычи всего спектра углеводородов из нетрадиционных источников. Если крупнейшие игроки вкладывают огромные деньги в новые сферы, то они будут добиваться своей цели по всем направлениям, в том числе лоббируя свои интересы в законодательных органах. Вполне вероятно, можно ожидать более благоприятного правового режима доступа к таким месторождениям в Китае и США. Такая инвестиционная активность может означать начало новой эры в истории нефтегазового рынка. Анализ новых тенденций даёт основание прогнозировать ускоренную трансформацию глобального рынка нефти и газа в сторону снижения доли нефти, регионализации и снижения доли международной торговли. Можно ожидать в среднесрочной перспективе укрепление на рынке позиций покупателей и значительное снижение цен на традиционные углеводороды. Ключевые игроки на мировом рынке энергетических ресурсов (страны-поставщики) окажутся перед вызовом и вынуждены будут вносить коррективы в свои энергетические стратегии.

Александр Епишов *– главный аналитик ММЭФ-2011 (Московский Международный Энергетический Форум).*
Ирина Спартакова *– руководитель пресс-службы ММЭФ-2011 "ТЭК России в XXI веке".*
Телефон +7 921 303 07 42.
E-mail: irina_c@mief-tek.com, spartakova@yandex.ru
http://www.mief-tek.com

ЭМИКОН

закрытое акционерное общество

РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО СРЕДСТВ И СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ПРОЦЕССОВ

МОДУЛИ СЕРИИ DCS-2000 КАРКАСНОГО ИСПОЛНЕНИЯ - НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ КОНТРОЛЛЕРОВ ЭМИКОН

- Повышение производительности системы.
- Оптимизация количества каналов ввода-вывода.
- Удобство монтажа и обслуживания.

- «Географический» способ задания адресов модулей и каркасов контроллеров.
- Обеспечение резервирования источников питания, процессорных модулей и каналов передачи данных.
- Использование конфигуратора для оптимизации информационного обмена между модулями.
- Самодиагностика, позволяющая контролировать работоспособность модулей во время работы.

Модули серии DCS-2000 каркасного исполнения рекомендуются для применения в централизованных и распределенных системах автоматизации во всех отраслях промышленности

Россия, 107497, Москва, Щелковское шоссе, 77; Тел./факс: +7(495) 785-51-82, 460-38-44, 460-40-59
E-mail: emicon@dol.ru www.emicon.ru

Будущее PC/104
за Express-технологиями

MSMST
PCIe/104

MSM200X
PCI/104 Express

Комплект
разработчика

Первая в мире платформа PCIe/104 на базе Intel Atom E6x5CT с интегрированной FPGA Altera и большой спектр PCI/104 Express платформ для перспективных проектов.

- Длительный жизненный цикл: до 5 лет и более
- Программируемая FPGA Altera Arria II GX65 (GPIO, UART, SPI, I2C, PCI, CAN, LPT, Ethernet, SATA, USB...) (для PCIe/104)
- Поддержка HSMC-расширений для специализированных приложений (для PCIe/104)
- Максимальная надежность и соответствие жестким эксплуатационным требованиям Исполнение: 0...+70°C; -40...+85°C
- Минимальные габариты и низкое энергопотребление
- Поддерживаемые ОС: Windows, Win. Embedded, Linux, VxWorks, LynxOS, QNX и др.
- Профессиональная поддержка и комплекты разработчика от «РТСофт» и Kontron!
- Дополнительная информация на сайте www.rtsoft.ru

intel Embedded Alliance Premier

VDC research 2008 PLATINUM VENDOR

kontron

RTSoft
средства и системы автоматизации

Москва, Никитинская, 3, ЗАО «РТСофт»
тел: (495) 742 6828, 976 1505 | факс: (495) 742 6829
почта: rtsoft@rtsoft.ru | сайт: www.rtsoft.ru

ШВЕЙЦАРСКИЕ СТАНДАРТЫ КАЧЕСТВА В СЕГМЕНТЕ PC/104

А.Н. КОВАЛЕВ (ЗАО "РТСофт"), Л.Г. АКИНШИН (журнал "МКА:ВКС")

RTSoft
средства и системы автоматизации

Купив швейцарскую компанию DIGITAL-LOGIC, международный холдинг Kontron обогатил свое продуктовое предложение широким ассортиментом PC/104-совместимых изделий и укрепил свои позиции на рынке стандартизованного оборудования для ответственных малогабаритных систем.

На рынке Embedded сегмент PC/104 всегда стоял несколько особняком. Несмотря на успех таких перспективных стандартов, как COM Express, аппаратные средства PC/104 остаются чрезвычайно популярными среди разработчиков малогабаритных встраиваемых решений. Процессорные модули и платы ввода/вывода, выполненные в PC/104-совместимых конструктивах, были востребованы многими поколениями разработчиков и продолжают широко применяться в самых различных прикладных областях. Исключительная удачность исходной спецификации PC/104 послужила толчком к тому, что семейство стандартов PC/104 стало активно развиваться по направлению адаптации перспективных массовых технологий к специфике встраиваемых применений. Это развитие благополучно продолжается до сих пор. В результате в технологическом аспекте сектор PC/104 не отстает от компьютерной отрасли в целом, чем могут похвастаться далеко не все сегменты индустрии встраиваемых систем.

Одним из известнейших брендов в сегменте PC/104 является компания DIGITAL-LOGIC (www.digitallogic.com), базирующаяся в швейцарском Солотурне и выпускающая компактные защищенные встраиваемые платы в стандартах PC/104, PC/104-Plus, PCI/104-Express и др., а также системы для жестких условий эксплуатации. С приобретением компании DIGITAL-LOGIC международный холдинг Kontron (www.kontron.com) получил возможность более полно удовлетворять потребности своих клиентов, создающих малоразмерные системы повышенной надежности на базе открытых стандартов. Защищенные продукты и решения марки DIGITAL-LOGIC пользуются заслуженным уважением в различных требовательных секторах, включая государственный, транспортный, нефтегазовый, оборонный и медицинский. В списке заказчиков DIGITAL-LOGIC фигурируют такие имена, как Thales, NASA, Boeing, Bombardier, Mercedes, BMW и др. Расширяя продуктовое предложение холдинга Kontron в стабильных сегментах рынка, малогабаритные решения компании DIGITAL-LOGIC для жестких условий эксплуатации хорошо дополняют существующие линейки Kontron.

Около 80 % штата компании DIGITAL-LOGIC составляют разработчики, инженеры и производственники, что подчеркивает ее ориентацию на заказчика и богатейший опыт по части изготовления кастомизированных решений. Ассортимент стандартных продуктов, ранее предлагавшихся под маркой DIGITAL-LOGIC, а ныне предлагающихся под маркой Kontron, весьма обширен и включает великое множество PC/104-совместимых процессорных плат, плат ввода/вывода и законченных решений типа Box PC. Отметим, что вся продукция DIGITAL-LOGIC как стандартная, так и кастомизированная, включая законченные системы в корпусах, отличается высочайшим качеством, поскольку разрабатывается, тестируется и производится на территории Швейцарии. По этой причине изделия бывшей компании DIGITAL-LOGIC, превратившейся в подразделение Kontron Compact Computers (KCC), пользуются большим успехом у разработчиков ответственных промышленных и оборонно-аэрокосмических решений, чья щепетильность в отношении качества исполнения, поддержки и надежности базовых аппаратных средств хорошо известна. Еще одним важным свойством изделий DIGITAL-LOGIC традиционно являются длительные сроки доступности, что является критическим фактором для многих приложений, на которые эти изделия ориентированы. Официальным каналом продаж продукции Kontron и DIGITAL-LOGIC в России

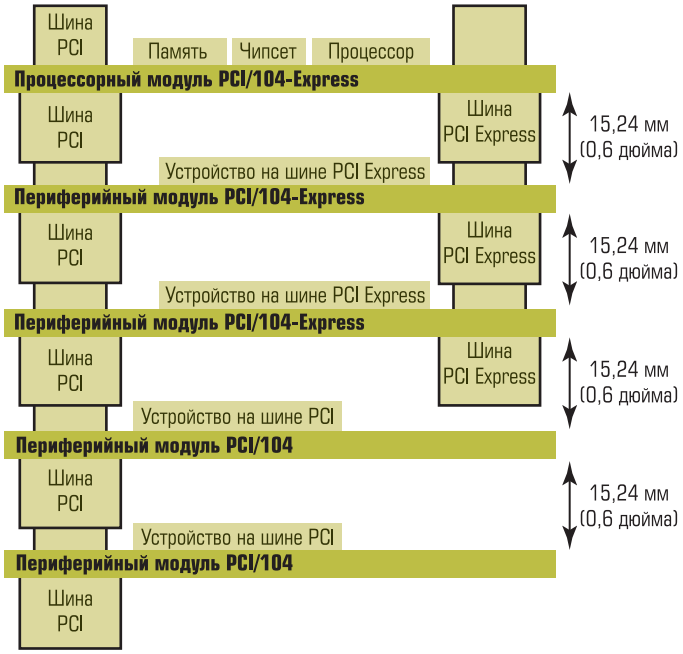


Рис. 1. "Этажерка" из периферийных и процессорных модулей PCI/104 и PCI/104-Express

и странах СНГ является компания РТСофт (www.rtsoft.ru) – стратегический партнер холдинга Kontron в указанных регионах.

СЕМЕЙСТВО СТАНДАРТОВ PC/104

Исходная спецификация PC/104 определяет платы размерами 90×96 мм (3,55×3,775 дюйма) с вертикальным штыревым разъемом, в который выведена шина ISA. Соединенные при помощи этих разъемов и винтовых креплений модули PC/104 образуют "этажерочные" конструкции, называемые также "стопками", "стеками" и "сэндвичами" (рис. 1).

Малые габариты модулей сами по себе обеспечивают довольно высокую механическую прочность, при этом надежные винтовые крепления придают дополнительную жесткость как отдельным платам, так и всей многоплатной конструкции. Жесткие "этажерки", собранные из модулей PC/104, способны выдерживать значительные ударно-вибрационные нагрузки, что делает их пригодными для тех задач, где подобные нагрузки принципиально неустранимы. Кроме того, оригинальный стандарт PC/104, утвержденный организацией PC/104 Consortium (www.pc104.org) в 1992 г., опирался на системный интерфейс ISA, имевший в ту пору чрезвычайно широкое распространение на рынке массовых систем и в компьютерной отрасли в целом. Шину ISA знало огромное число разработчиков и пользователей, под нее существовала масса готового ПО, кроме того, для ISA-систем всегда можно было написать уникальное программное обеспечение, благо рынок труда изобиловал специалистами с нужными навыками.

По совокупности перечисленных обстоятельств спецификация PC/104 была в кратчайшие сроки принята на вооружение очень многими производителями встраиваемых аппаратных средств, а модули PC/104, которые стали выпускаться в огромных количествах, быстро приобрели популярность у разработчиков разнообразных бортовых, промышленных и оборонных систем для приложений с ограниченным свободным пространством и повышенными требованиями к механической надежности оборудования. За считанные годы сегмент PC/104 превратился в огромный и в известном смысле самостоятельный рынок внутри индустрии Embedded, где работали десятки больших и малых поставщиков, предлагавших сотни наименований процессорных и интерфейсных модулей.

Сегодняшнее состояние сегмента PC/104 можно охарактеризовать теми же словами: это по-прежнему большой процветающий рынок, на котором работает множество больших и малых компаний. За 18 лет его существования не изменился и состав клиентов этого рынка – PC/104-совместимые изделия по-прежнему пользуются спросом у разработчиков малогабаритных высоконадежных систем, рассчитанных на эксплуатацию в самых жестких условиях. Во многом такая стабильность обусловлена тем, что все эти годы технология PC/104 не стояла на месте. На PC/104-совместимых модулях регулярно появлялись новые внешние интерфейсы, становившиеся популярными в общекомпьютерном мире, а также новые процессоры и новые типы памяти. Однако самым главным аспектом развития индустрии PC/104 была и остается адаптация новых популярных системных интерфейсов (шин) без существенных изменений механики модулей.

Когда пропускной способности шины ISA стало не хватать, появилась спецификация PC/104-Plus, определившая в дополнение к существующему системному разъему еще один разъем с более быстрой и современной шиной PCI. Благодаря сохранению ISA-разъема новые модули сохраняли обратную совместимость со старыми, при этом интерфейс PCI позволял собирать из новых модулей решения повышенной производительности и с увеличенной скоро-

Рис. 2. Эволюция PC/104-совместимых изделий

стью внутрисистемного обмена. Затем появился стандарт PCI/104, в котором морально устаревшая шина ISA и оригинальный разъем PC/104 отсутствовали, а штыревой разъем с шиной PCI остался таким же и находился в том же самом месте, что и у модулей PC/104-Plus. Дальнейшее развитие семейства стандартов PC/104, курируемое членами PC/104 Consortium, подчинялось той же схеме: спецификация PCI/104-Express определила на модулях типа PCI/104 дополнительный разъем для шины PCI Express взамен исчезнувшего ISA-разъема, а в стандарте PCIe/104 разъем PCI был упразднен (рис. 2).

Подобная логика смогла обеспечить для индустрии PC/104 высочайшую степень живучести, которая, что очень важно, не идет в ущерб актуальности применяемых интерфейсных технологий и компонентов. Пользователи, однажды выбравшие платформу PC/104, могут быть уверены в том, что всегда смогут найти на рынке модули, воплощающие в себе самые последние достижения в области производства полупроводниковых устройств и методов организации передачи данных, причем новые изделия будут совместимы с уже имеющимся у них оборудованием как механически, так и по системным интерфейсам. Вообще говоря, перспективы индустрии PC/104 рисуются нам в самых радужных тонах, поскольку описанную "двухтактную" схему, в которой на первом шаге появляется разъем с новой шиной, а на втором исчезает разъем с морально устаревшим системным интерфейсом, теоретически можно продолжать до бесконечности.

МОДУЛИ PC/104 В РОЛИ ПЛАТ РАСШИРЕНИЯ

Помимо серии спецификаций на монтирующиеся в "этажерку" модули размерами 90×96 мм индустрия PC/104 произвела на свет ряд стандартов, определяющих использование PC/104-совместимых модулей в качестве плат расширения для более крупных платформ. На сегодняшний день актуальными отраслевыми стандартами такого рода являются EBX, EBX Express, EPIC и EPIC Express; их продвижением и развитием также занимается организация PC/104 Consortium.

Платы EBX (Embedded Board eXpandable – расширяемая встраиваемая плата) и EBX Express представляют собой уменьшенные версии десктопных материнских плат, модулями расширения для которых служат различные PC/104-совместимые изделия. На платы EBX могут устанавливаться модули в стандартах PC/104, PC/104-Plus и PCI/104, на платы EBX Express – изделия PCI/104, PCI/104-Express и PCIe/104. Кроме того, платформы EBX и EBX Express поддерживают "мобильные" модули расширения PC Card и ExpressCard соответственно.

Имея габариты 203×146 мм (8,00×5,75 дюйма), платы EBX и EBX Express способны нести самые мощные процессоры, ОЗУ большого объема и обладать коммуникационной функциональностью на уровне топовых моделей персональных компьютеров. С миром ПК эти платформы роднит также и великолепная расширяемость, обеспечиваемая возможностью подключения к одной плате множества периферийных модулей разных типов. При использовании плат EBX и EBX Express конечные встраиваемые конфигурации можно собирать по тому же принципу, что и настольные системы, закупая стандартные комплектующие с искомыми характеристиками у разных производителей. Тем не менее, EBX и EBX Express остаются полноценными встраиваемыми решениями, которые обеспечивают повышенную механическую надежность за счет "этажерочного" метода монтажа и являются совместимыми с огромной массой изделий класса Embedded, генерируемых индустрией PC/104.

Стандарты EBX и EBX Express позволяют использовать PC/104-совместимые модули в тех задачах, которые требуют высочайшей производительности не только во "встраиваемом", но и в общекомпьютерном смысле этого слова, ведь размеры соответствующих плат никак не ограничивают производителей в их фантазии по части тактовых частот и количества ЦП-ядер в одном корпусе. С другой стороны, спецификации EBX и EBX Express вряд ли можно назвать принадлежащими рынку PC/104, поскольку он ориентирован в первую очередь на малогабаритные решения, тогда как платформы EBX и EBX Express можно назвать малогабаритными лишь с большой натяжкой.

Спецификация EPIC (Embedded Platform for Industrial Computing – встраиваемая платформа для промышленных компьютеров) определяет встраиваемые платы размерами 114×165 мм (4,5×6,5 дюйма). По своим габаритам формфактор EPIC занимает промежуточное положение между формфакторами PC/104 и EBX (рис. 3): будучи в достаточной мере миниатюрными, платы EPIC все же не малы настолько, чтобы это служило препятствием для использования современной компонентной базы и существенно ограничивало их функциональность. ЦП высшей производительности не всегда можно установить на PC/104-совместимые модули, а крупногабаритные решения типа

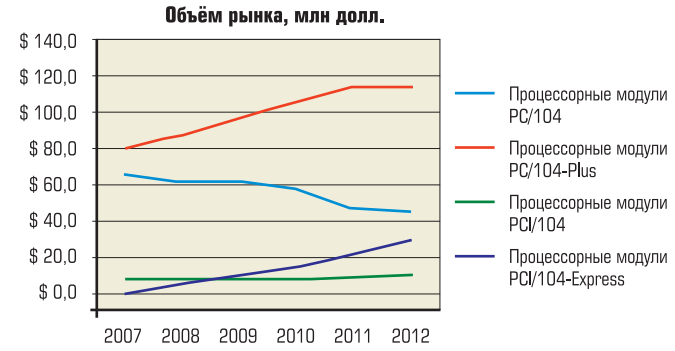


Рис. 4. Динамика продаж процессорных модулей в различных стандартах семейства PC/104

ПРОЦЕССОРНЫЕ МОДУЛИ, ПЕРИФЕРИЯ И ГОТОВЫЕ СИСТЕМЫ

Спецификации PC/104-Plus и PCI/104-Express выделяются из семейства стандартов PC/104 тем, что поддерживают не один, а сразу два системных интерфейса. В результате изделия, удовлетворяющие любой из этих двух спецификаций, оказываются совместимыми не с одним или двумя, а сразу с тремя стандартами, которые можно условно назвать “предыдущим”, “их собственным” и “следующим”. Модули PC/104-Plus способны подключаться к классическим изделиям PC/104, другим модулям PC/104-Plus и платам PCI/104; модули PCI/104-Express – к изделиям PCI/104, PCI/104-Express и PCIe/104. Стандарты PC/104-Plus и PCI/104-Express являются наиболее универсальными и перспективными, объективным отражением чего служит устойчивая положительная динамика продаж соответствующего оборудования. На рис. 4 представлены фактические данные и прогноз на период 2007-2012 гг. по процессорным модулям в стандартах PC/104, PC/104-Plus, PCI/104 и PCI/104-Express. Как можно видеть, наибольшую долю этого рынка (более 100 млн. долл.) уверенно занимает спецификация PC/104-Plus с темпами роста 7 %, причем, как и следовало ожидать, во многом этот рост обусловлен вытеснением стандарта PC/104, в основе которого лежит устаревшая еще в прошлом веке шина ISA. Платформа PCI/104-Express пока еще не успела завладеть значительной долей рынка, однако демонстрирует стремительный рост на уровне 149 % в год. В силу перечисленных причин на момент своего приобретения холдингом Kontron компания DIGITAL-LOGIC ориентировалась, главным образом, на стандарты PC/104-Plus и PCI/104-Express, и новые владельцы из Kontron не собираются этого менять.

EBX во многих случаях оказываются просто-напросто слишком громоздкими. Материнские платы EPIC выглядят разумным компромиссом между этими двумя “крайностями”: на них доступны и самые мощные процессоры, и быстрая память большого объема, дополняемые почти безграничными возможностями в плане расширения исходной функциональности, предоставляемыми индустрией PC/104. Одна плата EPIC поддерживает установку до четырех таких модулей, монтирующихся друг на друга по классической для индустрии PC/104 “этажерочной” схеме. Следует отметить, что по сравнению с решениями, построенными только из PC/104-совместимых модулей (интерфейсных и процессорных), материнские платы EPIC с установленными на них модулями расширения позволяют обойтись значительно меньшим числом кабельных соединений.

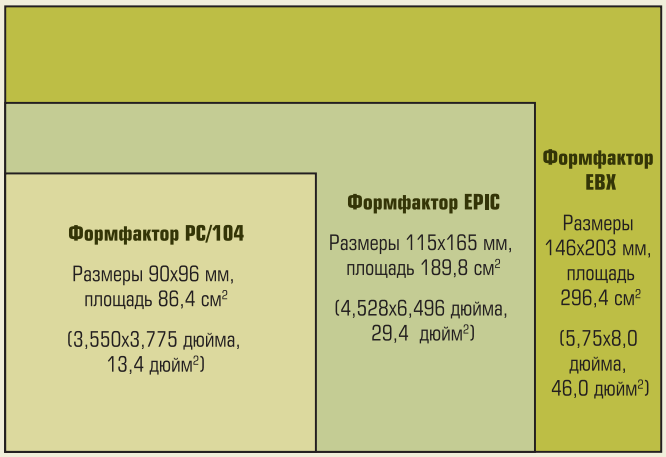


Рис. 3. Размеры плат PC/104, EPIC и EBX

Стандарты EPIC и EPIC Express, как можно догадаться из их названий, пребывают друг с другом в тех же отношениях, что и спецификации EBX и EBX Express: платы EPIC поддерживают модули расширения PC/104, PC/104-Plus и PCI/104, платы EPIC Express – модули расширения PCI/104, PCI/104-Express и PCIe/104. Спецификации EPIC и EPIC Express образуют, таким образом, единое семейство, тесно связанное с индустрией PC/104 и пользующееся ее наработками. Вообще говоря, рынок EPIC попросту совпадает с рынком PC/104, поскольку за редким исключением материнские платы EPIC могут применяться практически везде, где сегодня используются модули PC/104. По этой причине стандарты EPIC и EPIC Express представляют интерес, прежде всего, для клиентов индустрии PC/104, поскольку позволяют им более свободно манипулировать производительностью ЦП, объемами памяти и интерфейсной функциональностью. Впрочем, целевая аудитория EPIC несколько шире, в нее попадают вообще все разработчики, желающие создавать компактные высокопроизводительные встраиваемые системы с использованием стандартных модульных аппаратных средств для тех приложений, где востребована повышенная механическая надежность вкупе с хорошей расширяемостью.

Рис. 5. 500-мегагерцовый процессор AMD Geode LX800 обеспечивает для модулей серии Kontron MICROSPACE MSM800 сверхнизкое энергопотребление

Процессорные модули авторства бывшей компании DIGITAL-LOGIC оснащаются разными ЦП, что позволяет им покрывать весь диапазон PC/104-приложений от Low End (тактовая частота процессора 500 МГц) до High End (мощные двуядерные ЦП с частотой до 1,66 ГГц). Рассмотрим несколько актуальных продуктов из этой серии.

KONTRON MICROSPACE MSM800XEL/XEV И MSM800SEL/SEV/BEV: СВЕРХНИЗКОЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ ДЛЯ СИСТЕМ НАЧАЛЬНОГО УРОВНЯ

Модули MICROSPACE MSM800XEL/XEV и MSM800SEL/SEV/BEV (рис. 5) изготавливаются по стандарту PC/104-Plus на базе комбинации из сверхмалопотребляющего процессора AMD Geode LX800 и чипсета CS5536 AD. В дополнение к типовому набору PC-интерфейсов у представителей линейки Kontron MICROSPACE MSM800 имеются интерфейс Ethernet и звуковой контроллер AC97 (модели MICROSPACE MSM800XEV, MSM800SEV и MSM800BEV). У версий MICROSPACE MSM800SEL, MSM800SEV и MSM800BEV объем ОЗУ варьируется в пределах от 128 до 1024 Мбайт, тогда как модели MICROSPACE MSM800XEL и MSM800XEV оснащаются запаянной памятью фиксированного объема 256 Мбайт, что придает им дополнительную ударо- и вибростойкость.

Версии MICROSPACE MSM800XEV и MSM800BEV имеют мост PCI-ISA, реализующий поддержку шины ISA, у модели MSM800SEV этой цели служит LPC-ISA. Для расширения базовой функциональности доступны разъемы PC/104-Plus (шины ISA и PCI) и 4 порта USB 2.0. Благодаря 500-мегагерцовому процессору AMD Geode LX800 энергопотребление изделий MICROSPACE MSM800XEL/XEV и MSM800SEL/SEV/BEV не превышает 8 Вт, что позволяет эксплуатировать их без активного охлаждения в самых неблагоприятных условиях окружающей среды (модели MICROSPACE MSM800XEL, MSM800XEV и MSM800BEV существуют в версиях для температурного диапазона –40...+85 °C). Модели MICROSPACE MSM800XEL и MSM800SEL не имеет батареи, звукового контроллера и шины ISA и ориентированы на низкостоимостные приложения.

Снятие модулей серии MICROSPACE MSM800 с производства запланировано на 2015 г., при этом для заказчиков они будут оставаться доступными по 2018 г. Среди других важных преимуществ этих изделий по сравнению с конкурирующими продуктами можно назвать встроенный аккумулятор емкостью 400 мАч, сохраняющий работоспособность в течение 5 лет, поддержку расширенного диапазона температур на уровне чипсета, 24 месяца гарантии и исключительно низкую стоимость в комбинации с швейцарским качеством и возможностью учета специфики клиентских задач в конструкции модулей.

Продукты MICROSPACE MSM800XEL/XEV и MSM800SEL/SEV/BEV находят спрос у разработчиков автомобильной и авиационной электроники, информационных терминалов и различных интерактивных устройств, а также измерительных инструментов и игровых систем с поддержкой вывода звука.

KONTRON MICROSPACE MSM200S И MSM200X/XU/XP: ДОСТОЙНАЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ПРИ НИЗКОМ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИИ

Основное отличие между сублинейками MICROSPACE MSM200S и MSM200X/XU/XP состоит в том, что представители первой удовлетворяют стандарту PC/104-Plus, а второй – стандарту PCI/104-Express. Все изделия серии Kontron MICROSPACE MSM200 имеют, таким образом, по 2 шины расширения, только для модели MSM200S этими шинами являются ISA и PCI, а для версий MICROSPACE MSM200X, MSM200XU и MSM200XP – PCI и PCI Express.

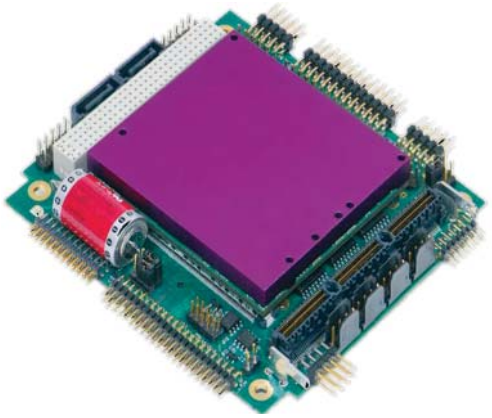


Рис. 6. Представители линейки процессорных модулей Kontron MICROSPACE MSM200 оснащаются малопотребляющими ЦП Intel Atom Z510/Z530

Изделия MICROSPACE MSM200S и MSM200X/XU/XP (рис. 6) имеют все интерфейсы классического персонального компьютера и базируются на чипсетах Intel US15W и процессорах Intel Atom Z510/Z530, стремительно набирающих популярность во встраиваемых приложениях. Разработчикам следует обратить внимание на такие конкурентные преимущества данных модулей, как поддержка локальной сети и наличие звукового контроллера HD Audio. Запаянное ОЗУ, объем которого может достигать 2 Гбайт, позволяет данным продуктам сохранять работоспособность в условиях повышенных ударно-вибрационных нагрузок. Дополнительные функции могут реализовываться при помощи системных интерфейсов ISA, PCI и PCI Express, разъема PCI Express MiniCard (поддержка беспроводных и сотовых сетей), 4 последовательных портов и 4/6 портов USB 2.0. Опционально доступны версии с запаянными модулями GPS. Бюджетная модификация с индексом XL лишена батареи и звукового контроллера.

Рис. 7. Модуль Kontron MICROSPACE MSM945 на базе ЦП Intel Core 2 Duo является одним из самых быстрых процессорных решений на рынке PC/104

Модули серии MICROSPACE MSM200 оснащаются встроенными аккумуляторами на 900 мАч, что соответствует 10 годам работы, при этом жизненный цикл данных изделий продлится, как минимум, до 2020 г., благодаря чему их можно смело использовать в долгосрочных проектах. Последнему обстоятельству способствует также масштабируемость рассматриваемых модулей, обусловленная постепенным расширением процессорного семейства Intel Atom. Изделия MICROSPACE MSM200S и MSM200X/XU/XP имеют 24-месячную гарантию и могут дорабатываться под требования заказчика.

Несмотря на сравнительно высокую производительность, процессоры Intel Atom Z510/Z530 весьма экономичны, вследствие чего модули MICROSPACE MSM200S и MSM200X/XU/XP рассеивают лишь около 6 Вт мощности и подходят для создания безвентиляторных решений, рассчитанных на работу при температурах от –40 до +85 °C. Модули MICROSPACE MSM200S и MSM200X/XU/XP используются в питающихся от батарей мобильных компьютерах, информационных терминалах с видеодисплеями, измерительных приборах и игровых решениях.

KONTRON MICROSPACE MSM945: ПРОЦЕССОРНЫЙ МОДУЛЬ ВЫСШЕЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ СИСТЕМ КЛАССА HIGH END

Модуль MICROSPACE MSM945 (рис. 7), реализованный в стандарте PCI/104-Express, оснащается быстрыми двуядерными процессорами серии Intel Core 2 Duo и построен на чипсете Intel 945GME. На сегодняшний день MICROSPACE MSM945 является одним из самых высокопроизводительных изделий, когда-либо рожденных индустрией PC/104. Объем ОЗУ у данного изделия может достигать 3 Гбайт, при этом 1 Гбайт памяти является запаянным, что повышает механическую надежность всей системы.

Будучи, по сути, полноценным современным компьютером, реализованным на плате размером 90×96 мм, модуль MICROSPACE MSM945 имеет развитую коммуникационную функциональность, которая включает помимо прочего порт Ethernet, опциональные интерфейсы DVI и LVDS, позволяющие организовать вывод на два дисплея, и звуковой контроллер HD Audio. Благодаря наличию разъемов PCI/104-Express (шины PCI и PCI Express) и 6 портов USB исходную функцио-

нальность изделия можно легко наращивать и дополнять. Модуль MICROSPACE MSM945 также поддерживает эмуляцию 8-разрядной шины ISA посредством специального моста.

Встроенный и внешний аккумуляторы модуля MICROSPACE MSM945 емкостью 80 мАч и 900 мАч рассчитаны на 2 и 10 лет работы соответственно. Продукт имеет эффективный теплопроводный интерфейс с медной основой, поддерживает температурный диапазон E47 и подходит для установки в защищенные корпуса Can-Tainer. Возможен апгрейд модуля до 45-нанометровых ЦП с ядрами Penryn. Жизненный цикл изделия MICROSPACE MSM945 составляет не менее 10 лет, при этом производитель дает на него 2 года гарантии и готов к конструктивным переделкам модуля, если того пожелает клиент.

Целевыми областями применения данного продукта является работа с потоковым видео высокого разрешения, двухдисплейная визуализация, обработка изображений, видеомониторинг и другие задачи с высокой интенсивностью обычных и графических вычислений. Изделия типа MICROSPACE MSM945 выводят индустрию PC/104 на новый уровень производительности, позволяющий применять стандартное PC/104-совместимое оборудование в тех приложениях, где ранее использовались нестандартные и/или более крупногабаритные аппаратные средства.

АКСЕССУАРЫ И ПЕРИФЕРИЯ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ЗАКОНЧЕННЫХ СИСТЕМ

Переходя к модулям ввода/вывода, доставшимся холдингу Kontron в наследство от компании DIGITAL-LOGIC, отметим их чрезвычайное изобилие и разнообразие, исключающее возможность сколько-нибудь подробного рассмотрения в рамках настоящей статьи хотя бы основных подгрупп в составе данного обширнейшего продуктового семейства. В периферийной продуктовой линейке DIGITAL-LOGIC есть изделия с разъемами Express Card 34/54, PCI Express MiniCard, интерфейсами Fast Ethernet, Gigabit Ethernet, Serial ATA 300, USB, IEEE 1394A/B (FireWire), а также многоканальные платы захвата изображения, платы для подключения к сотовым сетям GSM/UMTS, платы с множественными последовательными портами, платы с двумя контроллерами промышленной шины CAN, источники питания в формате PC/104, и т.д. Предлагаются даже специальные “расширители” для увеличения просвета между отдельными PC/104-совместимыми модулями, смонтированными в “этажерку”!

Рис. 8. Четырехканальная плата видеозахвата Kontron MICROSPACE MSMG104+

Легко заметить, что из процессорных и периферийных модулей бывшей компании DIGITAL-LOGIC в формате PC/104 можно собирать не просто законченные системы, а огромное разнообразие систем, “узко заточенных” под конкретные задачи. Не будет большим преувеличением сказать, что полная потенциальная сфера применимости таких решений совпадает со сферой применимости PC/104-совместимых изделий вообще.

Предположим, нам нужно создать компактную систему видеонаблюдения. В минимальной конфигурации для решения этой задачи будет достаточно какого-нибудь процессорного модуля, платы видеозахвата Kontron MICROSPACE MSMG104+ (рис. 8), поддерживающей подключение до 3 видеокамер с выходами CVBS и 1 камеры с выходом S-Video (30 кадров в секунду в разрешениях PAL или NTSC). Можно добавить ко всему этому еще и блок питания, например, 75-ваттный модуль Kontron MICROSPACE MSMPS104B, который, как и вышеупомянутая плата видеозахвата, существует в версии для температурного диапазона –40...+85 °C. При желании получившаяся “этажерка” легко наращивается модулями с интерфейсами Serial ATA 300 или сетевыми картами. Чтобы превратить итоговый “сэндвич”, содержащий всю необходимую периферию, в законченную систему, заказчику будет достаточно заключить его в подходящий корпус либо поручить данную операцию самому холдингу Kontron, который в этом случае будет выступать в роли поставщика готовых решений.

Рис. 9. Готовая система Kontron MICROSPACE MPCX28R – защищенный железнодорожный встраиваемый компьютер типа Box PC

ГОТОВЫЕ ВСТРАИВАЕМЫЕ КОМПЬЮТЕРЫ В КОРПУСАХ

Как уже говорилось выше, продуктовое предложение DIGITAL-LOGIC, влившееся в портфолио холдинга Kontron, включает не только отдельные комплектующие, но и законченные решения на базе PC/104-совместимых модулей, в частности, встраиваемые компьютеры типа Box PC. В качестве примера такого компьютера можно привести Kontron MICROSPACE MPCX28R (рис. 9) – компактную защищенную систему с увеличенным жизненным циклом, ориентированную на железнодорожные приложения (имеется сертификат соответствия стандарту EN50155 по классу TX). Система MICROSPACE MPCX28R базируется на малопотребляющем процессоре Intel Atom Z530 с тактовой частотой 1,5 ГГц, поддерживает до 1 Гбайт памяти и имеет изолированный блок питания на 1,5 кВ. Питание выведено в защищенный разъем M12; подключение через M12 доступно также для портов Fast Ethernet и порта USB 2.0. Компьютер является безвентиляторным, заключен в прочный корпус из профилированного алюминия и рассчитан на эксплуатацию при температурах от –25 до +70 °C. В качестве локальных накопителей могут использоваться 2,5-дюймовые диски с интерфейсом Serial ATA 300 либо карточки CompactFlash. Два слота PCI Express MiniCard позволяют добавлять в систему интерфейсы шины CAN, модули GPS, модули для подключения к беспроводным и сотовым сетям и другие дополнительные функции, а порт eSATA обеспечивает возможность подключения внешних накопителей. На передней панели имеются 2 порта USB 2.0, два 3,5-миллиметровых аудиоразъема (вход и выход) и отверстие для установки SIM-карты с целью реализации поддержки мобильных сетей. Сзади есть два дополнительных порта USB 2.0 и выход DVI-I для подключения аналоговых и цифровых дисплеев с разрешениями до 2048x1536. Также в наличии два надежных разъема D-sub, реализующих COM-порты (RS-232C/RS-422/485), и изолированные линии цифрового ввода/вывода. Компьютер MICROSPACE MPCX28R может работать под управлением ОС Windows XP Embedded, Windows XP, Windows Vista, Windows 7 и Linux.

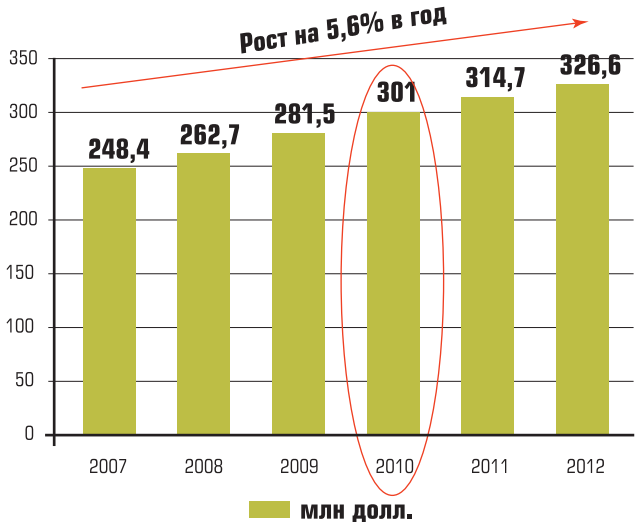


Рис. 10. Динамика мировых продаж оборудования PC/104

ПРОДОЛЖАЯ ТРАДИЦИИ

Будучи одним из локомотивов мировой индустрии ВКТ (встраиваемых компьютерных технологий) с годовым оборотом в полмиллиарда евро, холдинг Kontron не может не понимать важности рынка PC/104. Процессорные платы и модули ввода/вывода в формате PC/104 остро востребованы отраслью: эксперты аналитического агентства Venture Development Corporation (VDC) полагают, что при среднегодовых темпах роста в 5,6 % мировые объемы продаж оборудования PC/104 превысят 300 млн. долл. уже в 2010 году (рис. 10). Следует учесть, что по данным агентства VDC около 81 % спроса на продукцию PC/104 приходится на Северную Америку и Европу

(рис. 11), причем самый быстрый рост демонстрирует европейский рынок сбыта.

Представители Kontron говорят, что в своей деятельности по направлению PC/104 они будут придерживаться той же политики, что и компания DIGITAL-LOGIC, подразумевающей высочайшее качество продукции и ориентацию на заказчика. Это хорошо согласуется со статусом холдинга Kontron как ведущего глобального поставщика встраиваемых компьютерных технологий (ВКТ), имеющего гигантский опыт приобретения различных компаний и эффективного управления ими. Нет никаких сомнений в том, что новые владельцы из Kontron рассматривают DIGITAL-LOGIC как очень ценное приобретение и будут обращаться с ним соответственно, учитывая связанные с именем этой компании славные традиции.

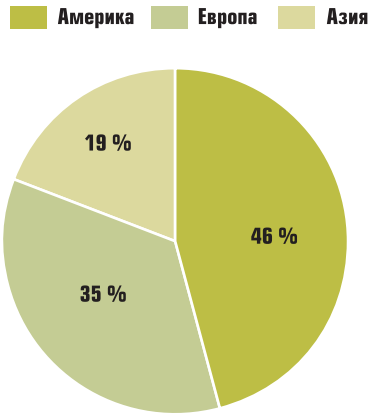


Рис. 11. Спрос на оборудование PC/104 по регионам

Ковалев Александр Николаевич *– директор направления, ЗАО "РТСофт",*
Акиншин Леонид Геннадьевич *– канд. физ.-мат. наук, обозреватель журнала "МКА:ВКС".*
ЗАО "РТСофт".
Телефоны: (495) 742-68-28, 967-15-05.
E-mail: pr@rtsoft.ru http://www.rtsoft.ru

26 апреля 2011 г. в ГК «ИЗМАЙЛОВО» (г. Москва) состоится Вторая Нефтегазовая конференция «ЭКОБЕЗОПАСНОСТЬ-2011», посвященная экологической безопасности нефтегазовой отрасли, новейшим технологиям и оборудованию для сероочистки, газоочистки, водоочистки, экомониторинга и газоанализа, утилизации попутных нефтяных газов (ПНГ), переработке отходов и нефтешламов, рекультивации загрязненных земель, комплексному решению различных экологических задач нефтяных и газовых месторождений, газоперерабатывающих и нефтеперерабатывающих заводов.

Третья Всероссийская научно-практическая конференция РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭНЕРГЕТИКИ - 2011 состоится 7-8 июня 2011 г. в ГК Измайлово г. Москва и будет посвящена актуальным вопросам реконструкции и модернизации оборудования ТЭЦ, ГРЭС, ТЭС, ГЭС, решениям для повышения ресурса и эффективности котлов, турбин и другого технологического оборудования электростанций, повышению уровня экономичности, автоматизации, надежности и безопасности предприятий энергетики, новейшим технологиям газоочистки, водоподготовки и водоочистки, промышленной безопасности и антикоррозионной защиты.

www.intecheco.ru , т.: (905) 567-8767, ф.: (495) 737-7079, admin@intecheco.ru

МОНИТОРИНГ И ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ КИПиА НА ДЕЙСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТАХ Часть 1

А.И. НИКУЛИН, А.А. АЛФЕРОВ (ООО “Автоматика–сервис”)

В статье отмечается быстрое развитие полевых сетей КИПиА (контрольно-измерительные приборы и автоматика), т.к. эти устройства становятся более “разумными”. В КИПиА началось применение микропроцессоров, позволившее приборам стать интеллектуальными, появилась возможность самодиагностики устройств и выдачи сообщений об ошибках. Приборы, помимо аналоговых входов и выходов, приобрели блоки линеаризации, фильтрации и другие. Появилось большое количество настроечных параметров. Настройка прибора DIP-переключателями и потенциометрами стала невозможной. Эволюционное развитие оборудования КИПиА продемонстрировано на примере нефтеперерабатывающего предприятия ОАО “Газпромнефть-ОНПЗ”. Техническим сопровождением эксплуатации оборудования КИПиА на объектах ОАО “Газпромнефть-ОНПЗ” занимается её дочернее предприятие ООО “Автоматика-сервис” (директор Казаченко Я.О.), управляемое ООО “ИТСК”.

Для настройки первых интеллектуальных приборов их снабжали дисплейными модулями, как стационарными, так и съемными. Параллельно с дисплеями для настройки интеллектуальных приборов стали применять специальные программно-технические средства. В приборах появляются интерфейсные каналы, предназначенные для настройки и конфигурирования. Каждый производитель КИПиА предоставлял свои средства по настройке приборов. Эти средства можно разделить на две группы:

- аппаратные (конфигураторы, коммуникаторы);
- программно-аппаратные, построенные на базе ПК, интерфейсного модуля и специализированной программы.

Первые программно-аппаратные средства не были универсальными и предназначались только для работы с конкретным оборудованием КИПиА конкретного производителя.

Аналоговые датчики преобразуют значение измеряемого параметра в стандартный унифицированный аналоговый сигнал (например, 4-20 мА). В контроллере аналоговый сигнал преобразуется в цифровой и обрабатывается. Микропроцессорный датчик преобразует значение измеряемого параметра в цифровой код, потом обрабатывает его. Полученное значение микропроцессорный датчик преобразует в унифицированный аналоговый сигнал и отправляет его на микропроцессорный контроллер. В контроллере этот сигнал снова преобразуется в цифровой. С применением микропроцессоров в датчиках использование унифицированного аналогового сигнала для передачи данных стало ненужным. Логичнее передавать цифровой код, соответствующий величине измеряемого параметра. Наличие микропроцессора позволило подключать к одной линии связи не один, а сразу несколько датчиков. Таким образом, появились цифровые полевые шины. В настоящее время в нефтехимической промышленности наиболее распространенны шины: HART, PROFIBUS, Foundation FieldBus. При появлении полевых шин стало возможным не только передавать измеряемую и диагностическую информацию от датчиков в систему, но и использовать шину для передачи конфи-

гурирующей, управляющей и диагностической информации в датчик.

Для настройки интеллектуального датчика не требуется применение специального интерфейсного канала, в этих целях можно использовать цифровую полевую шину. Теперь для настройки и диагностики интеллектуальных приборов КИПиА можно применять:

- систему управления, к которой подключены интеллектуальные датчики, при наличии дополнительного программного обеспечения;
- аппаратные средства, конфигураторы и коммуникаторы с возможностью подключения к цифровой полевой шине;
- программно-аппаратные средства, построенные на базе ПК, специального программного обеспечения и интерфейсного модуля, позволяющего подключиться к цифровой полевой шине.

Ряд производителей КИПиА, работающих по цифровым полевым шинам, имеют свои средства настройки и диагностики. На сегодняшний день создано множество разнообразных средств, основанных на использовании ПК. Мобильный компьютер в наши дни стал обычным средством для обслуживающего персонала при вводе в действие или конфигурировании измерительного оборудования, установленного непосредственно в зоне технологического процесса. Даже если эти средства являются "дружественными" пользователю, число различных программ, которые должен изучить специалист КИПиА, постоянно возрастает, и обучение становится обременительным. Такое положение дел является неудовлетворительным как для пользователя, так и для производителя.

В настоящее время появилась тенденция к унификации интерфейса между измерительным и управляющим оборудованием. Эта идея приняла конкретную форму в виде спецификаций FDT (Field Device Tool – программный инструментарий настройки полевых устройств), DTM (Device Type Manager – программное средство управления конкретным типом устройств), EDDL (Electronic Device Description Language – язык описания электронных устройств КИПиА). Изначально эти спецификации применялись для шины PROFIBUS, но производители измерительного оборудования, работающие в рамках этого проекта, быстро обратили внимание на то, что FDT/DTM и EDDL могли бы быть приняты и другими организациями для собственных промышленных шин с тем, чтобы интерфейс средств измерений стал всеобщим универсальным стандартом [1].

ОАО "Газпромнефть-ОНПЗ" широко внедряет оборудование КИПиА с цифровыми протоколами связи, такими как HART, PROFIBUS, Foundation FieldBus.

Перед специалистами ООО "Автоматика-сервис" и ООО "ИТСК" на сегодняшний день стоит задача соответствовать тому высокому уровню, который поставлен заказчиком в лице ОАО "Газпромнефть-ОНПЗ". В частности, речь идёт о техническом применении, сопровождении и эксплуатации оборудования, использующего двунаправленную полностью цифровую шину Foundation FieldBus. Для соответствия современному уровню развития стандартов и оборудования, а также эффективного их использования необходимо применять системы, поддерживающие возможности новых устройств, однако в этом направлении возникает множество вопросов как у руководителей, так и у специалистов ООО "Автоматика-сервис", ООО "ИТСК" и ОАО "Газпромнефть-ОНПЗ". Целью статьи "Мониторинг и диагностика состояния оборудования КИПиА на действующих технологических объектах" является проведение анализа возможностей, особенностей, достоинств и недостатков программно-аппаратных средств, позволяющих проводить настройку, диагностику и мониторинг интеллектуального оборудования КИПиА. Поставлена задача выявления наиболее универсальных средств сопровождения устройств КИПиА, максимального разъяснения особенностей, связанных с использованием приборов Foundation FieldBus, а также разработка предложений по усовершенствованию уже используемых программно-аппаратных решений с целью оптимизации затрат на техническое обслуживание и планово-предупредительный ремонт устройств КИПиА.

ОБЗОР ПРОГРАММНО–АППАРАТНЫХ СРЕДСТВ СОПРОВОЖДЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ КИПиА

Работа программно-аппаратных средств сопровождения интеллектуальных устройств КИПиА основана на применении стандартов

цифровой связи. На данный момент выделилось два основных направления:

- DDL (Device Description Language – язык описания устройств), который позже стал EDDL – DDL для электронных устройств (E – electronic);
- FDT/DTM (Field Device Tool/Device Type Manager – программный инструментарий настройки полевых устройств/программное средство управления конкретным типом устройств).

Первой появилась технология EDDL (часто применятся короткая аббревиатура DD), по ней создаются дескрипторные файлы устройства, они содержат всю необходимую информацию. Базовый компьютер получает этот файл и выводит его пользователю. Взаимосвязь параметров описывается производителем прибора, а группировка, метод представления и весь внешний вид отображения оставляются на усмотрение управляющей программы.

FDT/DTM – это стандарт среды настройки и эксплуатации полевых приборов. DTM отвечает за обслуживание прибора, структуру программ диагностики, их связь с базовым компьютером и всей системой управления. В отличие от дескрипторного файла DTM содержит интерфейс управления и диагностики прибора. Внешний вид интерфейса, навигация по нему и отображаемые параметры полностью задаются производителем прибора.

Недавние разработки несколько сгладили различия между этими двумя технологиями. Например, в EDDL разработчики добавили графическую среду, которая позволяет рисовать диаграммы и графики, а также возможность долговременного хранения данных на жестком диске системы. Простой список параметров теперь можно разделить на несколько групп, контролировать их отображение на экране. Неудобный для чтения список стал более структурированным.

При использовании EDDL разработчикам устройств не требуется создавать и программировать систему графического отображения для выполнения на ряде платформ или сред. Вместо этого они могут применять возможности графического отображения, обеспеченные командами в EDDL. Так как множество современных систем уже обеспечивают выполнение функций графического отображения на базе EDDL, устройства, использующие расширенный EDDL, имеют общий вид и согласуются с существующими устройствами. Это позволяет унифицировать интеграцию, конфигурацию/установку, эксплуатацию и диагностику/обслуживание, что очень важно для согласованной работы устройств от разных производителей. EDDL также обеспечивает независимость операционной системы и платформы, устраняя необходимость специального “сменного” исполняемого кода, который является дорогостоящим в разработке и может подвергать опасности управление главным узлом через человеко-машинный интерфейс и работающее оборудование. Несмотря на все изменения, пользоваться EDDL все еще неудобно, однако потенциал развития EDDL очень большой. Производители интеллектуальных устройств КИПиА пришли к неформальному соглашению – считать EDDL обязательным стандартом, если в данном приложении возможностей EDDL не хватит, можно воспользоваться преимуществами DTM.

Применение технологий FDT/DTM и DD дает возможность дистанционно, при помощи существующего сетевого соединения производить параметризацию полевых устройств. Другими словами, специалист КИПиА, находясь на своем рабочем месте, может удаленно произвести настройку устройства без исключения его из процесса. При этом, естественно, настраиваемое устройство должно быть подключено к полевой сети [1].

В настоящий момент на рынке представлено большое количество программно-аппаратных средств сопровождения интеллектуальных устройств КИПиА. Рассмотрим наиболее распространённые из них.

Plant Resource Manager – Менеджер ресурсов КИП

Plant Resource Manager – Менеджер ресурсов КИП является универсальным решением корпорации “Yokogawa Electric Corporation” для управления техническим обслуживанием устройств в реальном времени и проведения их диагностики.

Менеджер ресурсов КИП (PRM) представляет собой программный пакет, позволяющий централизованно и в электронном виде, используя в качестве шлюза распределённую систему управления, контролировать работу модулей оборудования и управлять устройствами, расположенными по всей технологической установке, что повышает эф-

фективность выполнения задач технического обслуживания по сравнению с традиционным методом. Менеджер ресурсов КИП – это инструментарий на базе ПК, разработанный для удобной и эффективной работы обслуживающего персонала. Персонал, оставаясь в операторной, может иметь доступ к информации об устройствах КИПиА через дисплеи PRM. Используя возможности современных ПК, обеспечивается поддержка в установке и модификации параметров и проверка детальной информации по сигнализациям. Управление записями устройств через базу данных является общей практикой снижения стоимости техобслуживания, но это утомительная операция. С помощью усовершенствованных характеристик, включающих регистрацию подключаемых устройств (plug-and-play), автоматический сбор и хранение событий устройств, менеджер ресурсов КИП значительно сокращает время и усилия, затрачиваемые на построение и обслуживание базы данных. В базе данных регистрируются выполняемые через PRM операции, например, модификация и проверка параметров. PRM разработан для поддержки нескольких пользователей в крупномасштабных приложениях, при этом организована система детальных разрешений доступа. В базе данных в качестве рабочих записей регистрируются временные отметки и идентификаторы пользователя.

Работа PRM основана на открытом стандарте FDT/DTM и по DTM соответствует стандарту FDT 1.2. Кроме того, PRM поддерживает такие протоколы связи, как HART, PROFIBUS и Foundation FieldBus H1, используя файлы Device Description (DD) для устройств, не имеющих DTM, что говорит о том, что Менеджер ресурсов КИП предоставляет достаточно универсальный интерфейс и базу данных для управления устройствами КИПиА. PRM включает три основных программных пакета: сервер PRM, Клиент PRM и сервер связи с устройствами низовой автоматики. Пакеты являются взаимосвязанными, обеспечивая тем самым комплексные возможности.

Сервер PRM осуществляет сбор информации об устройствах КИП и сохранение её в базе данных. Эта информация включает сообщения, параметры устройств и информацию проверки, используемую функцией управления устройствами, а также другую, имеющую отношение к устройствам информацию. Клиент PRM представляет приложение графического интерфейса пользователя для связи с PRM в целом. В Клиенте PRM пользователь может отображать информацию об устройстве, осуществлять функцию текущего контроля состояния устройства и выполнять различные операции по управлению устройствами. Сервер связи с устройствами низовой автоматики собирает информацию от устройств КИП, отображаемых в Клиенте PRM. В дальнейшем эта информация может быть сохранена на сервере PRM.

Следующие программные пакеты, доступные в качестве опций, обеспечивают дополнительные возможности PRM: расширенная диагностика PRM с набором инструментария для разработки алгоритмов; приложения PLUG-IN; интерфейс документирующего калибратора.

Инструменты PRM для работы с оборудованием КИПиА. Навигатор устройств

В навигаторе устройств, расположенном на левой панели окна клиента PRM, отображаются устройства, комплектующие установку, и пользователю предоставляется возможность выбирать эти устройства. Используя панель функций, пользователь может отобразить информацию о выполнении операции на выбранном устройстве. Навигатор устройств включает четыре вида представления информации по категориям: вид установки, вид сети, вид класса и вид пользователя.

Список устройств – Device List. Отображает список устройств, найденных в папке навигатора устройств. Сигнализирует текущее состояние устройств, включая ошибки и предупреждения. Результаты самодиагностики устройства представляются цветовой пиктограммой состояния устройства: красный – ошибка, желтый – предупреждение, зеленый – нормальная работа.

Детали устройства – Device Details. Позволяет пользователю отображать и редактировать детали для устройства или папки, выбранной в навигаторе устройств.

Менеджер параметров – Parameter Manager. Используется для устройств с протоколами HART и FF-H1. Менеджер параметров позволяет считывать текущую конфигурацию с устройств и сохранять ее на ПК, а также считывать конфигурацию с ПК и загружать ее

в устройства. Позволяет производить коррекцию конфигурации, сравнивать значения параметров конфигурации считанной с устройства со значениями параметров конфигурации, сохраненной на ПК.

Обзор устройства – Device Viewer использует получаемый от поставщика устройства файл конфигурации устройства с целью экранного представления информации диагностики и трендов, относящейся к устройствам типа FF-H1 и HART. Различные уровни состояния устройства и каждого параметра отображаются в программе с использованием набора цветов. На базе значений параметров Device Viewer также создает график тренда. При отсутствии файла конфигурации программа просмотра отображает только информацию о стандартных параметрах.

Меню описаний устройств – DD Menu. Применяется только для устройств с протоколом FF-H1. Используя файлы описаний устройств, позволяет производить конфигурирование функциональных блоков FF-H1 устройств. Функциональные блоки и их содержимое представлены в виде меню и могут меняться в зависимости от модели и поставщика устройства.

Менеджер типов устройств – DTM Works работает с устройствами большинства протоколов. Менеджер типов устройств обеспечивает не только конфигурирование устройств, но и позволяет использовать подпрограммы быстрой настройки, калибровки, моделирования и т.п., определенных в DTM производителя устройства.

Данные калибровки – Calibration Data. Позволяет контролировать данные калибровки для устройства, выбранного в навигаторе устройств, в том числе и данные, полученные от документирующего калибратора.

Журнал исторических данных – History. Сделанные в навигаторе устройств изменения регистрируются как записи исторических данных, которые пользователь может отображать и просматривать на панели исторических данных.

Выше были перечислены наиболее часто используемые стандартные инструменты PRM для работы с оборудованием КИПиА, кроме них в Менеджере ресурсов КИП применяется достаточно большое количество дополнительных инструментов, в этом плане PRM довольно гибкий продукт, и каждый пользователь может использовать те или иные инструменты по мере необходимости.

Дополнительные программные пакеты и инструменты системы PRM

Использование функции расширенной диагностики PRM – Advanced Diagnostic.

Функция расширенной диагностики PRM предназначена для диагностики устройств на основе диагностических алгоритмов, которые называются приложениями расширенной диагностики PRM (PRM Advanced Diagnosis Applications – PAA). При запуске функции расширенной диагностики система PRM периодически собирает данные от устройств, анализирует их и в случае обнаружения каких-либо отклонений генерирует сигнализации техобслуживания. Существует возможность сохранения собранных данных в соответствующей базе данных и их просмотра в виде графиков тренда.

Помимо приобретения у компании YOKOGAWA готовых приложений PAA, можно разработать свои собственные PAA, если приобрести пакет инструментальных средств разработки диагностики (PAA Development Kit). Этот пакет можно также использовать с целью:

- создания приложений PAA, предназначенных для выполнения циклической диагностики нескольких устройств;
- объединения нескольких приложений PAA для создания новых, когда результаты вычислений, выполняемых в одном алгоритме диагностики, используются в качестве входов другого приложения PAA.

Кроме того, появится возможность конфигурировать PRM таким образом, чтобы периодически получать от контрольно-измерительных устройств диагностические параметры и сохранять собранные данные в базе в хронологическом порядке.

Пакет расширенной диагностики (Advanced Diagnostic) состоит из двух серверных компонентов: сервера расширенной диагностики (Advanced Diagnosis Server) и статистической базы данных диагностики устройств (Device Diagnosis Data Historian). Можно выполнить инсталляцию одного или двух этих пакетов в зависимости от потребностей.

Пакет клиента PRM включает следующие приложения, относящиеся к расширенной диагностике. Навигатор диагностики (Diagnosis Navigator) – это основное приложение, предназначенное для выполнения управления и контроля диагностических задач. Оно позволяет создавать, запускать, останавливать

и контролировать диагностические задачи. Пакет навигатора диагностики инсталлируется на компьютере вместе с пакетом сервера расширенной диагностики или пакетом клиента PRM. Универсальный инструментарий диагностики (General-purpose Diagnostic Tool) позволяет просматривать данные, хранящиеся в статистической базе данных диагностики устройств (Device Diagnosis Data Historian) в графическом виде.

Диагностические процедуры создаются с использованием инструментального средства Exapilot for PRM Builder Client, входящего в состав инструментария разработки приложений расширенной диагностики PRM (PAA Development Kit). Программный пакет Exapilot for PRM Builder Client представляет собой инструментарий, позволяющий создавать программы в графической среде за счет создания блок-схемы посредством размещения в окне блочных процедур. Это позволяет пользователю, не знакомому с программированием, разрабатывать диагностические процедуры. Диагностические процедуры можно создавать еще проще, если использовать так называемые "типовые процедуры" – шаблоны диагностических процедур, предоставляемые инструментарием разработки приложений PAA (PAA Development Kit). Эти шаблоны можно модифицировать в соответствии с необходимой диагностикой.

Инструментарий разработки приложений расширенной диагностики (PAA Development Kit) предоставляет четыре вида типовых процедур.

Типовая процедура 1 (Проверка верхнего/нижнего предела). Эта процедура представляет собой основное приложение диагностики, выполняющее проверку верхнего/нижнего предела собранных параметров. Его можно использовать для проверки числа операций открытия/закрытия клапана, а также для мониторинга давления воздуха в пневмоцилиндре, температуры капсулы датчика и внутренней температуры усилителя в устройстве.

Типовая процедура 2 (Мониторинг диапазона). Эта процедура представляет собой приложение диагностики, позволяющее определить, соответствуют ли данные, определяющие взаимосвязь между двумя переменными, предварительно заданному диапазону. Эта процедура может быть использована для выполнения мониторинга взаимосвязи между выходным значением устройства позиционирования клапана, соответствующем установке открытия, и полученной реакцией или мониторинга взаимосвязи между выходным значением устройства позиционирования клапана и фактическим значением расхода.

Типовая процедура 3 (Мониторинг различий между несколькими устройствами). Эта процедура представляет собой приложение диагностики, обеспечивающее сбор данных от всех устройств, заданных во время запуска, и выполняющее контроль нахождения отклонения собранных данных от скользящего среднего в пределах заданного диапазона. Приложение можно использовать для мониторинга температуры устройств, установленных на одном паропроводе (мониторинг пара), мониторинга отклонения расхода на одной и той же линии или мониторинга распределения температуры на одном и том же оборудовании с использованием нескольких датчиков температуры. При использовании PAA можно задать во время запуска до пяти устройств в качестве целевых объектов сбора данных. При необходимости в этой процедуре можно также задать от одного до пяти тэгов оборудования.

Типовая процедура 4 (Мониторинг ошибок поршневого компрессора). На основе данных о параметрах температуры и давления устройства FF-H1 или HART непрерывно выполняется процесс сравнения данных устройства на всасывающей и нагнетательной (входной и выходной) сторонах компрессора. Поскольку параметры температуры и давления устанавливаются для входной и выходной стороны диагностируемого устройства, всегда существуют четыре тэга оборудования. Если разница между фактическим и расчетным значениями превышает верхний предел, для уведомления пользователя используются: сигнализация техобслуживания, сообщение руководства действиями оператора HIS, сообщение, посланное электронной почтой, сообщение журнала регистрации клиента PRM.

В менеджере ресурсов КИП можно зарегистрировать программные инструментальные средства сторонних производителей в качестве сменных приложений PLUG-IN Application (в дальнейшем изложении – приложений PLUG-IN). Чтобы использовать программные средства в качестве приложений PLUG-IN, после выполнения инсталляции необходимо осуществить привязку назначенных в PRM программных средств сторонних производителей к устройствам на уровне класса и выполнить установку свойств приложений PLUG-IN. Запуск приложений PLUG-IN можно выполнить в PRM, в этом случае PRM сохраняет ин-

формацию о запуске и закрытии приложений PLUG-IN, как сообщений записи операций. PLUG-IN Application делает PRM гибким инструментом и значительно расширяет возможности PRM в плане возможности добавления специальных программ сторонних производителей для реализации дополнительных настроек и сервисов устройств, таких как проведение калибровки, автоматической настройки, создания диаграмм сигналов и т.п.

Функция Управления Калибровкой (Calibration Management) является частью пакета Интерфейса Документирующего Калибратора (Documenting Calibrator Interface). Функция Управления Калибровкой позволяет управлять данными калибровки каждого устройства на Сервере PRM.

Данные калибровки включают: обзор информации калибровки, определения калибровки, требуемые для калибровки устройств, результаты калибровки, полученные после калибровки. Эта функция позволяет выполнять следующие, относящиеся к калибровке задачи: просмотр и проверка данных калибровки, контрольный анализ данных калибровки, печать документов, просмотр архивных записей, относящихся данным калибровки.

Выполнять калибровку устройств можно более эффективно путем подключения к PRM Документирующего Калибратора (Documenting Calibrator), например, 743B/744 от фирмы Fluke Corporation. Документирующий калибратор (Documenting Calibrator), например, 743B/744 фирмы Fluke Corporation, представляет собой измерительный прибор, который автоматически генерирует калибровочные значения и результирующие значения для устройств в соответствии с данными калибровки, предоставляемыми программным обеспечением PRM.

Калибровка устройства с помощью документирующего калибратора осуществляется следующим образом:

- документирующий калибратор подключается к COM-порту на компьютере с установленным клиентом PRM;
- загружаются определения калибровки из клиента PRM в документирующий калибратор;
- документирующий калибратор отключается от клиента PRM и перемещается в местоположение устройств;
- выполняется калибровка устройств с помощью документирующего калибратора, выгружаются результаты в клиент PRM.

PRM поддерживает следующие методы соединения:

- *прямая связь с физическими устройствами HART, FF-H1.* При настройке устройств КИПиА можно установить прямую связь между сервером связи с КИП и физическими устройствами HART, FF-H1. Если на одном ПК установлены клиент PRM, сервер PRM и сервер связи с КИП, то использование интерфейсной платы шины HART или FieldBus обеспечит прямую связь с физическими устройствами HART или FF-H1 соответственно;
- *CS 1000/CS 3000.* При подключении PRM к системе CS 1000/CS 3000 каждый набор серверов PRM соответствует отдельному проекту. Управление используемыми в проекте CS 1000/CS 3000 устройствами будет выполняться системой PRM. Физическая связь PRM с CS 1000/CS 3000 осуществляется средствами шины Vnet/IP, Vnet/IP Open, Ethernet;
- *ProSafe-RS.* При подключении PRM к ProSafe-RS возможна установка связи с устройствами HART, подключенными через ProSafe-RS. Физическая связь PRM с ProSafe-RS осуществляется средствами шины Vnet/IP , Vnet/IP Open, Ethernet;
- *STARDOM.* Если PRM подключается с использованием STARDOM, то для каждой управляющей сети требуется свой сервер PRM. Для глобальной сети (соединяющей географически разделенные сети), управляющие сети могут соединяться с помощью маршрутизаторов [2].

Продолжение (часть 2) – в следующем номере.

Список литературы

1. *Интернет-источник.* http://www.fieldbus.org/
2. *Интернет-источник.* http://www.yokogawa.ru/

Никулин Алексей Игоревич *– ведущий инженер инженерно-технического отдела, ООО "Автоматика-сервис". E-mail: Nikulin.AI@omsk.gazprom-neft.ru*
Алферов Андрей Александрович *– начальник управления по сервису ОНПЗ, ООО "Автоматика-сервис". E-mail: Alferov.AA@omsk.gazprom-neft.ru*

MIOGE

21-24 ИЮНЯ 2011

11-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

МОСКВА
ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

ufi Approved Event

НЕФТЬ И ГАЗ

www.mioge.ru

www.mioge.com

RPGC

21-23 ИЮНЯ 2011

9-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

ОРГАНИЗАТОРЫ

ITE LLC MOSCOW
+7 (495) 935 7350, 788 5585
oil-gas@ite-expo.ru

ITE

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5000
oilgas@ite-exhibitions.com

PETROLEUM

4-6 ОКТЯБРЯ 2011 • г. КРАСНОДАР

ВЦ «КРАСНОДАРЭКСПО»

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ТРАНСПОРТИРОВКА И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ»

ВЫСТАВКА PETROLEUM В РАМКАХ IDES

ТЕМАТИЧЕСКИЕ РАЗДЕЛЫ ВЫСТАВКИ:

- ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ, ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ
- ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ
- АЗС: ОБОРУДОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО
- ЭКОЛОГИЯ, ПОЖАРНАЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ТЭК
- OIL SPILL CONTROL
- СПЕЦОДЕЖДА, СПЕЦОБУВЬ И СРЕДСТВА ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ

ОРГАНИЗАТОР
Тел.: +7 (495) 935 7350
Факс: +7 (495) 935 7351
E-mail: ides@ite-expo.ru

WWW.IDES-EXPO.RU

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ТЕМПЕРАТУР ПРОТЯЖЕННЫХ ОБЪЕКТОВ В ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ

**Е.В. АМОСОВА, Д.Ю. КРОПАЧЕВ (ОАО НПП "Эталон"),
Д.С. ПАЗДЕРИН (ООО НПО "Фундаментстройаркос")**

Для безопасности функционирования объектов нефтегазового комплекса, а также строительства сооружений в северных районах России предложено осуществлять температурный мониторинг объектов с целью выявления и устранения аварийных участков в районах вечномерзлого грунта с помощью системы мониторинга температур.

Реализация национальных нефтегазовых проектов XXI века тесным образом связана с развитием новых крупных центров добычи углеводородного сырья и формированием новых систем магистрального трубопроводного транспорта газа, конденсата и нефти [1].

Безопасность функционирования объектов нефтегазового комплекса на территориях распространения многолетнемерзлых пород во многом определяется эффективностью систем мониторинга опасных геокриологических процессов, развитие которых связано как с природными факторами, так и с влиянием самих технических объектов. В зависимости от комплекса природных факторов, формирующих геокриологические условия, грунты могут находиться в многолетне – и сезонномерзлом, сезонноталом, талом и переохлажденном состояниях, а, следовательно, обладать различными прочностными и деформационными свойствами. К числу опасных трансформаций криогенных грунтов относятся: образование термокарста, термоэрозия, морозное пучение, растепление, заболачивание. Наиболее уязвимыми в этом отношении являются магистральные трубопроводы, поскольку подобные процессы приводят к изменению их положения, деформации и высокой вероятности возникновения аварийной ситуации [3].

Также существуют проблемы строительства и эксплуатации зданий, сооружений на вечномерзлых грунтах. Проблемы фундаментостроения в районах распространения вечномерзлых грунтов определяются особенностями инженерно-геокриологических условий площадок размещения газопромысловых сооружений. Для этого проводят геотехнический мониторинг, в состав которого входит наблюдение за температурным и гидрогеологическим режимом, состоянием грунтов оснований, несущей способностью и деформациями фундаментов, развитием опасных геологических процессов и экологической безопасностью прилегающей территории, прогноз и управляющие мероприятия, позволяющие обеспечивать надежность оснований и фундаментов сооружений [4].

Определение геотехнических свойств мерзлых грунтов имеет ряд особенностей:

- при определении температур грунтов в скважинах следует соблюдать режимы выстойки скважин после бурения и выстойки измерительной аппаратуры;
- для определения глубин сезонного оттаивания замеренные глубины оттаивания следует пересчитывать согласно ГОСТ 26262-84;
- отбор образцов и определение физических и механических свойств мерзлых грунтов должны осуществляться с учетом масштабного эффекта, вызванного наличием ледовых прослоев в мерзлом грунте [4].

Успешная реализация нефтегазовых и строительных проектов на территории распространения многолетнемёрзлых пород обусловлена

внедрением при проектировании и строительстве новых технологий и технических решений, которые не только должны обеспечивать надежность, устойчивость фундаментов и пространственную неизменность конструкций в процессе строительства и эксплуатации, но и гарантировать надёжную работу газодобывающих и газотранспортных систем, даже с учётом негативных сценариев возможного потепления климата планеты [1].

Интенсивное потепление климата, начавшееся во второй половине 1960-х – начале 1970-х гг., не было постоянным на всем севере России. В последние 18-20 лет на значительном числе метеостанций стали наблюдать слабые изменения климата, приостановку потепления и даже его похолодание. Современные изменения климата привели к формированию тенденций к повышению температуры грунтов на Севере [2].

Согласно комплексному анализу данных метеостанций и геокриологических стационаров, для севера России возможные изменения трендов температуры грунтов охватывают широкий диапазон – от 0,004 до 0,05 °С/год (средние для всего региона значения тренда составляют 0,03 °С/год) [2].

Высокие тренды потепления грунтов, также как и воздуха, наблюдаются в центральной части Западной Сибири, в Якутии и на юге Красноярского края. Минимальные тренды изменения температуры воздуха и грунтов характерны для Европейского Севера, севера Средней Сибири и Колымской низменности [2]. В районах с высокотемпературными многолетнемерзлыми грунтами (юг Западной Сибири, Забайкалье, Приамурье) сильное потепление климата не приводит к синхронному формированию высоких трендов изменений среднегодовой температуры грунтов вследствие значительных затрат тепла на фазовые переходы при оттаивании [2].

В настоящее время широкий круг ученых-климатологов и геокриологов отмечает, что за последние 20-25 лет температура воздуха в области криолитозоны повысилась на 0,2-2,5 °С. Повышение температуры верхних горизонтов мерзлых пород за этот период достигает 1,0-1,5 °С и распространяется до глубины 60-80 м. По различным оценкам прогнозируемое повышение температуры воздуха на Севере в первой четверти XXI века составит 1,0-2,0 °С и может достичь 3-4 °С к середине столетия. При таком потеплении климата произойдет существенное сокращение площади сплошных мерзлых пород в Северном полушарии, и южная граница их распространения в Западной Сибири может отодвинуться на север на 200-500 км.

Можно сделать вывод, что изменение теплового баланса многолетнемерзлых пород под воздействием инженерных сооружений и глобального потепления климата станет, если уже не стало, одним из основных факторов, определяющих устойчивость инженерных сооружений. Деградация мерзлых пород приведет к резким изменениям в условиях функционирования оснований и фундаментов, поскольку прочностные и деформационные свойства грунтов напрямую зависят от температуры.

В результате недостаточного учета особенностей геокриологических условий и их природных и техногенных изменений происходят многочисленные деформации сооружений, иногда даже аварийного характера. В этом направлении, на наш взгляд, необходимо контролировать и управлять температурным режимом грунтов в процессе эксплуатации. Отметим также, что одним из элементов комплексного проектирования в обязательном порядке является термостабилизация грунтов оснований. Системами термостабилизации грунтов оснований могут быть вентилируемое подполье, теплозащитные экраны, сезонно-действующие охлаждающие установки (горизонтального и вертикального типов), охлаждающие установки круглогодичного действия (горизонтального и вертикального типов).

Таким образом, одной из главных проблем успешного проектирования фундаментов является разработка и промышленное применение новых технических решений по контролю и управлению температурным режимом грунтов оснований.

В связи с этим ОАО НПП “Эталон” разработало систему мониторинга температур протяженных объектов. Разработанная система мониторинга температур протяженных объектов предназначена для полевого определения температуры грунтов по ГОСТ 25358-82, где требуется получить данные о температуре мерзлых, промерзающих и протаивающих грунтов. А также может использоваться для измерений температур в строительстве, на любых сложных нелинейных объектах, в резервуарах с неагрессивными жидкостями.

Система мониторинга температур протяженных объектов позволяет повысить точ-

Рис. 1. Термокоса (МЦДТ 0922) с контроллером (ПКЦД-1/100)

Рис. 2. Термокоса (МЦДТ 0922)

ность измерения и надежность, упростить существующие системы мониторинга температур, расширить области применения. Тем самым разработчики ОАО НПП "Эталон" предприняли попытку устранить недостатки в известных системах мониторинга температур, таких как: усложненность, дороговизна и небольшая надежность, низкая герметичность, которая приводит к отказу устройств в условиях промышленной применимости.

Система мониторинга температур протяженных объектов состоит из датчика температуры многозонного цифрового МЦДТ 0922 (далее будем называть "термокоса") и контроллера цифровых датчиков (далее будем называть "контроллер"), пример представлен на рис. 1. Термокоса, представленная на рис. 2, предназначена для одновременного измерения температуры в нескольких точках протяженного объекта, в качестве которого может быть трубопровод, скважина в различных грунтах.

Термокоса представляет собой устройство для многозонного измерения температуры, которое содержит последовательно расположенные измерительные преобразователи (далее назовем "датчики температуры"), каждый из которых размещен в отдельном защитном металлическом корпусе, и разъем для подключения к контроллеру. Датчики температуры соединены между собой гибким кабелем, преимуществом которого является возможность расширенного диапазона использования термокосы. На сегодняшний день разрабатываются и изготавливаются различные варианты термокосы, что говорит о ее многообразии конструкций и особенностях. Таким образом, одной из особенностей термокосы, расположенной в вертикальном положении, может быть наличие устройства для крепления груза на последнем датчике температуры, что обеспечивает выпрямление термокосы или наличие армирующего элемента для длинных термокос, в качестве которого может использоваться трос.

Метрологические и технические характеристики МЦДТ 0922

- рабочий диапазон измеряемых температур, °С ..... от –50 до +100;
- пределы абсолютной погрешности в рабочем диапазоне измеряемых температур, °С:
  – от –50 до –30 включ., °С ..... ±(0,1+0,014(|t|–30));
  – св. –30 до +30 включ., °С ..... ±0,1;
  – св. +30 до +100 включ., °С ..... ±(0,1+0,014(|t|-30)),
  где |t| – абсолютное значение температуры, °С, без учёта знака;
- количество измерительных преобразователей ..... от 3 до 250;
- общая длина, м ..... от 0,5 до 120;
- степень защиты от воздействия пыли и воды по ГОСТ 14254-96 ..... IP56.

Рис. 3. Контроллеры (ПКЦД-1/16 и ПКЦД-1/100)

Контроллер предназначен для считывания результатов измерения температуры с термокос. ОАО НПП "Эталон" выпускает портативные и стационарные контроллеры.

Контроллер цифровых датчиков портативный ПКЦД (далее ПКЦД) выпускается в двух исполнениях: ПКЦД-1/16, ПКЦД-1/100 – в зависимости от количества одновременно подключенных датчиков температуры и длины линии связи (рис. 3).

ПКЦД-1/16 может работать с сетями длиной до 25 м, объединяющих до 16-ти датчиков, и считывать результаты измерения от 3 до 60 секунд. Прибор может идентифицировать каждый цифровой датчик и расстояние до него [5]. В отличие от ПКЦД-1/16 контроллер ПКЦД-1/100 позволяет устойчиво считывать измерения с датчиков на расстоянии 100 м и более, а также поддерживает от 1 до 100 датчиков в сети с интервалом опроса от 3 секунд до 10 минут. Связь с ПК можно осуществлять через COM-порт и посредством USB. При подключении к USB контроллер может работать без элемента питания [5].

ПКЦД представляет собой устройство, способное считывать, отображать, записывать и сохранять информацию во внутреннюю память. ПКЦД обеспечивает индикацию температуры объекта с разрешением 0,06 °С на жидкокристаллическом индикаторе с подсветкой, обеспечивает связь с IBM-совместимым компьютером. Просмотр содержимого в энергонезависимой памяти можно осуществить как на индикаторе контроллера, так и на компьютере в виде таблицы или графика. При подключении к ПК строятся температурные графики в режиме реального времени, выводятся ранее сохраненные результаты в виде таблиц. Для оформления отчетов возможен экспорт данных в Excel.

Контроллер цифровых датчиков температуры стационарный СКЦД используется для объединения термокос в общую сеть с помощью интерфейса RS-485 и передачи данных о температуре с каждой термокосы посредством протокола ModBus на компьютер.

Система мониторинга температур протяженных объектов работает следующим образом. Система мониторинга температур осуществляет в автоматическом режиме измерение температуры протяженных объектов на разных глубинах с определенным шагом при помощи опущенных в них термокос, а также осуществляет анализ температурного распределения вдоль объекта, который выполняется контроллером с целью выявления аварийных для объекта ситуаций. Датчики температуры производят замеры температуры, перевод аналогового сигнала в цифровой сигнал и с помощью интерфейса передают результаты измерений в контроллер. С помощью контроллера производится питание термокос, а также с помощью портативного контроллера – идентификация индивидуального обозначения (номер каждого датчика температуры или расстояние до него).

Отметим еще раз преимущества системы мониторинга температур протяженных объектов:

- все датчики температуры подключаются параллельно к одному кабелю и, таким образом, не требуется подводить индивидуальный кабель к каждому датчику температуры;
- в состав системы мониторинга температур протяженных объектов входит программное обеспечение для компьютера оценки и сбора информации;
- система мониторинга температур протяженных объектов значительно компактнее и проще известных систем;
- для создания системы мониторинга температур протяженных объектов требуется только стандартное сетевое оборудование.

В настоящее время на опытном полигоне ООО НПО "Фундаментстройаркос" (г. Тюмень) ведутся работы по оценке эффективности работы термостабилизаторов. Для мониторинга температуры грунта вместе с термостабилизатором размещена 100-метровая термокоса МЦДТ 0922. График результатов измерения температуры за ноябрь месяц 2010 г.

одной термокосы с помощью ПКЦД-1/100 представлен на рис. 4. График показывает распределение температуры грунта по глубине в течение времени.

На сегодняшний день ОАО НПП "Эталон" занимается разработкой системы мониторинга температур, позволяющей объединять термокосы и контроллеры в общую сеть и передавать данные непосредственно на ПК или посредством интернета в любую точку Земли. Такая система будет содержать термокосы, средство сбора данных, поступающих от протяженного объекта, средство передачи данных, компьютер сбора и обработки информации, расположенный дистанционно относительно протяженного объекта и предназначенный для приема и оценки данных. Средство сбора данных будет выполнено в виде контроллера датчиков температуры, выполняющего те же функции что и СКЦД, а также будет напрямую поддерживать среду Ethernet и Internet. Средство передачи данных будет выполнено в виде сетевого концентратора и приемо-передающего устройства.

Каждый контроллер по сети Ethernet будет подключаться к сетевому концентратору, который объединит контроллеры датчиков температуры в единую сеть с помощью сетевого кабеля и таким образом сделает возможным передачу данных в сеть Internet. В случае если прокладка кабеля затруднена, предусмотрен вариант передачи данных от сетевого концентратора с помощью приемо-передающего устройства, которое обеспечивает беспроводную точку доступа в сеть Internet и позволяет передавать данные на расстояние. Беспроводная точка доступа может быть реализована несколькими способами, например, с помощью сетевых операторов, с помощью стандартных беспроводных интерфейсов или с помощью спутниковой связи.

ОАО НПП "Эталон" изготавливает и поставляет необходимое метрологическое оборудование для контроля характеристик системы мониторинга температур в процессе

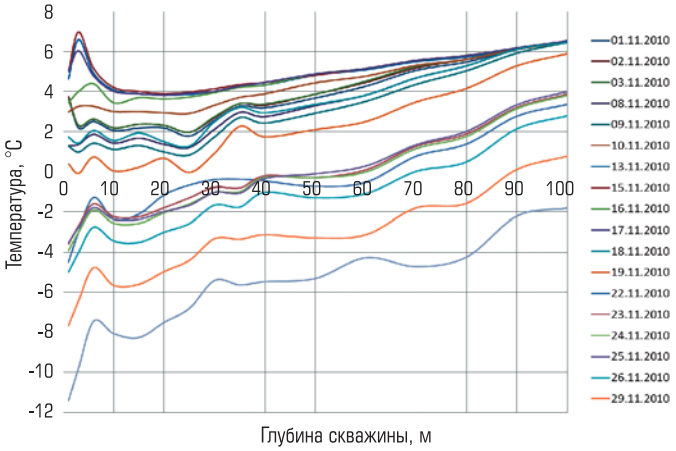


Рис. 4. График зависимости температуры грунта от глубины скважины

эксплуатации в зависимости от пожеланий заказчика.

Список литературы

1. *Попов А.П., Милованов В.И., Жмулин В.В., Рябов В.А., Бережной М.А.* К вопросу о типовых технических решениях по основаниям и фундаментам для криолитозоны // Инженерная геология. 2008, сентябрь. С. 22-38.
2. *Павлов А.В., Малкова Г.В.* Мелкомасштабное картографирование трендов современных изменений температуры грунтов на севере России // Криосфера Земли, 2009, т. XIII, №4. С. 32-39.
3. *Корниенко С.Г.* Изучение и мониторинг мерзлых грунтов с использованием данных космической съемки // Материалы 11-й Всероссийской научно-практической конференции "Геоинформатика в нефтегазовой отрасли".
4. *Минкин Марк.* Строительство нефтегазовых объектов на Севере // Материалы семинара "Вопросы проектирования фундаментов на особых грунтах. Новые геотехнические конструкции и методы их расчетов", 2010.
5. *Неделько А.Ю.* Контроллеры цифровых датчиков температуры // Промышленные АСУ и контроллеры. 201., № 8. С. 36-38.

***Амосова Екатерина Викторовна** – инженер,*
***Кропачев Денис Юрьевич** – ведущий инженер ОАО НПП "Эталон".*
***Паздерин Дмитрий** – инженер ООО НПО "Фундаментстройаркос".*
Телефоны: (3812) 36-84-00, 36-94-53, 36-79-18, 32-80-51.
E-mail: fgup@omsketalon.ru

КОНТРОЛЬ СИСТЕМ РЕГУЛИРОВАНИЯ УВЕЛИЧИВАЕТ ОТДАЧУ ОТ МОДЕРНИЗАЦИИ

MikkoRönkä (Borealis Polymers Oy), George Buckbee (ExperTune, Inc.)

ТЕХНОКОНТ

Модернизированная установка крекинга по производству этилена вышла на требуемую производительность за рекордное время.

Бореалис располагает свои производственные мощности в Порво (Финляндия), где выпускается этилен, пропилен, дивинил, ацетон, фенол и полиэтилен. Комплекс, на котором работают около 900 человек, находится в одной технологической цепочке с нефтеперерабатывающим заводом. Здесь, весной 2007 г. Бореалис модернизировал установку крекинга по производству этилена. Чтобы получить большую отдачу от миллионов евро, инвестированных в этот проект, было важно выйти на требуемую производительность как можно быстрее после запуска установки в работу. В компании понимали, что улучшение работы систем регулирования имеет решающее значение для достижения этой цели. Поскольку на 1000 контуров регулирования установки этилена было всего несколько инженеров АСУ ТП, Бореалису необходимо было сконцентрировать свои усилия на наиболее важных местах.

О ПРОЕКТЕ

Целью модернизации являлось увеличение производительности с 330 000 до 380 000 тонн. Проект включал замену оборудования на газовом компрессоре, установке очистки водорода и нескольких ректификационных колоннах. Системы регулирования и расширенное управление процессом (Advanced Process Controls (APC)) были также заменены для управления модернизированным технологическим процессом. Для получения лучших результатов от работы APC все системы базового регулирования должны функционировать надлежащим образом.

Без каких-либо специальных инструментов или методов контроля функционирования контуров регулирования в Бореалисе полагались на инженеров КИП и инженеров АСУ ТП для выявления проблем. Этот пассивный подход означал, что лишь наиболее очевидные и видимые проблемы были учтены.

Для подготовки систем управления к успешному запуску компания приняла три основные стратегии:

1) обучение операторов на симуляторе;
2) ревизия APC;
3) улучшение работы систем регулирования.

Обучение операторов – установка этилена останавливается примерно один раз в пять лет, поэтому операторы не имеют достаточного опыта по запуску и остановке. Чтобы восполнить этот пробел, в Бореалисе установили тренажер обучения операторов.

На тренажере операторы обучаются управлять запуском, остановом, процессом в нормальном режиме, процессом в нештатных и аварийных ситуациях.

Расширенное управление – с изменением технологического процесса возникла необходимость провести ревизию APC. Она была расширена для того, чтобы охватить новое технологическое оборудование, модели также были пересмотрены в соответствии с параметрами новой системы. Для того чтобы получить от APC наибольшую отдачу, на Бореалисе уделили особое внимание стабилизации и улучшению качества работы базовых систем регулирования. Даже незначительные колебания или нестабильность могут вызвать уход APC от оптимальных режимов работы.

Улучшение работы систем регулирования – на Бореалисе признали, что такие вопросы, как механические проблемы управляющих клапанов, слабые настройки регуляторов и плохая работа датчиков, негативно сказываются на функционировании систем регулирования и напрямую влияют на работу завода. Для вы-

явления этих проблем была установлена система контроля функционирования PlantTriage производства ExperTune. Это программное обеспечение подключается к действующей системе управления по OPC и на основании получаемых данных определяет и расставляет по приоритетам возможности улучшения работы систем регулирования. Программное обеспечение позволяет в первую очередь оценить функционирование всех важных контуров на заводе. В течение нескольких дней после установки программного обеспечения было обнаружено множество позиций, где работу систем регулирования можно значительно улучшить.

ДЕТАЛЬНАЯ ИНСТРУМЕНТАЛЬНАЯ ПАНЕЛЬ

Команда Бореалиса использовала инструментальную панель параметров предприятия для определения наиболее важных проблем (рис. 1). Посредством этой панели персонал предприятия может быстро обнаружить проблему, найти её причину и предпринять соответствующие меры.

Одним из наиболее используемых инструментов был список “Наиболее окупаемых контуров”, который показывает 10 контуров, ранжированных по техническим и экономическим критериям, обладающих наибольшим потенциалом для улучшения работы. Используя этот список, инженеры систем управления могли распределить своё время таким образом, чтобы получить наибольшую отдачу. Детализированная информация по каждому контуру из этого списка показывает специфические подробности и вероятные причины плохой работы. Например, у контура FC-16026 было выявлено чрезмерно интенсивное перемещение клапана, что являлось причиной нестабильности процесса и увеличивало износ клапана и риск его выхода из строя. Всего лишь добавление небольшого фильтра в сигнал измерения позволило решить проблему. Процесс стал стабильным почти сразу. “На большинстве предприятий ход клапана можно уменьшить на 50 % или более за счёт применения фильтра и соответствующих настроек, – говорит Джон Гэрри, президент и основатель ExperTune. – Когда на заводе впервые запускают систему мониторинга, то очень просто найти “лежащие на поверхности” проблемы. Эти проблемы не были в поле зрения, потому что на большинстве предприятий нет мониторинга наиболее важных ключевых показателей эффективности”. На Бореалисе

Рис. 1. Инструментальная панель предоставляет общую картину, детализация выявляет главные возможности улучшения

обнаружили “лежащие на поверхности” проблемы в виде неэффективно работающих клапанов, отсутствующей фильтрации сигналов и неоптимальной настройки регуляторов.

> *«Когда на заводе впервые запускают систему мониторинга, то очень просто найти “лежащие на поверхности” проблемы.*

ВЫЯВЛЕНИЕ СКРЫТЫХ ПРОБЛЕМ КЛАПАНОВ

Система контроля функционирования автоматически определяет разнообразные механические проблемы регулирующих клапанов. Это такие проблемы, как:

- завышенная пропускная способность клапана;
- заниженная пропускная способность клапана;
- клапаны, имеющие залипание и гистерезис.

Стандартные отчёты располагают по приоритетам вопросы ремонта клапанов в соответствии с техническими и экономическими факторами. Эта информация помогает команде более подробно разобраться в проблемах и составить план и график соответствующего технического обслуживания. В некоторых случаях решение проблем клапана требует лишь небольшой подстройки, такой как калибровка позиционера или корректировка давления воздуха.

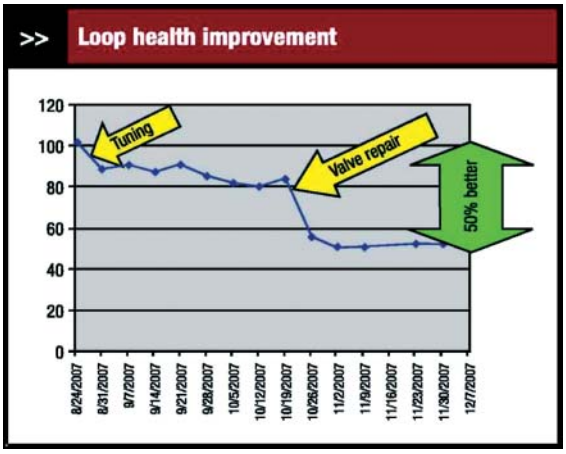


Рис. 2. Настройка и ревизия клапана значительно улучшили работу регулятора температуры в печи

Результат решения этих проблем может быть драматичным. В Порво программное обеспечение PlantTriage обнаружило проблемы с клапанами на подаче пара крекинг-печи, поэтому график обслуживания этих клапанов был перенесён на более ранний срок. Работа печи стабилизировалась, снизив потребление энергии. На рис. 2 показан график составной величины, называемой “Здоровье контура”, которая используется для измерения эффективности работы контуров регулирования. На графике видно влияние настройки регулятора и ревизии клапана на управление температурой печи. При лучшей работе системы регулирования, сокращение изменчивости привело к повышению качества и большей эффективности использования производственной мощности.

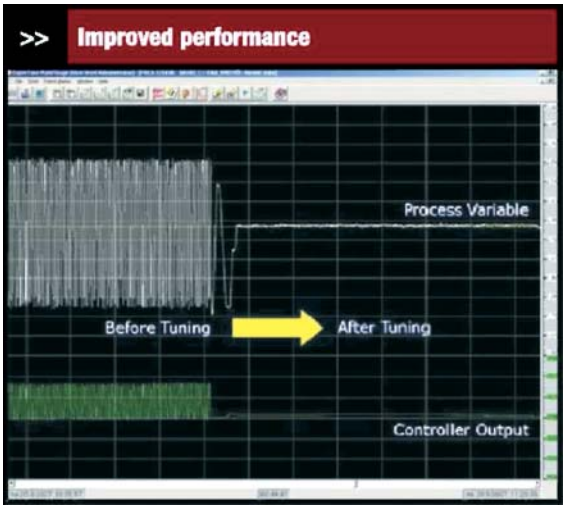


Рис. 3. Эффективные настройки позволяют практически оптимально поддерживать регулируемую переменную

В НЕКОТОРЫХ СЛУЧАЯХ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ КЛАПАНА ТРЕБУЕТ ЛИШЬ НЕБОЛЬШОЙ ПОДСТРОЙКИ, ТАКОЙ КАК КАЛИБРОВКА ПОЗИЦИОНЕРА ИЛИ КОРРЕКТИРОВКА ДАВЛЕНИЯ ВОЗДУХА.

Отчёт по клапанам заниженной пропускной способности выявляет ограничения процесса или узкие места. В некоторых случаях узкие места могут быть ликвидированы относительно небольшими изменениями в оборудовании. Клапаны завышенной пропускной способности усиливают механические проблемы в них, проблемы настройки и недостатки проекта системы управления. Замена клапана или его исполнительного механизма значительно уменьшает этот эффект и возвращает процесс в нормальный режим управления.

ДРУГИЕ УЛУЧШЕНИЯ

Стабильность технологического процесса во многом зависит от работы отдельных контуров регулирования. На установке этилена управление температурой было крайне затруднено. Предыдущие попытки вручную улучшить работу контура привели к тому, что регулятор работал, но далеко не оптимально. Использование встроенного в PlantTriage инструмента настройки и оптимизации контура регулирования позволило вывести регулятор на близкий к оптимальному режим работы. Результаты сразу стали очевидны (рис. 3).

Правильный подход к настройке регуляторов устраняет колебания и взаимовлияние контуров, увеличивает стабильность технологических процессов. Это, в свою очередь, позволяет использовать APC в полной мере и довести весь процесс до оптимальной производительности. Также было сконцентрировано внимание на регулирующих клапанах, поскольку они обладают наибольшей вероятностью отказов в контуре. Используя диагностику хода клапанов, были выявлены контуры с чрезмерно высоким уровнем износа. Причина обычно связана с настройками или недостаточной фильтрацией сигнала датчика, что может быть исправлено довольно легко. Надлежащая фильтрация и настройка могут значительно сократить ход клапана.

ТЕПЕРЬ МЫ ИСПОЛЬЗУЕМ ИНСТРУМЕНТЫ КОНТРОЛЯ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ УЗКИХ МЕСТ, ПРОДОЛЖАЯ УВЕЛИЧИВАТЬ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ

Стандартные измерения и пороговые значения – например, залипание клапана, гистерезис и шум датчика – будут служить ориентиром при планировании будущего обслуживания клапанов и контрольно измерительных приборов. Назначение необходимых параметров и их пороговых значений помогает:

- Обратить внимание на клапаны, когда их работа начинает ухудшаться.
- Уменьшить ненужное обслуживание. Оборудование, которое работает нормально, получает низший приоритет обслуживающей команды.

ВПЕЧАТЛЯЮЩИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Запуск был самым быстрым в истории завода. Бореалис вышел на новый рубеж производительности по всей номенклатуре продукции за 20 дней после запуска. В настоящее время завод превышает проектную производительность.

Невозможно разделить отдачу от инвестиций в обучение операторов, расширенное управление (APC) и систему контроля функционирования. Однако конечным результатом было сокращение времени выхода на режим на несколько дней. Инвестиции окупили себя за счёт того, что дали возможность заводу работать на пределе ограничивающих факторов. С увеличением производительности в Порво продолжают “дожимать” процесс, одновременно выявляя всё новые узкие места. Эти инструменты позволяют Бореалису выходить на новые рубежи производства в целом, в то же время увеличивая стабильность и безопасность. “Это был фантастический запуск. Ультрасовременные технологии и инструментальные средства, используемые в Порво, помогли нам достичь высокой доходности нашего бизнеса, – говорит Хану Луото, директор завода в Порво. – Поддержание хорошей работы систем управления и надежности оборудования является ключевой целью на будущее. Но Бореалис продолжает искать возможности для улучшения. Теперь мы используем инструменты контроля функционирования для выявления узких мест, продолжая увеличивать производительность. Поскольку большинство из очевидных ограничений устранены, мы применяем некоторые более совершенные инструменты для поиска и устранения колебаний, повышения эффективности и увеличения производительности. Так как мы интегрировали систему контроля функционирования в нашу повседневную жизнь, мы рассчитываем раскрывать новые возможности не только для поддержания, но и для постоянного улучшения работы завода”.

Бореалис также рассматривает возможность применения этих инструментов на своих заводах по всему миру.

Программное обеспечение PlantTriage было разработано ExperTune, Inc. и уже установлено на сотнях установках по всему миру. PlantTriage помогает экономить деньги, уменьшает энергопотребление и увеличивает производительность в самых разных отраслях промышленности. Более чем 20-летний опыт ExperTune в сфере оптимизации процессов и экспертной оценки функционирования систем управления контроля вошел в программный пакет PlantTriage.

НПО “ТЕХНОКОНТ” – предприятие, специализирующееся на решении проблематики систем автоматического регулирования (САР). Более 15-ти лет разрабатывает методики и инструментарии, позволяющие существенно повысить эффективность работы технологических установок за счет оптимизации работы САР и повышения квалификации эксплуатационного персонала, выполняет специализированные услуги по разработке и наладке САР.

НПО “ТЕХНОКОНТ” является представителем ExperTune в России.

Статья MikkoRönkä,(Borealis Polymers Oy), и George Buckbee, (ExperTune, Inc.)
http://www.chemicalprocessing.com/articles/2008/052.html?page=full
Адаптивный перевод НПО “ТЕХНОКОНТ”.

НПО “ТЕХНОКОНТ”.
Телефон/факс (495) 652-91-30.
E-mail: info@technocont.ru http://www.technocont.ru, http://www.planttriage.ru

АНАЛИЗАТОРЫ ХИМИЧЕСКИХ И ДРУГИХ КОМПОНЕНТОВ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ

Рассматриваются анализаторы, применяемые в АСУ ТП.

СДВОЕННЫЙ ЛАЗЕРНЫЙ АНАЛИЗАТОР ГАЗОВ

Газовый анализатор модели 5100HD (рис. 1) способен выполнять анализ двух потоков и измерять любые две комбинации водяного пара, метана, сероводорода, углекислого газа и кислорода, как в процессе, так и в отходящих газах. В стандартной версии имеются две ячейки для проб, нагревающиеся максимум до 100 °С. Прибор выполняет цифровую реализацию модуляционной спектроскопии длины волны (WMS).

Ametek Process Instruments

Рис. 1. Газовый анализатор модели 5100HD

АНАЛИЗАТОР ПЛОТНОСТИ ВЗВЕШЕННЫХ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

Счетчик взвешенных частиц Markland Model 502 (рис. 2) применяется для измерения концентрации осадка песка в обратных потоках или в мембранных фильтрах перед их дальнейшим использованием. Он также применяется для измерений первичных, вторичных и повторноактивируемых осадков промышленных стоков и производственных гидросмесей. Счетчик монтируется в резервуарах с открытым верхом или на трубопроводах.

Markland Specialty Engineering

Рис. 2. Счетчик взвешенных частиц Markland Model 502

КОНТРОЛЛЕР WIND УПРАВЛЯЕТ ПОДАЧЕЙ ВОДЫ

Онлайновый контроллер WIND (рис. 3) объединяет в прочном промышленном корпусе NEMA 4X полный набор функций датчика, PLC, регистратора данных и автонабора. Он имеет гибкую платформу множества входных/выходных сигналов, широкий диапазон возможностей аналитических измерений. Это идеальное решение для объектов с использованием питьевой и отработанной воды, а также в сферах металлообработки, производства питания и напитков, и в сфере охраны окружающей среды.

Walchem

Рис. 3. Онлайновый контроллер WIND

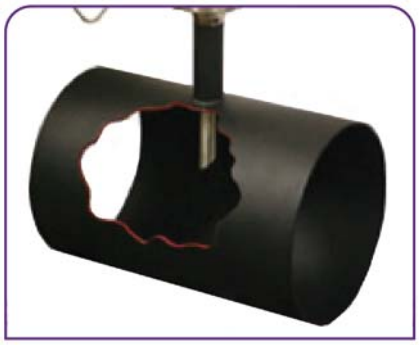
ГАЗОВЫЙ АНАЛИЗАТОР С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНТЕРНЕТ-ТЕХНОЛОГИИ

Газовый анализатор для технологических процессов Rosemount Analytical X-Stream XE (рис. 4) сочетает доступность, обеспечиваемую веб-браузером, с продвинутой технологией. Он характеризуется расширенным графическим дисплеем и более мощной электроникой и использует много тех же компонентов, что и другие модели X-Stream, обеспечивая возможность установки разнообразных производственных моделей без необходимости расширенной инвентаризации запасных частей.

Emerson Process Management

Рис. 4. Газовый анализатор для технологических процессов Rosemount Analytical X-Stream XE

ПОЛУПРОВОДНИКОВЫЙ АНАЛИЗАТОР ОСТАТОЧНОГО ГАЗА



Анализатор TLG-837 (рис. 5) представляет собой твердотельное устройство, устанавливаемое по месту, для промышленного анализа сернистых соединений в остаточном газе. Оборудованный спектрометром с диодной матрицей промышленного класса UV-VIS, анализатор одновременно контролирует концентрации H_2S, SO_2, CS_2, COS и паров серы в технологическом потоке и вычисляет управляющий параметр для непрерывного надежного поддержания требуемого соотношения воздуха.

Applied Analytics

Рис. 5. Анализатор остаточного газа TLG-837

ИЗМЕРЕНИЕ ОКИСИ АЗОТА БЕЗ КОНВЕРТЕРА

Устройство Limas23 (рис. 6) служит для непрерывного измерения окиси азота, сернистого ангидрида и кислорода в одном анализаторе. Он измеряет компоненты NOx, как, например, NO и NO_2 без использования преобразователя. Самые маленькие диапазоны измерения составляют: для NO 0-50 ppm (миллионных долей); для NO_2 0-50 ppm; для SO_2 0-100 ppm. Предлагаются дополнительные измерения O_2 в одном анализаторе и кварцевые ячейки для высоко коррозионных проб газов.

ABB

Рис. 6. Устройство для непрерывного измерения окиси азота, сернистого ангидрида и кислорода Limas23

Статья опубликована в Control magazine, печатается по разрешению http://www.controlglobal.com и подготовлена к печати ***В.С. Шерманом.***

ИСТОРИЯ ОДНОГО ПРОРЫВА

К тридцатилетию создания газлифтных комплексов Самотлорского и Фёдоровского месторождений

В.С. СИДОРОВ (ОАО “НижневартовскАСУнефть”)

Виктор Савватьевич Сидоров родился 17 июля 1949 года в г. Ханты-Мансийске, с отличием закончил Тюменский индустриальный институт и начал свою трудовую деятельность в 1971 году в институте “Гипротюменнефтегаз” инженером; в 1974 году работал уже в Кустовом информационно-вычислительном центре Главтюменнефтегаза в должности начальника сектора средств передачи информации и терминальных устройств, а затем заведующим производственным отделом технических средств.

В октябре 1977 года был назначен директором Нижневартовского районного информационно-вычислительного центра, затем в связи с преобразованием РИВЦ в производственное управление “НижневартовскАСУнефть” продолжил работу в должности начальника управления, а с 1994 года назначен генеральным директором ОАО “НижневартовскАСУнефть”.

За время работы В.С. Сидорова возглавляемое им предприятие внедрило в работу на предприятиях “Главтюменнефтегаз” современные информационные технологии. Под его руководством был создан мощный центр по обработке задач учета и анализа работы нефтяных скважин для предприятий Нижневартовского района с фондом скважин 25 тысяч.

В.С. Сидоров активно участвовал в организации освоения и ввода в эксплуатацию уникального технологического комплекса управления газлифтным методом добычи нефти Самотлорского месторождения.

Команда единомышленников, собранная Виктором Савватьевичем, реализовала системный подход в информационном обеспечении нефтедобывающих предприятий города.

В 2001 году В.С. Сидоров перешел на работу в ЗАО “Региональный технический центр” ОАО “ТНК” в должности генерального директора.

С 2006 года является Президентом группы компаний “АСУнефть”.

Он награжден медалью “За трудовую доблесть” и медалью “За освоение недр и развитие нефтегазового комплекса”, ему присвоено звание “Почетный работник топливно-энергетического комплекса”.

Небольшое вступление, наверное, всё-таки потребуется, коль уж мы предварили нашу статью несколько интригующим заголовком. Согласитесь, большинству из наших современников вступление в век цифровых технологий само по себе представляется чудесным и во многом неожиданным прорывом. Началось, как бывает, с мелочей: звук телевизора, как и переключение каналов, оказывается, можно регулировать, не поднимаясь с дивана. Затем мы, как дети, умилялись дистанционными чудесами управления игрушками, нами же и подаренными для своих чад: ну, надо же, и без всяких проводов! Дальше – больше: открываемые, а потом и заводимые с балконов от малюсеньких брелоков стоящие во дворе автомашины, затем фотоаппараты без фотоплёнки и проявителей, вместо телеграмм – непонятные SMS-ки и так далее, и тому подобное... Читатель легко добавит к этому видеоряду свои собственные и, не сомневаемся, куда более яркие личные впечатления. И вот учёные уже рассуждают о качественно новой генерации людей, родившихся чуть ли не с мобильниками в пелёнках (нет, в памперсах!). Разве же не прорыв? Кто с этим не согласится? И это только в быту. А уж активно работающая часть общества как-то сразу и повально превратилась в продвинутых и “не очень” пользователей персональных компьютеров (только вспомните, как ещё вчера неблагородно трактовалось это слово – “пользователь”!) и также повально – в членов мирового Интернет-сообщества. И сегодня трудно себе предста-

вить, чтобы инспектор по кадрам не спросил, на всякий случай, соискателя вакансии: в какой мере тот знаком с компьютером, даже тогда, когда тот претендует на должность весьма далёкую от интеллектуального труда. Конечно, для ощущения такого скачка-прорыва в описываемой области для нас – граждан бывшего СССР – несомненным катализатором послужили процессы куда более фундаментального порядка. Произошло неожиданное открытие нами остального мира, равно как и внезапное явление нас остальному миру после долгих десятилетий взаимной изоляции. Мы вдруг стали ощущать себя полноценной частью цивилизации и с жадностью бросились пользоваться всеми достижениями мирового прогресса, перемахнув разом через десятилетия унылого отставания и плохо скрываемого завидования, порождённого режимом самоизоляции. Можно, конечно, ностальгически, этак, позюгановски, брюзжать о былом величии своих социалистических достижений, но возвращаться в тот чёрно-белый мир из сегодняшней многоцветной действительности уже никому, включая и самого упомянутого лидера, не хочется. Столь пространное вступление, по нашему мнению, необходимо, чтобы читатель на примере описываемого нами газлифтного проекта, реализованного в 80-х годах прошлого века на двух крупнейших месторождениях Западной Сибири, предметно понял преимущества международного сотрудничества для всех сторон, участвующих в таких проектах, важность открытости общества, а заодно бы и вспомнил атмосферу тех дней. Поучительная и злободневная тема для всех нас, заметим...

В сентябре уже далёкого от нас 1978 года в Миннефтепроме СССР было созвано представительное совещание специалистов отрасли из числа работников центрального аппарата министерства и ряда регионов, а также отраслевой науки. Профессиональный состав участников был необычно широк: кроме специалистов-практиков по собственно технологии добычи нефти здесь собрались инженеры по нефтяному оборудованию, промысловой геологии, автоматизации, связи, вычислительной технике, а также представители проектных институтов в составе перечисленных выше специализаций. Совещание открыл заместитель министра, курирующий вопросы внешнеэкономической деятельности, и сразу представил нам своего коллегу из министерства внешней торговли. Так впервые мы услышали о принятом на “самом верху” решении об импортной закупке для двух месторождений Западной Сибири комплексов по добыче нефти с применением компрессорного газлифта. Оба докладчика уж очень “нажимали” на особую ответственность этого задания: проговорились даже, что оно будет прописано отдельной строкой в материалах очередного партийного съезда. Куда уж ответственней! Собравшимся предстояло разбиться на группы; руководители этих групп тут же были названы – ими были назначены руководители профильных управлений центрального аппарата министерства: технического управления, управления главного механика, автоматизации и так далее по цепочке, заканчивая управлением по внешним связям. Представитель министерства внешней торговли долго говорил о масштабах контракта, о необходимости экономии каждого народного цента, и о том, как всё это сильно зависит от каждого из нас. Получив заряд здорового патриотизма и социалистической бережливости, мы быстро определились с составом рабочих групп, благо, мы неплохо знали друг друга, как знали нас и уже назначенные руководители групп. Мы попали в группу по автоматизации, связи и системам управления.

Что нам предстояло? Официально наши группы были созданы, оказывается, для подготовки технического задания для грядущих поставок комплексов, а вот что понимается под этим, предстояло ещё определиться. Не сразу, но пришло понимание, как структурно определить составные, относительно автономные части проекта. Решили так: части назовём безлико, например, установками. Отметим их цифрами, отталкиваясь, однако, от их очерёдности в технологическом цикле добычи при компрессорном газлифте. Получилось так: установка-50 – компрессорная станция, затем – установка-60 – газораспределительные манифольды, внутрискважинное оборудование – установка-70, затем автоматика газоманифольда – установка-80, а уж всё, что выше – диспетчеризация, оптимизация и всё прочее – установка-90. Забегая вперёд, отметим, что столь случайная находка по структуре проекта помогла впоследствии избежать многочисленных споров и недоразумений при его практической реализации, а западным партнёрам – представить свои предложения в единообразном виде, что было исключительно удобно при сравнении и выборе вариантов. А тогда это решение было всего лишь попыткой разделить область ответственности между рабочими группами.

Сделаем здесь небольшое отступление. Ещё по институтским лекциям в нефтяных вузах, которые мы заканчивали, в памяти отложилось некоторое неоднозначное отношение к газлифтному способу добычи со стороны отечественной науки и практики, особенно к компрессорному газлифту. Споры между поборника-

ми этого метода и яростными их оппонентами не прекращались многие годы. Они чуть было не разгорелись и в нашей аудитории, но к чести руководителей проекта были жёстко пресечены в самом начале работы – вплоть до вывода спорщиков из проекта. Мол, решение принято – точка! Дискутируйте по деталям проекта, а не превращайте конкретную работу в научный спор между представителями разных школ отраслевой науки. Меньше всего это касалось нашей секции по системам управления, но послушать доводы "чистых" нефтяников с той и другой стороны было крайне интересно.

Что же касается нашей секции, то у нас буквально захватывало дух от внезапно открывшейся перспективы реализовать самые смелые идеи управления сложным распределённым техническим комплексом в реальном времени, да ещё опираясь на самые передовые достижения того времени в области микроэлектроники, вычислительной техники, мировой практики программирования. Это ли не подарок судьбы для любого инженера!

Так или иначе, работа началась. Формально за работу нашей секции отвечал Малецкий Владимир Александрович, тогдашний начальник управления по автоматизации Миннефтепрома. Многие, близко знавшие его люди, хорошо поймут нас, утверждающих, что лучшего руководителя в той обстановке найти было трудно. Его интеллигентность в сочетании с тонким врождённым юмором, огромный житейский опыт и исключительное доверие к людям сразу задали столь необходимый конструктивный тон в работе нашей секции. Поначалу мы являли собой странную разновозрастную аудиторию амбициозно настроенных людей и потому плохо слушающих друг друга. В этом не было ничего странного. По существу мы были представителями разных, хотя и близких специальностей. Среди нас были руководители служб автоматизации – замечательные практики, хорошо знавшие технологические процессы, узкие места существующих систем, но плохо ориентирующиеся в стремительно набирающих ход цифровых технологиях и новых возможностях, предоставляемых бурным развитием вычислительной техники. Они являли собой консервативное крыло нашей компании и постоянно звали всех быть ближе "к земле". Были проектировщики-"бумажники", представлявшие лучше других, как должен выглядеть документ под названием "техническое задание" для того, чтобы дать ход дальнейшему проектированию: состав исходных данных от описания климатических особенностей районов будущих строек, топографических представлений, до требований отечественных норм и Гостов по каждому поводу и без повода, что представлялось другим само собой разумеющейся бумажной рутиной – вам надо, вы и пишите! Наконец, были "чистые вычислители", дорвавшиеся, наконец, от своих опостылевших машинных залов и нескончаемых задач по автоматизации идиотского документооборота до настоящего большого дела. О, это были романтики! Эти бредили о повальной оптимизации, распределённом интеллекте и моделировании. Имелось и ещё одно различие между нами: было понятно, что для одних из нас проект так и останется проектом, а для других обернётся ответственностью за его практическую реализацию, а это – кадры, штаты, их подготовка, жильё, а также многое, многое другое, практики это поймут. Руководитель нашей секции очень точно, как нам кажется, уловил эту очевидную разновекторность наших устремлений и сформулировал задачу, стоящую перед нами, предельно просто: "Не время выказывать свои амбиции, сосредоточиться надо на деталях обсуждений в других рабочих группах – ведь именно там определяется технологический состав комплекса, и нашей главной задачей является формулирование алгоритмов управления как отдельными его составляющими, так и системой в целом. Поймёте алгоритмическую сложность с учётом пожеланий технологов, и только после этого мы послушаем вас: какие решения по технической базе и программным средствам вы предлагаете, чтобы комплекс имел современный уровень контроля и управляемости. И не забывайте про стоимость. Запредельные, но дорогие функции будем беспощадно резать!"

Опуская детали, скажем, что на этом самом первом этапе работы над проектами впечатляющих по замыслу комплексов газлифтной добычи нефти спешно сформированные рабочие группы в целом вполне сносно справились с возложенными на них задачами, и через полтора месяца напряжённой, но захватывающе интересной работы, первый вариант технического задания был передан в Министерство внешней торговли. Конечно, он был ещё далёк от его окончательного варианта, но уже давал возможность специалистам Минвнешторга приступить к выбору потенциальных альтернативных поставщиков на мировых рынках.

Каковы были основные параметры проектов? Они, по сути, определялись ещё одним, более ранним документом – технико-экономическим обоснованием (ТЭО) проектов. Напомним, что к середине семидесятых годов крупные месторождения Западной Сибири уже пережили свою "фонтанную" юность, и остро стал вопрос о массовом переводе

их скважин на механизированные способы подъёма жидкости на поверхность. Какие же выбрать? Вот тут и столкнулись, видимо, упомянутые уже школы отраслевой науки. Победили сторонники компрессорного газлифта. По крайней мере, для двух месторождений: Самотлорского и Фёдоровского. Сказались, видимо, характерные для них непривычно высокие исходные дебиты скважин, а также благоприятствующие значения газового фактора, что обеспечивало необходимый газовый баланс в системе. Альтернативное предложение по применению для этих дебитов традиционных ЭЦН наталкивалось на высокие цены последних для требуемых режимов. Не будем, однако, как договорились, вступать в учёную дискуссию по этому поводу. Решение было принято – газлифт! Отсюда возникли основные количественные параметры проектов: на Самотлоре требовалось перевести под механизированную добычу порядка 1500-1600 высокопродуктивных скважин, на Фёдоровке – около 800. Учитывая 8-скважинную традицию организации кустов в Западной Сибири, легко посчитать требуемое число кустовых газораспределительных батарей (газоманифольдов): не менее 200 и 100 штук соответственно. Далее вступали в дело прикидочные инженерные расчёты собственно газового лифта в некоторой усреднённой переводимой под газлифт скважине, откуда появились важные цифры по требуемому рабочему давлению газа – 130-140 атм., а также его суммарная потребность в тысячах кубометрах, которое необходимо подготовить и компримировать на компрессорных станциях (КС). С учётом топографии месторождений получалось, что для Самотлора потребуется построить 6-8 КС, для Фёдоровского проекта – 3-4, работающих, в свою очередь, на трубопроводы высокого давления диаметром 420 мм для доставки сжатого газа к кустовым газоманифольдам. Такова была технологическая основа запрашиваемых на западных рынках проектов.

Наступила новая фаза работы над проектами, где нам предстояло ознакомиться с предложениями ведущих мировых фирм, с производителями оборудования и с поставщиками проектных решений в области современных систем управления и промышленной автоматики. Захватывающая и интереснейшая работа для всех нас – технологов, механиков, автоматчиков и специалистов по системам управления.

Дополнительную и неожиданную для нас интригу, но вполне привычную, как оказалось, для “внешнеторговцев”, привнесло требование следовать политической конъюнктуре при выборе контрагентов при столь масштабных закупках. Поясним это поподробнее. В ответ на наше техническое задание внешнеторговцы отобрали трёх вероятных поставщиков, которые предоставили предварительные проекты по поставляемым комплексам. Назовём их по странам расположения (резидентуры) генпоставщиков: американским, японским и французским проектами. Предварительный проект представлял собой довольно подробное описание всех частей комплекса (установок по нашей классификации), список производителей оборудования, прикидки по срокам поставки и строительства, ориентировки по ценам и т.д. В общем, это были довольно обширные материалы, которые мы на протяжении примерно двух месяцев очень тщательно изучали в наших рабочих группах. В проектах было много общего; зачастую предполагалось в разных проектах использовать оборудование одних и тех же производителей, сходные решения по структуре систем управления, алгоритмическим решениям. Но много было и оригинального в каждом из представленных проектах. В любом случае выходило, что проекты могут быть реализованы лишь при самой широкой международной кооперации, отражающей сам факт международного разделения труда, наличие в каждой отрасли своих признанных мировых лидеров: в компрессоростроении, например, или в производстве мощных электроприводов, средствах автоматизации или вычислительных комплексах. Конечно, иногда были заметны патриотические желания отдельных генпоставщиков, в особенности американцев – “протащить” своих “доморощенных” производителей, но опасность упустить главный приз – право на комплексную поставку – делали их сговорчивей, и они, “скрепя сердцем”, соглашались на замену отдельных компонентов в пользу своих потенциальных конкурентов. Это улучшало проект. По прошествии полугода после многократных и, естественно, раздельных встреч с каждым из претендентов на поставку рабочие группы одна за другой начали постепенно склоняться к американскому варианту. Он не был самым дешёвым, а занимал промежуточное место между дорогим французским и очень симпатичным во многих отношениях японским. Но выбрали всё-таки американский проект. Было доложено об этом по инстанции; убитые новостью французы и японцы отправились по домам, и была назначена протокольная дата для подписания документа, означающая для нас перевод всей работы в стадию рабочего проектирования. Американцы были счастливы и не скрывали этого, видимо, в предвкушении солидных бонусов от своих фирм. Гром грянул буквально накануне намеченной даты. Протокольная встре-

ча была назначена на 15 часов, а уже в 10 утра мы были собраны в зале переговоров, где на месте председательствующих вновь сидели два уже знакомых нам заместителя министров: нефтяного и внешней торговли. Сидели и о чём-то шептались. "Все в сборе? – окинув зал, спросил нефтяник, – тогда начнём. Хотел поблагодарить вас за сделанную работу, да, получается, рано! Прессу читаете? Радио слушаете? Тогда поймёте... Американский президент наложил вето на поставку нам завода по производству алмазных буровых долот по уже заключенному и наполовину проплаченному нами контракту. Подлость, конечно... И это уже не бизнес – это политика! А потому встречно отменяется и наш газлифтный контракт. На сей счёт мы имеем на руках указание нашего политического руководства. Встреча на 15 часов отменена, информация американцам пройдёт по линии Внешторга. Вам там делать нечего!"

"А что же будет с проектами?" – кто-то тихо спросил из зала.

"Хороший вопрос! – встрепенулся заместитель министра из Внешторга, – отвечаю: они будут за японцами. На следующей неделе эти ребята будут уже здесь! Честно говоря, многим нашим специалистам их предложения с самого начала нравились даже больше американских. Особенно цены! Додавите их по технике, а мы поможем!" Всех распустили, оставив руководителей групп. Много позже мы узнали от Малецкого В.А., присутствовавшего на той протокольной встрече, любопытную реакцию американских переговорщиков: "Паршивый янки!" – непроизвольно вырвалось из уст их пожилого руководителя, самого, как будто сошедшего с карикатуры кукрыниксов, этакого классического дяди Сэма с сигарой в толстых пальцах и узнаваемым карикатурным брюхом. Видимо, он имел в виду своего президента...

Через неделю японцы были в Москве. Работа продвигалась быстро: японцы хорошо знали предмет, мы – уже тоже. Через месяц всё было готово. Кто-то сказал, что история имеет обыкновение повторяться: сначала, как трагедия, а затем, как фарс. Ещё через месяц в советской прессе прокатилась патриотическая волна протестов по поводу неосторожно высказанных очередным японским премьером притязаний на так называемые "северные территории", и пошло-поехало... Так был перечёркнут и японский вариант проекта. А очень жаль...

Счастливые французы срочно были вызваны за стол переговоров. Прошёл уже почти год с начала нашей работы над проектами. Мы изрядно "поднаторели" в понимании основных проблем, возможностей поставщиков, уточнили наши требования к отдельным разделам по сравнению с первоначально подготовленными. Серьёзно изменился и состав наших групп, пополнившись по ходу работы новыми специалистами, привлекаемыми для разрешения всё новых и новых конкретных вопросов. Так что можно сказать, что "тройной прогон" по разделам проекта, вызванный неожиданной политизацией процесса, в какой-то мере сослужил и добрую службу – помог более глубоко понять стоящие перед нами задачи.

Итак, французский проект представляла фирма "Текнип", до сих пор более известная проектами в области переработки углеводородов, но отнюдь не в сфере нефтедобычи. Это вызывало у наших технологов определённые опасения. В нашей секции наибольшую озабоченность вызывал явно более низкий уровень предлагаемых французами аппаратных средств вычислительного комплекса необходимых для реализации систем управления реального времени по сравнению с американскими и японскими предложениями. И мы, и французы отчётливо понимали, что после упомянутых демаршей с нашей стороны о возможности включения американских или японских технических средств в проект на условиях т.н. субпоставки можно было забыть. И если на уровне мини-ЭВМ решение о замене, скажем, линейки процессоров Хьюллет-Паккард на схожие модели из семейства PDP (2-процессорные мини-ЭВМ "Митра-125", "Митра-225") выглядело, хотя и с натяжкой, более-менее равноценным, то удовлетворительной замены контроллеров нижнего уровня из-за чрезвычайно высоких требований к их надёжности, режиму рабочих температур и др. долгое время не находилось. Нужно отдать должное французам, которые сумели убедить свои национальные инстанции и получить их разрешение на поставку "Советам" авиационных контроллеров со знаменитых "Миражей". Забавно, что у натовских военных он именовался, как M-68 (Military-68), а в наших спецификациях проходил уже, как P-86 (Pacific-86). Забегая вперёд, отметим, что и математику потом для этих контроллеров газлифтных кустов писали (где это видано!) специалисты из французского ВПК, как бы мы сейчас сказали. Вообще, все участники проекта ощущали, что "Текнип", получив контракт, прыгнул "выше планки" и, надо сказать, с честью выдержал непростое испытание. Не раз в ходе реализации проектов, когда умение "напрягаться" требовалось уже от наших специалистов, мы ставили в пример это завидное упорство и самоотдачу французских инженеров.

Рабочее проектирование заняло с обеих сторон около двух

лет. Результат его только с французской стороны представлял из себя библиотеку из более чем 400 увесистых томов, а уж объём советской части проекта с учётом рабочей документации и строительных чертежей вообще не поддавался учёту. Генпроектировщиком с нашей стороны выступал институт Гипротюменнефтегаз им. В.И. Муравленко, в очередной раз подтвердивший свою репутацию на уровне международной кооперации. Велика роль специалистов института СИБНИИНП и геологических служб объединений Нижневартовскнефтегаз и Сургутнефтегаз – авторов проектов разработки месторождений, определивших в конечном итоге суммарный эффект в дополнительных миллионах добытой газлифтом нефти и подтвердивших справедливость своих прогнозных геологических оценок.

Ну, и теперь о главном, вынесенном в заголовок этой статьи. Внедрение систем управления газлифтными комплексами на Самотлоре и Фёдоровке знаменует собой прорыв в нефтяную промышленность без всякого преувеличения революционных достижений цивилизации 20 века – цифровых технологий, телекоммуникаций и систем искусственного интеллекта. В пространном вступлении к этой статье мы уже рассуждали о сегодняшнем восприятии неожиданно свалившихся на всех нас “чудес” – плодов этих достижений даже на обывательском уровне. А теперь представьте себе, что уже 30 лет назад за какие-то 3-4 года в сибирских болотах получили промышленную (не экспериментальную) жизнь компьютеризированные системы, состоящие из сотен связанных друг с другом компьютеров-контроллеров, управляющих процессом распределения газа по тысячам скважин. Они автоматически поддерживали оптимальный режим каждой из них, определяемый индивидуальной для скважины характеристической кривой, связывающей расход газа и её дебит. При этом контроллеры самостоятельно (без участия оператора) принимали решения об изменении режимов подачи газа в скважины в случае нехватки его в системе газопроводов или при снижении давления, чтобы неизбежные потери в добыче нефти свести к минимуму. Дефицит газа компенсировался за счёт, в первую очередь, менее эффективных скважин, оставляя при этом высокоэффективные скважины в оптимальной рабочей точке. При этом автоматически формировалось сообщение персоналу, информирующее его о таких событиях. При обнаружении утечек газа и возникновении взрывоопасных концентраций на объектах компьютерами автоматически запускалась принудительная вентиляция, а то и адресно включалась соответствующая запорная арматура, предотвращая тем самым более страшные последствия для оборудования и людей. Впервые производственный персонал получал на мнемосхемах мониторов “живую” картинку текущего состояния объектов, впервые в автоматическом режиме регистрировалась и архивировалась база данных (т.н. история) обо всех существенных событиях на промысле. Любопытно было наблюдать, с какой жадностью и неподдельным интересом осваивал производственный персонал, ещё вчера стоящий далековато от информационных технологий, новые средства контроля и управления процессами, а с ними заодно осваивал и новые словечки, вроде: “курсор”, “тренды”, “массштабирование”, “инсталляция оборудования”, “предыстория события” и т.д. и т.п. Вообще, сложно сказать, кто являлся подлинным автором алгоритмов управления технологическими комплексами такого масштаба. Но некоторые акценты расставить всё-таки можно. Ну, например, алгоритмы управления агрегатами такого функционально законченного блока, как компрессорная станция, включая системы антипомпажа, станции подготовки уплотнительного и смазочного масла целиком принадлежат производителям этих блоков. А вот, скажем, система определения первопричины аварийной остановки отдельного компрессорного агрегата, а то и всей станции обязана своим появлением настойчивым требованиям нашего производственного персонала КС. Реализация этих требований выполнена, благодаря имеющимся ресурсам вычислительного комплекса и к производителям КС не имеет никакого отношения. Примеров таких можно привести множество, но самым бесспорным из них является практически полная переработка уже “по месту” программных модулей, отвечающих за организацию рабочего места конкретного оператора, диалоги, да и сам вид уже упомянутых “картинок” работающих объектов на операторских мониторах. Также к чисто “русским” алгоритмическим решениям относится всё, что касается управления ГЗУ “Спутник” и обработки результатов замеров. Подытоживая разговор о важнейшей компоненте систем управления, – наборе алгоритмов, реализованных в программных продуктах для кустовых контроллеров и для ЭВМ на уровне районных и центральных станций управления, признаем, что это своеобразное “ноу-хау” рождалось поэтапно: в ходе собственно процесса проектирования, а затем на этапе реализации и “доводки” проектных решений уже при эксплуатации комплексов. По природе своей это “ноу-хау”, несомненно, является примером

коллективного авторства объединённых общей задачей людей из разных стран, многих компаний и представляющих профессионально весьма широкий спектр инженерных специальностей.

Описание связанного с реализацией газлифтных проектов прорыва будет неполным, если мы не коснёмся ещё одного аспекта этой темы. Речь пойдёт об организационном обеспечении проектов на стадии их ввода в действие и последующей эксплуатации.

В нефтегазодобывающих управлениях были организованы газлифтные отделы, ответственные за весь набор мероприятий по продвижению проекта: планирование перевода скважин под газлифт, проведение инженерных расчётов по подбору внутрискважинного оборудования и назначению режимов работы скважин, приёмка газлифтных объектов от строителей, обучение персонала цехов добычи и др. Настоящие штабы по планированию и практической реализации проектов.

Для обслуживания компрессорных станций и газопроводов высокого давления в структуре объединений были созданы новые предприятия – управления по компримированию газа (УКГ). Наполнение кадрами новых подразделений произвели за счёт перераспределения специалистов и рабочих из НГДУ. Требования к последним были довольно традиционными: умение работать с сосудами под давлением, слесарный разряд, знание фонтанной арматуры, оборудования и схемы обвязки куста, но, конечно, какое-то дополнительное обучение всё-таки требовалось.

Предстояло как-то решить вопрос и по специалистам для обслуживания систем управления газлифтными комплексами. В части обслуживания приборной техники (КИП и А) проблем вроде бы не возникало. Цеха по автоматизации производства, существовавшие в каждом НГДУ, должны были, конечно, пройти подготовку по автоматике газоманифольдов; ГЗУ они уже и так обслуживали, а резкого роста количества кустов с внедрением газлифта не предполагалось. Должны справиться!

Труднее смотрелась задача обеспечения кадрами инженеров по вычислительной технике и программированию. А ведь именно этим специалистам предстояло взять на себя роль основных “приёмщиков” проектных решений по системам управления, в кратчайшие сроки освоить процедуры инсталляции управляющих комплексов на сотнях газлифтных кустов, конфигурированию программных средств для районных и центральных станций управления. С учётом объёма поставок техники и подготовительных работ потребность в них исчислялась сотнями специалистов. Немалая нагрузка ложилась на них и в части отработки взаимодействия с инженерно-технологическими службами НГДУ. До последних было необходимо донести на понятном для них языке задаваемые технологические параметры работы газлифтного оборудования, транслируемые потом в абстрактные для них постоянные и переменные, используемые программными модулями для настройки программ для конкретного объекта.

Здесь представляется вполне уместным добрым словом вспомнить и отметить прозорливость отцов-основателей и первых руководителей Главтюменнефтегаза – В.И. Муравленко, Ф.Г. Аржанова и их соратников, курировавших проблемы технического развития: В.Г. Гришина, В.Н. Коломацкого, И.А. Гордона, Г.А. Петрова и др., с первых шагов поставивших совсем новое направление работ, каким в те годы представлялась вычислительная техника, на серьёзную организационную основу. В отличие от других регионов, где малочисленные коллективы “вычислителей” существовали под “крышей” научно-исследовательских лабораторий или отделов, в Главтюменнефтегазе с самого начала была принята концепция придать им статус производственных предприятий со всеми вытекающими из этого последствиями: хозрасчёт, самостоятельные финансы, договорной принцип деятельности. Сначала они назывались районными информационно-вычислительными центрами (РИВЦ), затем производственными управлениями АСУ-нефть, составившими к середине 80-х мощное и, пожалуй, уникальное для той поры производственное объединение СибАСУнефть – предвестник сегодняшних отечественных ИТ-гигантов. Это дальновидное, как оказалось, решение позволило в нужный момент обеспечить взрывное развитие этих предприятий, используя вполне традиционный для тех условий хозяйствования набор управленческих решений: перевод персонала на повышенную категорию сетки оплаты труда, резкое увеличение фондов выделения жилья, технологического автотранспорта, дополнительной мотивацией коллективов за конечные результаты работы. Вкупе эти меры позволили очень быстро решить проблему нехватки кадров в новых для нефтяной промышленности специальностях за счёт привлечения их из других отраслей и молодых специалистов вузов.

“Кадры решают всё!” – эта историческая фраза “отца народов” неизменно приходит на ум, когда вспоминаются жаркие, часто за полночь штабы-планёрки того времени. Для практического руководства газлифтным проектом нефтяники “отрядили”

первоклассных и, как бы мы сейчас сказали, успешных топ-менеджеров. В Нижневартовске таким руководителем был, безусловно, Георгий Самуилович Арнопольский – один из пионеров Самотлора, к сожалению, очень рано ушедший из жизни. Читателям нашего уважаемого журнала наверняка излишне представлять других руководителей проекта и отдельных его разделов: В.И. Отта, С.В. Чайку, Б.А. Ермолова, В.В. Цимбала, А.Н. Ильясова, Ж.С. Шайхулова, М.И. Урахчина – ветеранам отрасли хорошо известны эти фамилии. Свой "прорыв" сделали и молодые коллективы "вычислителей", органично влившиеся в производственный процесс добычи нефти, разом преодолевшие барьер, отделявший так называемую науку от живого производства. Повествование будет неполным, если мы не упомянем их имён, на разных этапах обогативших содержание проектов своими неожиданными идеями, подходами к поиску далеко неочевидных решений при запуске вычислительных комплексов, взаимодействию с технологическими службами. Вот только некоторые из них: В.В. Пфенинг, Л.А. Казакевич, С.И. Богненко, Л.М.Пушкарёв, А.А.Зверев, С.В. Кузнецов, М.В. Телицын, В.Н. Наумов, А.А. Демидов, И.И. Елисеев, а также многие и многие другие, прошедшие школу этих проектов.

Но главный вывод, который следует сделать, заключая эти воспоминания, состоит в том, что после внедрения комплексов на Самотлоре и Фёдоровке нефтяная промышленность сразу оказалась в числе лидеров по индустриальному применению информационных технологий в череде других отраслей народного хозяйства. Это очень напоминает, например, эффект от внедрения станков с программным управлением в обрабатывающих отраслях или, скажем, переход на электропривод при бурении на нефть и газ.

Есть в русском языке трудно переводимое слово – "необратимость", а вот именно оно наилучшим образом подходит для объяснения происшедшего далее: производственный персонал, получивший представление о возможностях современных средств контроля и управления технологическими объектами и процессами, буквально вынудил разработчиков газлифтных проектов провести ранее не планировавшиеся доработки для включения в систему управления функций контроля за кустами скважин, где газлифтные скважины и не предполагались. Некоторый запас ресурса вычислительного комплекса позволил включить в систему управления другие важнейшие объекты нефтепромыслов: кустовые и дожимные насосные станции, нагнетательные скважины, электроподстанции на кустах. Так во многом незапланированно появился продукт, именуемый сегодня АСУ ТП нефтепромысла, вполне пригодный для тиражирования на месторождениях, где компрессорный газлифт никогда и не планировался.

Во второй половине 80-х на базе уже техники производства стран СЭВ, а фактически аналогов используемых в системах управления газлифтом вычислительных средствах на всех месторождениях Главтюменнефтегаза были внедрены АСУ ТП нефтепромыслов на базе ЭВМ ЕС-1011 и контроллеров RPT-80 венгерского производства, "напичканные" программным обеспечением, разработанным специалистами ОАО "НижневартовскАСУ-нефть", прошедшими "школу" внедрения систем управления газлифтными комплексами на Самотлоре. Эти системы вполне успешно "трудились" на сибирских промыслах вплоть до наступления эры ПК и сетевых решений.

А теперь немного о грустном. Были ли неудачи, нереализованные замыслы, провалы? Увы... Неудачей закончились попытки практического применения программы расчёта оптимальных режимов газлифтных скважин с учётом требований проектов разработки месторождений, а именно – соблюдение ограничений по отбору жидкостей из продуктивных пластов на разных этапах разработки. На этот счёт до сих пор нет единого мнения. Возможно, эта задача надумана, а, может, просто не хватило культуры. Есть неудачи и более серьёзного свойства. Так и не смогла советская промышленность тех лет создать компрессорные станции высокого давления приемлемого качества, несмотря на все усилия Сумского машиностроительного объединения. Неудачей закончились попытки НИПИнефтехимавтомата из Сумгаита завершить доводку до промышленной кондиции контроллера "Викинг" для использования его на промысловых объектах. Дальше пришла перестройка, потом развал Союза...

Автор посвящает эту статью ветеранам отрасли. Полагаю, что если кому-то из них эти строки напомнили об их творческих исканиях в те непростые годы, вернули на миг лица ушедших или ныне здравствующих друзей, то, кажется, автор выполнил свою скромную задачу.

Сидоров Виктор Савватьевич *– президент холдинга ОАО "НижневартовскАСУнефть".*
Телефон (3466) 49-14-90.

ЗАО «АтлантикТрансгазСистема»

Закрытое акционерное общество “АтлантикТрансгазСистема” (АТГС) основано в 1992 году, расположено в Москве, имеет представительство в Нижнем Новгороде и отдел комплексного проектирования в Твери.

Сферой деятельности АТГС является комплексная автоматизация предприятий газовой и нефтяной промышленности, сетей тепло-, водо- и газоснабжения, систем электроснабжения и других производств с непрерывным технологическим циклом.

Основными заказчиками компании (пользователями систем) являются ведущие предприятия по добыче и транспортировке газа ОАО “Газпром”: “Газпром добыча Ямбург”, “Газпром добыча Уренгой”, “Газпром трансгаз Сургут”, “Газпром трансгаз Чайковский”, “Газпром трансгаз Волгоград”, “Газпром трансгаз Кубань”, “Газпром трансгаз Томск”, “Газпром трансгаз Казань”, “Газпром трансгаз Санкт-Петербург”, “Газпром трансгаз Москва”, “Газпром трансгаз Екатеринбург”, “Газпром трансгаз Нижний Новгород”, “Газпром трансгаз Югорск”, “Газпром трансгаз Ухта”, “Газпром добыча Оренбург”, а также ООО “Межрегионгаз”, “Севернефтегазпром”, “Сибнефтегаз”, ОАО АК “Транснефть”, ОАО “Петербургтранснефтепродукт”, муниципальные предприятия теплосетей и другие.

АТГС разрабатывает автоматизированные системы управления технологическими процессами, выполняя полный комплекс работ: от предварительного обследования и разработки проекта до ввода систем в эксплуатацию и осуществления гарантийного и послегарантийного обслуживания. Системы работают в различных регионах РФ и различных климатических поясах.

Высокий уровень выполняемых проектов обеспечивается заложенными в них передовыми научно-техническими и конструкторскими решениями; использованием современных программно-технических комплексов; высокой квалификацией персонала (среди более 130 сотрудников фирмы 2 доктора и 12 кандидатов технических наук, аспиранты и выпускники ведущих вузов Москвы, прошедшие подготовку в зарубежных фирмах).

В 2003 году Система менеджмента качества организации была сертифицирована на соответствие требованиям ГОСТ Р ИСО 9001:2001 (МС ИСО 9001-2000). В 2006 и 2009 гг. в АТГС была проведена повторная сертификация действующей системы менеджмента качества и выдан сертификат № РОСС RU.ИС09.К00818 и международный сертификат № RU-Q00818. Также в 2009 г. АТГС был получен сертификат соответствия системы менеджмента качества стандарту СТО Газпром 9001-2006 (части I, II). Полученные сертификаты являются подтверждением высокого качества выполняемых работ по созданию АСУ ТП.

АТГС является официальным партнером таких фирм, как BRISTOL Inc., dba Remote Automation Solutions (группа компаний Эмерсон, США), SIEMENS (Германия), Industrial Defender (США), KLINKMANN/WONDERWARE, (Финляндия/США), HEWLETT-PACKARD (США), Phoenix Contact и PSI (Германия).

В реализуемых проектах компания сотрудничает как с российскими предприятиями (“Газавтоматика”, “Гипрогазцентр”, “Гипроспецгаз”, “ВНИПИгаздобыча”, “НПФ “Система-Сервис”, “Энергоавтоматика”, НПО “Промавтоматика” (группа компаний МРСК), “Спецпожинжиниринг”, “Система-Газ” и др.), так и с зарубежными фирмами (INVENSYS, DATA TELEMETRY, TesserNet, YOKOGAWA, THALES, PAS, “Укргазпроект”, “Южниигипрогаз”).

Основными программно-техническими комплексами, на которых АТГС реализует системы автоматизации, являются система телемеханики СТН-3000 и система диспетчерского управления СПУРТ.

Система телемеханики СТН-3000 включает полный набор программно-технических средств для автоматизации территориально распределенных технологических объектов. Разработка и производство системы осуществляется в России. Основными отличительными особенностями СТН-3000 являются: наличие встроенных средств связи, комплектная поставка с датчиками, наличие вычислителей коммерческого расхода газа и жидкостей, возможность корректировки ПО с верхнего уровня управления, работа аппаратуры в тяжелых климатических условиях (от –50 °С до +70 °С). Система и ее компоненты имеют международные и российские сертификаты по метрологии и взрывобезопасности. СТН-3000 используется для создания систем автоматизации различного назначения, прежде всего, *линейной телемеханики* для управления объектами газопроводов, нефтепроводов

и продуктопроводов, *телемеханизации кустов скважин* (в том числе и неэлектрифицированных); автоматизации других территориально-распределенных объектов, работающих на "открытом воздухе".

Программно-технический комплекс СПУРТ разработан для автоматизации диспетчерского управления на предприятиях по добыче и транспорту газа, нефти и нефтепродуктов, а также других объектов с непрерывным технологическим циклом. СПУРТ позволяет решать задачи АСУ ТП при интеграции с самыми различными системами нижнего уровня, хранения и обработки архивной и диспетчерской отчетной информации, расчетные задачи, задачи информационной поддержки специалистов и руководства средствами Интранет (с соблюдением всех мер информационной безопасности).

СПУРТ может быть реализован на операционных системах UNIX (Sun, HP-UX), LINUX и Windows. На основе СПУРТ создаются комплексы диспетчерского управления самой различной сложности и структуры, включая территориально-распределенные многоуровневые системы. В рамках СПУРТ реализована Система поддержки принятия диспетчерских решений, включающая модель ГТС и экспертную систему (премия им. Н.К. Байбакова), а также Тренажерный комплекс для обучения диспетчерского персонала различных уровней: ЦДП, ДП ЛПУ (диплом за лучший тренажер-имитатор ОАО "Газпром").

Система телемеханики СТН-3000 и программно-технический комплекс СПУРТ прошли Межведомственные испытания и рекомендованы для применения на объектах ОАО "Газпром".

Основными типами систем, создаваемыми АТГС на базе представленных комплексов, являются:

- системы линейной телемеханики трубопроводов (в т. ч. с интеграцией систем обнаружения утечек);
- системы автоматизированного и автоматического управления газораспределительными пунктами (ГРП) и станциями (ГРС), а также насосными станциями (НС), включая комплексы для измерения расходов;
- системы телемеханики кустов скважин;
- многоуровневые интегрированные АСУ ТП с диспетчерскими пунктами различных уровней;
- программные комплексы автоматизации диспетчерского управления, включая учет и планирование поставок энергоресурсов и др.;
- интегрированные системы управления станциями подземного хранения газа (ИУС СПХГ), включая решения по автоматизации всех основных и вспомогательных объектов СПХГ: сборных (газораспределительных) пунктов, цехов очистки газа, регенерации метанола и ДЭК, компрессорной станции, очистных сооружений, энергетики и других. Реализованы алгоритмы регулирования и оптимизации процессов, единая диспетчерская с задачами SCADA и MES-уровней.

К настоящему времени на территории России работает более 60 комплексов диспетчерского управления и более 50 систем телемеханики, включающих более 800 КП и 80 САУ ГРС. Многолетний опыт эксплуатации показал их высокую надежность.

Наиболее значительными реализованными проектами являются:

- многоуровневые диспетчерские системы с системами телемеханики, внедренные в "ГТГ Чайковский", "ГТГ Томск", "ГТГ Казань", "ГТГ Волгоград";
- системы телемеханики газопроводов: "Ямал-Европа", "Заполярное-Уренгой", Северо-Европейский газопровод, "Починки-Грязовец", "Уренгой-Ужгород";
- системы телемеханики скважин промыслов и месторождений "Газпром добыча Уренгой", месторождений – "Заполярное", "Береговое", "Южнорусское";
- АСУ ТП магистрального нефтепродуктопровода для ОАО "Петербургтранснефтепродукт", включающая КП телемеханики, САУ насосных станций, основной и два дополнительных ДП.

В стадии реализации находятся проекты телемеханики газопроводов "Бованенково-Ухта", "Сахалин-Хабаровск-Владивосток" и "Камчатка".

Проводимые в АТГС исследовательские и опытно-конструкторские работы направлены на расширение функциональности традиционных решений, доведения до практического внедрения новых технологий и методов управления, реализации интеллектуальных систем управления и поддержки принятия решений на базе самых передовых программно-технических комплексов и информационных технологий.

Россия, 109388, г. Москва, ул. Полбина, 11.
Телефон/факс (495) 660-0802 (многоканальный).
E-mail: atgs@atgs.ru http://www.atgs.ru

GAS RUSSIA

4-6 ОКТЯБРЯ 2011 • Г. КРАСНОДАР
ВЦ «КРАСНОДАРЭКСПО»

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ТРАНСПОРТИРОВКА, ХРАНЕНИЕ ГАЗА, СИСТЕМЫ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ»

ВЫСТАВКА GAS RUSSIA В РАМКАХ IDES

ТЕМАТИЧЕСКИЕ РАЗДЕЛЫ ВЫСТАВКИ:

- ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ ГАЗА. СИСТЕМЫ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ
- ГАЗИФИКАЦИЯ ОБЪЕКТОВ ЖКХ И БЫТА. КОТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- ТЕХНИЧЕСКИЕ И ПРОМЫШЛЕННЫЕ ГАЗЫ. КРИОГЕННАЯ ТЕХНИКА
- КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА
- ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ
- ГАЗ НА ТРАНСПОРТЕ
- ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЯ ГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

ОФИЦИАЛЬНЫЙ ДЕЛОВОЙ ПАРТНЕР
ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

ОРГАНИЗАТОР
Тел.: +7 (495) 935 7350
Факс: +7 (495) 935 7351
E-mail: ides@ite-expo.ru

WWW.IDES-EXPO.RU

ПЕРВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «СУПЕРКОМПЬЮТЕРЫ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ»

Первая конференция “Суперкомпьютеры в нефтегазовой отрасли” прошла 16-17 декабря 2010 года в Москве, в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова в конференц-зале Суперкомпьютерного центра МГУ.

Организаторами конференции выступили: Научно-образовательный центр “Поисков, разведки и разработки месторождений углеводородов” Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова, Суперкомпьютерный консорциум университетов России, некоммерческая организация “Союзнефтегазсервис” и Евро-Азиатское геофизическое общество.

В работе конференции приняли участие около 100 человек – представители:

- вузов – МГУ имени М.В. Ломоносова, РГУНГ имени И.М. Губкина, СПбГУ, МАТИ, МФТИ, МГТУ имени Н.Э. Баумана;
- академических и отраслевых научно-исследовательских институтов – ВНИИГНИ, ИГГ РАН, Информационно-вычислительный центр Минприроды России, Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, ИФЗ РАН; РН УфаНИПИнефть, ООО “ЛУКОЙЛ-инжиниринг”, ИПМ имени М.В.Келдыша, ВНИИнефть, ООО “ГазпромВНИИГАЗ”, ВНИИГеосистем;
- нефтяных и сервисных компаний – ОАО НК “Роснефть”, ОАО “Газпром”, ОАО “Газпром нефть”, ФГУП “Центральная геофизическая экспедиция”, Halliburton, Schlumberger, ООО “Деко-геофизика”, ООО “ГСД”, ООО “Ларгео”, ООО “РН-Шельф-Юг”, ЛУКОЙЛ Узбекистан Оперейтинг Компани, НПО “Союзнефтегазсервис”, ЗАО “ПАНГЕЯ”, ОАО НПФ Геофизика, Энерджистик, ФГУ НПГП “Иркутсткгеофизика”, РОЙ Интернэшнл Консалтанси, Инк, Геоинформационный центр, ООО “ЦГМ НИР Поволжья”, ИК “Фидесис”, Digital Oilfield Solutions, ООО “Антелнефть”, ООО “Георесурс”;
- разработчиков аппаратных средств и системного программного обеспечения – Intel, NVIDIA, IBM, Т-платформы, РСК-СКИФ;
- разработчиков специального программного обеспечения – ООО “Рок Флоу Динамикс”, ООО “ГЕОЛАБ”, ООО “Геопрайм”, Tsunami Development;
- некоммерческих организаций – НО “Союзнефтегазсервис”, Фонд “Открытая экономика”, МОО “ЕАГО”, SPE;
- средств массовой информации – газета “Поиск”, журнал “Нефтяное хозяйство”, журнал “Нефтяной инжиниринг”.

Конференцию открыл исполнительный директор НОЦ “Нефтегазовый центр МГУ” М.Ю. Токарев.

На пленарном заседании первого дня конференции с докладами выступили представители науки, нефтегазовых и сервисных компаний, общественных организаций.

Первым был заслушан доклад академика РАН, проректора МГУ имени М.В. Ломоносова, руководителя дирекции НОЦ “Нефтегазовый центр МГУ” А.Р. Хохлова “НОЦ “Нефтегазовый центр МГУ” и задачи высокопроизводительных вычислений”.

После него выступил представитель Суперкомпьютерного консорциума университетов России, член-корреспондент РАН В.В. Воеводин с докладом, в котором был дан обзор текущего состояния и перспектив суперкомпьютерных технологий.

В докладе Фонда “Открытая экономика”, который представлял А.И. Гордеев, были разъяснены новые подходы органов государственной власти к формированию инновационных локализаций в процессе модернизации экономики Российской Федерации. Среди новых подходов выделены:

1. Постановление Правительства № 219.
2. Формирование Перечня Технологических платформ Российской Федерации.
3. Сроки и результаты реализации отдельных элементов инновационной политики федеральных органов исполнительной власти.

В докладе президента НО “Союзнефтегазсервис” И.Г. Мельникова “Технологические платформы в нефтегазовом комплексе” было отмечено, что высокая эффективность использования отечественных суперкомпьютеров с целью качественного развития нефтегазового комплекса может быть достигнута только в рамках технологических инновационных платформ по разработке отечественного программного обеспечения с участием, в том числе, компаний с государственным участием. Именно поэтому в пе-

речень Поручений Президента РФ от 04 января 2010 года по результатам работы Комиссии при Президенте РФ по модернизации и технологическому развитию экономики России в июне-декабре 2009 года вошёл пункт с рекомендациями представителям государства в советах директоров компаний с государственным участием обеспечить принятие решений по участию данных компаний в создании и функционировании технологических платформ, модернизации и оптимизации применяемых технологий и формировании заказа на инновационные исследования. Более того, на заседании Совета Безопасности РФ по вопросу "О состоянии и проблемах обеспечения энергетической безопасности Российской Федерации", состоявшемся 13 декабря 2010 года, Президент РФ Д.А. Медведев подчеркнул, что ключевой вопрос энергетической безопасности заключается в модернизации предприятий и всей инфраструктуры ТЭК, их переходе на инновационную модель развития, формировании технологических платформ и использовании отечественных суперкомпьютеров. Не менее важно, как отметил Президент РФ Д.А. Медведев, совершенствовать систему обучения современным технологиям в высших и средних образовательных заведениях, учреждениях повышения квалификации кадров.

Следующие доклады пленарного заседания были посвящены рассмотрению некоторых важных задач, решаемых в нефтегазовой отрасли при помощи высокопроизводительных вычислений.

Дж. Пикеринг, директор британской компании Digital Oilfield Solutions, указал на важность стандартизации потоков данных при решении задач обработки больших объёмов информации.

Известные специалисты в области обработки сейсмических данных и методов вычислений А.Л. Плешкевич, Г.Н. Гогоненков, Б.П. Мороз (ОАО "ЦГЭ"), А.П. Жуков (компания "Геофизические системы данных") и В.И. Турчанинов (Институт прикладной математики имени М.В. Келдыша) рассказали о своих разработках в области реконструкции пространственного изображения неоднородной земной среды по сейсмическим данным, представили высококачественные результаты, полученные с использованием отечественных суперкомпьютеров "Чебышёв" и "Ломоносов".

Завершил пленарное заседание доклад В.А. Байкова (Роснефть-УфаНИПИнефть), в котором были рассмотрены практические вопросы использования высокопроизводительных вычислений при разработке месторождений углеводородов.

Научно-техническая сессия второго дня конференции началась с обзорного доклада Е.А. Курина (компания "ГЕОЛАБ") о российских и зарубежных проектах в области высокопроизводительных вычислений в нефтегазовой отрасли. В докладе М.М.Попова из компании Halliburton было критически отмечено, что единичные примеры эффективного использования высокопроизводительных вычислений при решении научных и производственных задач не позволяют сегодня говорить об их значимом влиянии на индустрию, однако совершенствование культуры и инфраструктуры HPC имеет гигантский потенциал развития, и Россия имеет все необходимые ресурсы для его реализации. А.В. Вершинин и Д.И. Сабитов из Московского исследовательского центра Schlumberger поделились опытом реализации методов моделирования упругих волновых полей для гибридных вычислительных систем на базе графических процессоров (GPU). А.В. Ершов, А.И. Коптев и Ю.Н. Гольцов (МГУ имени М.В. Ломоносова) рассказали о проблеме моделирования осадочных бассейнов и углеводородных систем с использованием параллельных ЭВМ. Доклад Н.Е. Грачёва (ВНИИ Нефть) и его соавторов А.В. Дмитриева, Г.А. Калмыкова, Д.В. Короста, Д.С. Сенина из Московского государственного университета посвящён петрофизическому моделированию, позволяющему описать структуру порового пространства нефтеносной породы и физические процессы в нем, что крайне важно для оценки параметров, непосредственно влияющих на процесс добычи.

Целый ряд докладов был посвящён аппаратным решениям в области высокопроизводительных вычислений. Новые разработки своих компаний представили А.А. Московский ("РСК СКИФ"), А.В. Сёмин и Н.С. Местер (Intel), А.А. Наумов и С.С. Легостаева ("Т-Платформы"), С.А. Горбас (IBM).

А.Р. Джораев из компании NVIDIA рассказал о преимуществах вычислительных систем на базе графических процессоров для решения ряда задач отрасли, таких как миграция в обратном времени, анализ больших объёмов сейсмических и электромагнитных данных, гидродинамическое моделирование. В выступлении А.Г. Нечаева ("Ларгео") были рассмотрены вопросы масштабирования вычислительных мощностей, систем хранения данных, использования планировщиков заданий, систем мониторинга и автоматизации развертывания инфраструктуры. Отдельное внимание было уделено производительности систем хранения данных при реализации крупных проектов.

В заключительной части научно-технической сессии были рассмотрены практические

аспекты применения высокопроизводительных вычислений в отрасли. П.А. Гофман (“Деко-Геофизика”) привёл примеры успешного использования мощных вычислительных комплексов для решения практических задач обработки данных сейсморазведки. С.А. Каплан, В.Д. Левченко и В.Е. Рок из ГНЦ РФ “ВНИИгеосистем” рассмотрели вопросы синтеза модели геологической среды, построения и обработки синтетических сейсмограмм на вычислительном кластере с целью определения возможности локализации объекта поиска и оценки его эффективных характеристик. В докладе К.Ю. Богачёва (“Рок Флоу Динамикс”) была рассмотрена одна из постановок задачи фильтрации вязкой сжимаемой многофазной многокомпонентной смеси в трехмерной пористой среде, описаны основные физические эффекты, важные для инженеров–нефтяников, и их математические модели. Кроме того, были изложены основные проблемы, возникающие при расчетах реальных задач фильтрации на параллельных вычислительных системах.

В результате обобщения вопросов, поднятых участниками конференции в своих выступлениях и прениях, было принято решение конференции, которое впоследствии было утверждено ректором МГУ имени М.В.Ломоносова, академиком, председателем Совета НОЦ “Нефтегазовый центр МГУ”, президентом Суперкомпьютерного консорциума университетов России, членом рабочей группы “Стратегические компьютерные технологии и программное обеспечение”, Комиссии по модернизации и технологическому развитию экономики России, В.А. Садовничим.

В решении конференции отмечено следующее.

Принимая во внимание приоритетность развития информационных технологий в Российской Федерации до 2020 года, в соответствии с “Концепцией долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2020 года”, решениями Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России, государственной программой “Информационное общество (2011-2020 годы), и Посланием Президента РФ Федеральному Собранию, учтены:

1. Необходимость адекватного ответа на технологические вызовы в инновационном развитии нефтегазовой отрасли, концентрации усилий науки, государства и бизнеса в достижении существенного технологического прогресса и повышения конкурентоспособности отечественных предприятий нефтегазовой отрасли за счет целенаправленного стимулирования создания и внедрения конкурентоспособных отечественных и применения новейших зарубежных информационных технологий в нефтегазовом сервисе, в целях:
   - повышения эффективности работ по поискам и разведке нефтегазовых месторождений;
   - повышения продуктивности действующих скважин;
   - рационального и эффективного использования ресурсного потенциала месторождений;
   - выполнения операций по добыче нефти и газа с надлежащей степенью экологической безопасности.
2. Рекомендации годичного заседания Суперкомпьютерного консорциума университетов России;
3. Перспективы реализации проекта “Создание системы подготовки высококвалифицированных кадров в области суперкомпьютерных технологий и специализированного программного обеспечения” Комиссии Президента РФ по модернизации и технологическому развитию экономики России;
4. Положения проекта формирования технологической платформы “Стратегические информационные технологии”;
5. Решения Совета Безопасности РФ о необходимости развития высокотехнологичных сервисов в нефтегазовой отрасли.

Заслушав и обсудив выступления и доклады, участники конференции решили:

- Поддержать совместную инициативу Научно-образовательного центра “Поисков, разведки и разработки месторождений углеводородов” Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова, Суперкомпьютерного консорциума университетов России, некоммерческой организации “Союзнефтегазсервис” и Евроазиатского геофизического общества по ежегодному проведению конференции “Суперкомпьютеры в нефтегазовой отрасли”.
- Сформировать постоянно-действующую научно-техническую комиссию в рамках технологической платформы “Стратегические информационные технологии” для формирования плана мероприятий, организации работ по мониторингу, формированию и поддержке продвижения научно-образовательных, научно-исследовательских и инновационных проектов в сфере суперкомпьютеров

и высокопроизводительных вычислений для нефтегазовой отрасли.

- Научно-технической комиссии поручить организацию и проведение в 2011 году научно-технических семинаров по:
  - высокопроизводительной математической обработке сейсмических данных;
  - современным методам петрофизического моделирования;
  - геологическому моделированию;
  - гидродинамическому моделированию;
  - высокопроизводительным вычислениям при транспортировке углеводородов.
- Считать целесообразным:
  - организовать под эгидой Суперкомпьютерного консорциума университетов России подготовку курсов повышения квалификации и магистерской программы "Информационные технологии и высокопроизводительные вычисления в нефтегазовой отрасли" и ее внедрение в рамках формирования и функционирования Системы "Научно-образовательных центров Суперкомпьютерных технологий";
  - инициировать формирование тематик "Суперкомпьютеры и высокопроизводительные вычисления в нефтегазовой отрасли" в рамках Федеральных целевых программ "Исследования и разработки по приоритетным направлениям" и "Кадры";
  - активизировать усилия по созданию малых инновационных предприятий (хозяйственных обществ), ориентированных на разработку и решение актуальных ресурсоемких задач нефтегазовой отрасли в рамках 217 ФЗ;
  - обратиться в Фонд содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере с предложением сформировать в программах фонда тематическое направление "Информационные технологии и высокопроизводительные вычисления в нефтегазовой отрасли".

Наука и технологии РФ *(http://www.strf.ru/)*

39-Я КОНФЕРЕНЦИЯ «СОВРЕМЕННЫЕ ИТ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ»

ОАО "Гипровостокнефть" приняло участие в 39-ой конференции "Современные информационные технологии в нефтяной и газовой промышленности", проводимой журналом "Нефтяное хозяйство". Она состоялась в Греции (о.Родос) в период с 17 октября по 24 октября и проходила в рамках юбилейных мероприятий, посвященных 90-летию журнала "Нефтяное хозяйство".

Ключевая тематика докладов конференции – "Инновационные решения в развитии информационных технологий в нефтегазовой отрасли".

На пленарном заседании выступила заместитель генерального директора по информационным технологиям ОАО Гипровостокнефть Зубова Любовь Дмитриевна с докладом **"ИТ-инновации как фактор повышения эффективности проектного производства ОАО "Гипровостокнефть".**

На секции "Информационные технологии в проектировании" свои доклады представили руководитель группы отдела информационных технологий Уварова Елена Викторовна (**"Опыт построения комплексной системы управления ОАО "Гипровостокнефть"**) и ведущий инженер технологического отдела Зиньков Алексей Николаевич (**"Процесс разработки и выпуска документации в ОАО "Гипровостокнефть" глазами проектировщика"**).

Разумова Ольга Викторовна, ведущий инженер отдела разработки нефтяных месторождений, выступила на секции "Геологическое и гидродинамическое моделирование залежей. Исследование скважин" с докладом **"Проблемы прогнозирования разработки месторождений с мелкими залежами на основе трехмерных гидродинамических моделей"**.

ОАО "Гипровостокнефть" в очередной раз подтвердило свои передовые позиции в области автоматизации проектирования и разработки нефтяных месторождений, документооборота и управления предприятием.

http://www.gipvn.ru/news/index.php

XI КОНФЕРЕНЦИЯ «ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ПРОЕКТИРОВАНИИ. ПОДДЕРЖКА ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ОБЪЕКТОВ ТЭК»

5–7 апреля 2011 года, ОАО Гипротюменнефтегаз, г. Тюмень

Цель конференции – обмен опытом применения информационных технологий в проектировании объектов капитального строительства. Открытый диалог специалистов-пользователей позволяет оценить и скорректировать направление развития проектного производства.

Организатор конференции: ОАО "Гипротюменнефтегаз".

Генеральный информационный спонсор: журнал "Нефтяное хозяйство".

Процесс проектирования объектов обустройства нефтяных и газовых месторождений представляет собой процесс создания большого объема технических, технологических, научных решений и рекомендаций, представленных в виде графических чертежей, текстовых документов и таблиц, и ключевым элементом в этом процессе являются информационные технологии. Очевидно, что на развитие ИТ как основного инструмента повышения эффективности и качества проектно-изыскательского производства необходимо выделять значительные материальные и интеллектуальные ресурсы.

Тем не менее, экономическая ситуация в мире и в стране вносит свои коррективы в планы дальнейшего развития наших компаний. Сегодня на рынке проектных услуг существует жесткая конкуренция. Нефтяные компании сокращают финансирование на развитие новых месторождений, значительно увеличивается объем работ по реконструкции и модернизации инженерной инфраструктуры средних и мелких месторождений. В сложившейся ситуации нельзя недооценивать значение ИТ как инструмента для снижения себестоимости проектно-сметной продукции.

Мы приглашаем Вас обменяться опытом применения информационных технологий при стратегическом планировании объектов ТЭКа и проектировании объектов капитального строительства. Открытый диалог специалистов позволит оценить и скорректировать направления развития проектного производства, получить объективную информацию о состоянии и направлениях развития средств автоматизации проектирования. Вы сможете познакомиться с реально работающими системами и обсудить перспективы развития ИТ в новых экономических условиях. Предлагаем Вам обсудить вопросы, связанные с поддержкой жизненного цикла объекта ТЭК на всех его стадиях: проектировании, строительстве, эксплуатации и выводе из эксплуатации.

На конференцию приглашаются проектировщики нефтяных, газовых и других отраслей промышленности, представители нефтяных компаний, а также фирмы-разработчики программных продуктов, имеющие опыт использования их в проектном производстве.

Конференция рассчитана на руководителей проектных и инженерных компаний, представителей нефтегазовых компаний, руководителей ИТ-служб, ведущих проектировщиков, непосредственно внедряющих информационные технологии в Вашей фирме.

Мы будем рады услышать доклад о состоянии информационных технологий в Вашей организации и опыте применения программного, информационного и методического обеспечения для реализации следующих направлений:

- технология сбора, подготовки и транспорта нефти и газа;
- генеральные планы;
- электроснабжение объектов нефтегазовых промыслов;
- системы автоматизации, автоматизированные системы управления технологическими процессами;
- системы связи, интегрированные системы безопасности;
- архитектура и строительство;
- системы теплогазоснабжения и вентиляции;
- системы автоматизации технологических процессов;
- автомобильные дороги;
- автоматизация инженерных изысканий от полевых измерений до камеральных работ;
- организация документооборота, технических архивов, планирования и контроля ПИР.

Для нас также важен Ваш опыт по организации, планированию и управлению проектно-изыскательским производством. Участники конференции с интересом выслушают Ваше мнение о специфике управления процессами проектирования и эксплуатации объектов ТЭК.

Как и в прошлых конференциях, атмосфера доверия, независимость и открытость диалога помогут Вам выбрать, скорректировать или подтвердить правильность выбранного пути совершенствования технологии проектных работ.

Организационные вопросы:
Мариненков Денис Владимирович, *телефон (3452) 463-217. denmarinenkov@gtng.ru*
Кружинов Алексей Юрьевич, *телефон (3452) 465-348. kruzhinov@gtng.ru*
Вопросы по бронированию:
Эрнст Ирина Геннадьевна, *телефон (3452) 257-531. ernst@gtng.ru*

БОРЬБА С ВРЕДНЫМИ ВЫБРОСАМИ

PETROLEUM REVIEW

“Сокращение “углеродного следа”, вызванного неэффективной работой заводов, ростом населения и чрезмерным потреблением, в сочетании с целями по сокращению эксплуатационных расходов, рациональному использованию электроэнергии, бесперебойному энергоснабжению и уменьшению выбросов парниковых газов является важнейшей задачей, стоящей на сегодняшний день перед нефтяной промышленностью”, – Брендан П. Шихан, старший менеджер по маркетингу, отдел вертикальных отраслей, Honeywell Process Solutions и Синь (Фрэнк) Жу, старший консультант по вопросам использования энергии, группа оптимизационных решений, компания Honeywell UOF.

Согласно прогнозам с 2007 по 2028 гг. население Земли увеличится на 1,4 млрд человек. Это приведет к росту спроса на все виды энергии примерно на 60 %. Добавьте к этому возможность колебаний цен на топливо и уже реализованные законодательные нормы по охране окружающей среды, и станет ясно, что нефтеперерабатывающим и нефтехимическим заводам необходимо срочно внедрять комплексные решения для повышения эффективности использования электроэнергии и сокращения выбросов парниковых газов.

ОБЗОР ТЕКУЩЕЙ СИТУАЦИИ В МИРЕ

С момента проведения в 1992 г. в Бразилии встречи на высшем уровне “Планета Земля” осознание того, что мир должен принять меры по предотвращению катастрофических изменений климата, значительно укрепилось. Разработана широкая научная основа для стабилизации выбросов парниковых газов в мире к 2020 г. и сокращения их к 2050 г. до уровня не более 50 % от объемов 1990 г.. В соответствии с выводами Межправительственной комиссии по изменению климата для достижения этой цели развитые страны должны будут сократить выбросы на 25-40 % к 2020 и на 80-95 % к 2050 г.

Под влиянием озабоченности глобальным потеплением международные группы по защите окружающей среды предлагают ввести строгие нормативы для предприятий с интенсивным расходованием энергии, таких как нефтеперерабатывающие заводы. В некоторых случаях эти нормативы получают силу закона и задают конкретные уровни, до которых производственные предприятия должны снизить выбросы парниковых газов, а также указания по соблюдению ряда целевых показателей в процессе сокращения выбросов. В то же самое время экономический рост во многих развивающихся странах мира вызвал стремительный рост потребления энергии и транспортного топлива. От нефтегазодобывающих предприятий требуют увеличения объемов производства для покрытия этих нужд. Многие страны также стремятся обеспечить свою энергетическую безопасность, это заставляет их вести поиски альтернативных источников энергии и является еще одним стимулом для более рационального использования энергии.

ДЕЙСТВУЮЩИЕ ЕВРОПЕЙСКИЕ СТАНДАРТЫ

Европа часто занимала ведущие позиции в области выработки политики охра-

ны окружающей среды. Подтвердив свое согласие с Киотским протоколом, подписанным в мае 2002 г., 15 стран-членов Европейского союза взяли на себя обязательства сократить к 2012 г. выбросы парниковых газов на 8 % относительно уровня 1990 г. В 2007 г. Европейское сообщество в расширенном составе (представляя теперь 27 государств) приняло Директиву о возобновляемых источниках энергии 20/20/20, определяющую трехстороннюю стратегию, которая устанавливает цели по противодействию изменениям климата на следующее десятилетие. К 2020 г. члены Европейского союза:

- сократят выбросы парниковых газов на 20 % по сравнению с уровнем 1990 г;
- повысят долю энергии, получаемой из возобновляемых источников, с 8 до 20 % от всего объема энергии, вырабатываемой в ЕС;
- повысят эффективность использования энергии на 20 %, включая снижение энергопотребления на 13 % от уровня 2006 г.

Краеугольным камнем сегодняшних усилий ЕС по снижению выбросов парниковых газов является введенная в 2005 г. система торговли выбросами (ETS), являющаяся важнейшей мерой по охране окружающей среды и первой в мире международной системой торговли квотами на выбросы углерода (CO_2).

Для отраслей с интенсивным расходованием энергии, таких как нефтепереработка и нефтехимия, 20 % или даже 30 % снижение выбросов парниковых газов и потребления энергии к 2020 году представляет задачу большой сложности. Скорее всего, развитие ETS в будущем потребует приобретения больших квот на выбросы углерода по сравнению с существующими квотами. Это вызовет уменьшение будущих доходов нефтеперерабатывающих предприятий в размере 1-2 млрд евро в зависимости от цены квот. Недавние тенденции повышения цен на сырье также подтолкнули нефтяные компании к выработке стратегий повышения эффективности эксплуатации и рационального использования энергии. Это окажет дополнительное воздействие на сокращение выбросов парниковых газов, что, в свою очередь, за счет применения ETS сделает проекты экономии энергии более привлекательными.

ПРИНЯТИЕ КОМПЛЕКСНОЙ СТРАТЕГИИ

Сочетание неустойчивых цен на энергию и все более ужесточающихся стандартов на выбросы превращает эффективное использование энергии в одну из самых сложных задач, с которыми столкнется европейская нефтяная промышленность в ближайшие десятилетия. Расходы на энергию составляют 50 % эксплуатационных расходов нефтеперерабатывающих заводов, не связанных с сырьем. Эта ситуация создала потребность в выработке комплексной стратегии управления энергоптреблением, которая позволила бы сократить расходы на энергию и вернуть сэкономленные средства.

Независимо от размера и специализации почти все нефтяные, газовые и нефтехимические компании обращались к решениям управления энергопотреблением для обеспечения соответствия государственным и мировым обязательствам с учетом влияния на общество, экономику и окружающую среду. Нефтяные компании наращивают капиталовложения в современные решения для управления энергопотреблением, которые включают многочисленные меры для каждого этапа производственного процесса. Управление энергопотреблением в виде оптимизации технологических процессов, модернизации технологий, практических мер по энергосбережению, корпоративного планирования и управления, а также внедрения систем управления качеством в сочетании с планами по охране окружающей среды позволяет компаниям поднять планку производительности и одновременно повысить качество обслуживания.

«Инструментальная панель контроля выбросов и энергопотребления компании Honeywell позволяет пользователям следить за энергопотреблением и выбросами с использованием целевых показателей, полученных на основе моделирования.

Источник: Honeywell

Крупные поставщики оборудования для автоматизации производства, такие как Honeywell Process Solutions, приняли вызов современной жестко регламентированной коммерческой среды, предложив инструменты и услуги, которые позволят производственным предприятиям значительно сократить энергопотребление и выбросы парниковых газов. Honeywell поставляет системы контроля выбросов, сбора данных и составления отчетов о выбросах с 1993 г. К настоящему моменту компания реализовала более 4000 проектов внедрения систем для экономии энергии и контроля выбросов во всем мире, которые позволили заказчикам сэкономить более 3 млрд евро за счет снижения энергопотребления, соблюдения требований нормативов и сокращения эксплуатационных расходов.

По словам Эдвина ван дер Маагденберга, вице-президента Honeywell и управляющего директора по странам Европы, Ближнего Востока и Африки, чтобы обеспечить соблюдение целевых показателей по снижению выбросов, установленных Директивой 20/20/20, нефтяные компании должны применять комплексную стратегию управления энергопотреблением. Он сказал: “Нефть была, есть и будет важной составляющей европейской энергетики, нефтеперерабатывающий сектор имеет большое общественное значение и повышает конкурентоспособность Европейского союза. Очевидно, что для достижения поставленной цели по снижению выбросов углерода на 20 % к 2020 г., требуются диверсификация источников энергии, новые правила энергопотребления и разработка новых решений для экономии энергии. Сюда относятся внедрение новых технологий, пошаговое повышение эффективности технологических процессов и улучшение рабочих характеристик производства”

По мнению Ван дер Маагденберга, под эффективным управлением энергопотреблением подразумевается намного больше, чем просто модернизация инженерных сетей, несмотря на то, что на многих заводах этим системам часто не уделяют внимания. Это понятие должно также включать оптимизацию энергопотребления и технологических процессов, а также, где это применимо, расширенное управление в реальном времени. К дополнительным компонентам можно отнести рекуперацию тепла и энергии внутри производственных установок и между ними, оптимизацию паровых и силовых систем, стратегический подход к выбору сырья и управление контрактами на поставку энергии, а также использование возобновляемых источников энергии, таких как биотопливо.

УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕМ НА ПРАКТИКЕ

Предлагаемое Honeywell решение управления энергопотреблением для соблюдения требований Директивы 20/20/20 основано на многолетнем опыте работы в области управления технологическими процессами и рационального использования энергии, а также на проверенных методологиях, лучших практических рекомендациях и рабочих процессах. В этом решении также используется опыт Honeywell UOP, ведущего разработчика и лицензиара технологических процессов для нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслей промышленности.

Honeywell предлагает индивидуально настраиваемое оборудование, программное обеспечение и услуги, предназначенные для улучшения рабочих характеристик, включая усовершенствованные методы измерений и текущего контроля, управления и оптимизации, рекуперации тепла, оптимизации использования сырья, новейшие технологии, оптимизацию и методики обслуживания инженерных сетей для поддержания и улучшения показателей производственной деятельности. За счет применения комплексного интегрированного подхода, решения для управления энергопотреблением могут быть реализованы поэтапно, начиная с небольших, обеспечивающих быструю окупаемость проектов, с дальнейшим переходом к более масштабным и дорогим проектам. Стратегии рационального использования энергии могут также внедряться таким образом, чтобы выгода от капиталовложений в новые технологии и методик энергосбережения сохранялась в течение длительного времени.

Решения по управлению энергопотреблением и выбросами могут помочь нефтяным заводам контролировать, регистрировать и анализировать выбросы парниковых газов с одновременным увеличением экономической выгоды за счет повышения эффективности использования энергии и сокращения расходов. Эти улучшения могут быть до-

стигнуты без ухудшения эксплуатационных показателей, а расходы на внедрение, как правило, быстро окупаются за счет снижения энергопотребления и соблюдения нормативов по охране окружающей среды. Для поставщиков систем автоматизации, таких как Honeywell, комплексная программа управления энергопотреблением привязана к различным потребностям объекта для предоставления консультационной поддержки по вопросам, касающимся парниковых газов; сбора данных о выбросах парниковых газов и составления отчетов; непрерывного контроля выбросов и регистрации данных; системы упреждающего контроля выбросов и решений для оптимизации энергопотребления и выбросов.

Например, Honeywell располагает решениями для сбора данных о парниковых газах и составления отчетов, основанными на системе сбора информации об окружающей среде Cirrus EISTM и оснащенными инструментальной панелью контроля выбросов. Эти решения будут обеспечивать выполнение сбора данных и расчетов, регистрацию записей, анализ, передачу уведомлений, составление отчетов и обеспечение качества для нескольких источников выбросов. Поскольку Cirrus EIS также является универсальной системой сбора данных, соответствующей требованиям Параграфа V, она предлагает решение для обрабатывающей промышленности, позволяющее обеспечить соблюдение разносторонних требований по защите окружающей среды. Honeywell также может оказывать заказчикам содействие в разработке требуемых планов текущего контроля, подходов к сбору данных и систем составления отчетов по выбросам парниковых газов. Кроме того, инструментальная панель контроля представляет собой платформу, которая может быть расширена для контроля не только выбросов, но и энергопотребления, что даст пользователям возможность отслеживать энергопотребление и выбросы с использованием целевых показателей, полученных на основе моделирования. Это позволит производственным предприятиям контролировать процесс достижения заданных показателей по энергопотреблению и выбросам, а также быстро идентифицировать установку или оборудование, где наблюдаются отклонения от заданных показателей.

ТИПОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА

Комплексное решение по управлению энергопотреблением позволяет нефтяным компаниям концентрировать свое внимание на инициативах, связанных с экономией энергии, четко следуя по пути улучшения показателей производственной деятельности. Среди этих инициатив: сокращение расходов на энергию, повышение эффективности использования энергии и сокращение выбросов за счет оптимизации производственных операций и улучшения рекуперации тепла; снижение расходов на выработку энергии за счет применения методов оптимизации промышленных инженерных сетей; снижение расходов на закупку энергии за счет использования усовершенствованных инструментов планирования и составления графиков; применение стратегий по охране окружающей среды с учетом преимуществ кредитов и торговли квотами на выбросы углерода.

Преимущества от реализации проектов управления энергопотреблением на нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводах могут быть весьма ощутимыми. В некоторых случаях применение технологий и решений Honeywell Process Solutions и UOP позволяет заводу снизить энергопотребление на 25 %, а объемы выбросов – на 320 000 тонн в год.

Разработки, ведущиеся в мировой энергетической промышленности, представляют собой серьезный вызов нефтяной отрасли. Колебания цен на сырую нефть и потребность в эффективном использовании энергии требуют от нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов непрерывной переоценки. Для сохранения конкурентоспособности, повышения прибылей и соблюдения строгих стандартов и нормативов, таких как Директива 20/20/20, в производственной деятельности необходимо применять технологические усовершенствования и методы оптимизации технологических процессов. Повышение эффективности использования энергии за счет инициатив по управлению энергопотреблением формирует основную часть стратегии для достижения поставленных целей.

www.energyco2management.com/index.html

РАЗДУМКИ ОБ ИДЕЯХ

Красивая идея – дама капризная, она может уйти к другому и не вернуться.

Хорошая идея приходит в голову, когда ее уже не ждут.

Всякая идея рождается, как музыкальный аккорд, а уж потом формируется в мысль и выражается словами.

В науке есть множество разнополых близнецов. Девочки носят греческое имя "Идея", а мальчики – латинское "Плагиат".

Ценную идею можно поймать, только витая в облаках, но чтобы ее осуществить, придется спуститься на грешную землю.

Собственная идея изнутри всегда больше, чем снаружи.

Идеи, как цветы, когда их регулярно поливают, они ярче расцветают.

Ценная идея подобна грозе в начале мая – сначала озаряет чей-то "одинокий разум", а потом гремит в устах ученой толпы, заглушая голос автора.

Не каждому дано из информационной свалки-хаоса извлекать яркие идеи.

© Б. ВОЛЬТЕР

Вы хотите регулярно получать информацию о сценариях применения продуктов и средств автоматизации, а также об опыте реализации задач автоматизации и разработки систем на конкретных примерах?

Решения этих вопросов Вы найдете в журнале
«Автоматизация и IT в нефтегазой области»

Оформить подписку на журнал на 2011 г. Вы можете через редакцию, это:

КАЧЕСТВЕННО – **гарантированная доставка изданий под контролем редакции**

ВЫГОДНО – **при оплате подписки через редакцию**

УДОБНО – **любая форма оплаты**

Обращайтесь в редакцию по телефону/факсу (495) 221-09-38 или электронной почте info@avite.ru

Новая версия

InBalance на базе Wonderware

Система управления трубопроводами и диагностирования утечек

- Модуль согласования данных и расчёта баланса масс для Wonderware System Platform
- Согласование данных (масса/объем/расход) для управления трубопроводами и поточными процессами
- Обнаружение утечек и ошибок измерений
- Определение места утечки в газопроводах, основанное на анализе падения давления
- Настраиваемый модуль, простой в использовании
- Экономичное решение, оптимальный уровень инвестирования

Wonderware Russia

www.wonderware.ru

Санкт-Петербург
тел. +7 812 327 3752
info@wonderware.ru

Москва
тел. +7 495 641 1616
info@wonderware.ru

Екатеринбург
тел. +7 343 376 53 93
info@wonderware.ru

Самара
тел. +7 846 342 6655
info@wonderware.ru

Київ
тел. +38 044 495 33 40
info@wonderware.com.ua

Минск
тел. +375 17 2000 876
info@wonderware.ru

БЕСКОНТАКНЫЕ РАДАРНЫЕ

УРОВНЕМЕРЫ УЛМ

Измерение уровня жидких веществ, измерение уровня сыпучих материалов, измерение уровня мазута, измерение уровня кислот, измерение уровня в условиях высокой запыленности, в условиях сильных испарений.

Точность измерения уровня до±1мм.

Температура эксплуатации от –60°С.

ПРОСТОТА. НАДЕЖНОСТЬ. ТОЧНОСТЬ.

Оригинальные конструктивные решения. Надежность проверенная годами. Гарантированная точность измерения.

ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЛИМАКО

300028, Россия, г. Тула,
ул. Болдина, 94
тел./факс (4872) 26-44-09
www.limaco.ru
e-mail: in@limaco.ru