Автоматизация & IT в нефтегазовой области

№ 2 (2)

отраслевой научно-производственный журнал

2010

Опыт создания автоматизированной системы учета движения и сведения материального баланса на ОАО «Газпромнефть–ОНПЗ» 4

Российский бизнес и глобальное потепление 12

Геоинформационные системы для решения диспетчерских и управленческих задач предприятий газовой отрасли 15

Вопросы интеграции и организации информационных потоков в системах диспетчерского управления нефтегазовых компаний 20

Новые разработки холдинга «TREI» для нефтяной и газовой промышленности 29

Preactor 11: новые возможности планирования производственной деятельности 37

Комплексная система управления проектами ОАО «Гипровостокнефть» 42

Автоматизированный комплекс контроля и управления блочной кустовой насосной станцией 49

Информационно–управляющая система диспетчерского управления ООО «Газпром добыча Ямбург» 53

Буйки vs. Волноводы 57

Нефть должна использоваться в качестве химического сырья для таких вещей, как одежда, строительные материалы и жилье, но не как топливо 61

System Platform 4.0

NEW!

Простой способ интеграции систем автоматизации и информационных систем на производстве

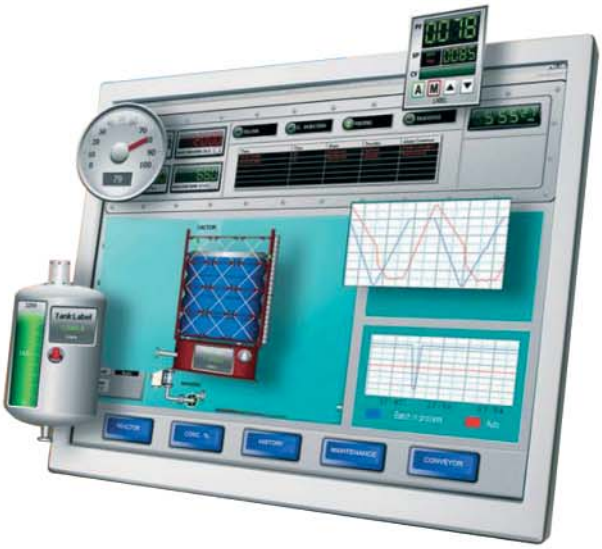
Wonderware Russia

Системная платформа **Wonderware System Platform 4.0** предоставляет широкий набор инструментальных средств для автоматизации производственных процессов и формирования отчетности: сервер промышленных приложений **Application Server** для быстрой эффективной разработки и управления приложениями; реляционную базу данных реального времени **Historian**; информационный web-портал **Information Server** для распределения информации в сети и формирования интерфейсов пользователя. Готовые интерфейсы обеспечивают стыковку с оборудованием от большинства известных поставщиков и изготовителей средств автоматизации.

Системная Платформа обеспечивает интеграцию приложений, связь с устройствами, архивирование производственных данных и быстрый доступ к ним, обработку алармов и событий, безопасность, централизованную диагностику и администрирование и т.п., а также позволяет производить поэтапное безрисковое внедрение решений для наращивания функционала существующих систем.

InTouch 10.1

Свыше 550.000 пакетов InTouch установлены и работают на более чем 150.000 промышленных объектах по всему миру. InTouch обеспечивает интерфейс ко всем основным контроллерам для систем автоматизации - Rockwell, Siemens, Schneider, Unitronics и др., а также используется в системах автоматизации таких известных фирм, как ABB, Honeywell, Foxboro и других поставщиков DCS. Wonderware – единственное стандартное программное обеспечение мониторинга и формирования отчетности для всех основных систем автоматизации.



Дополнительная информация представлена на сайте www.klinkmann.ru

В офисах компании Klinkmann Выможете заказать демо-версию, а также 30-дневную лицензию на использование программного обеспечения Wonderware

Для визуализации процесса системная платформа Wonderware System Platform 4.0 использует удостоенное многочисленных наград программное обеспечение человеко-машинного интерфейса Wonderware InTouch.

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

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

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!

Перед российской экономикой и перед предприятиями ТЭК, в частности, стоит сложная задача по модернизации и технологическому обновлению существующего оборудования. Инновационное развитие ТЭК неразрывно связано с внедрением информационных технологий, которые во многом определяют надежность стабильность и эффективность работы предприятия, способствуют оптимизации как технологических процессов, так и бизнеса в целом, повышению его рентабельности и быстрой адаптации к существенным, порой, непредсказуемым изменениям внешней среды. Стимуляторами роста должны стать краткосрочные и быстроокупаемые IT-проекты и функциональные, надежные и защищенные IT-решения, ориентированные на применение в нефтегазовом комплексе. Причем эти IT-проекты и IT-решения рассматриваются в широком смысле, т.е. начиная от полевого уровня, – датчики, интеллектуальные исполнительные механизмы, программируемые контроллеры – до уровня MES и ERP систем.

Изменения, которые произошли за последние годы в российской экономике, потребовали от предприятий нефтегазового комплекса (НГК) реорганизации своих систем управления. Стало ясно: в новых условиях цена ошибки управленческого решения резко возросла. Поэтому предприятия НГК стали одними из первых крупных потребителей корпоративных информационных систем.

Именно эти выводы подтвердил прошедший с большим успехом в Москве в Центральном выставочном комплексе «Экспоцентр» крупнейший в России и странах Восточной Европы отраслевой смотр – 13-я международная выставка оборудования и технологий для нефтегазового комплекса **«НЕФТЕГАЗ-2010»**. В выставке приняли участие около **1000** экспонентов из **35 стран** мира. **Одиннадцать** стран – Германия, Иран, Италия, Канада, Китай, Нидерланды, Норвегия, Финляндия, Франция, Чехия и Япония – участвовали в выставке **с национальными экспозициями**. Россию на выставке представили **600 компаний**. В этом году выставку посетили около **20 000** специалистов.

Выход первого номера журнала "Автоматизация и IT в нефтегазовой области" был приурочен к ее открытию и распространялся среди участников и посетителей выставки. Журнал вызвал большой интерес, особенно среди специалистов, связанных с разработкой, внедрением и эксплуатацией комплексных систем автоматизации и внедрением новых информационных технологий в нефтегазовой отрасли.

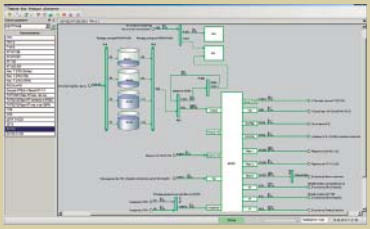
Пятого сентября отмечался День работников нефтяной, газовой и топливной промышленности. Это профессиональный праздник представителей разнообразных газовых и нефтяных специальностей: геологов и буровиков, разработчиков и строителей, транспортников, технологов. Праздник всех тех, кто связал свою судьбу с нефтяной и газовой промышленностью, в том числе и тех, кто решает сложные комплексные задачи создания и внедрения средств автоматизации для нефтегазового комплекса.

В этот праздничный день поздравляем всех работников нефтяной и газовой отрасли с профессиональным праздником. Мы желаем Вам личного счастья и успехов в работе. Пусть никогда беды и несчастья не коснутся Вас и Ваших близких!

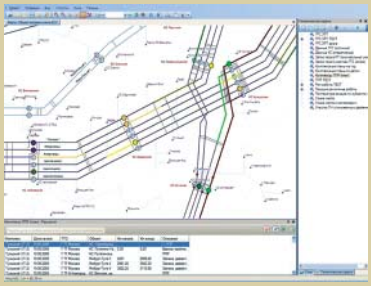
С наилучшими пожеланиями,

редакционная коллегия журнала «Автоматизация и IT в нефтегазовой области».

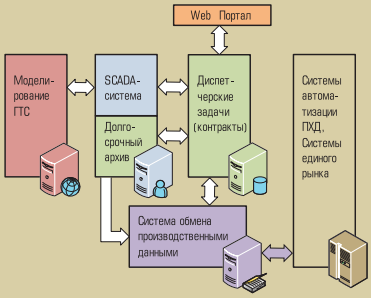
Главный редактор, профессор АВН РФ (отделение «Проблемы безопасности ТЭК»), к.т.н. Егоров Александр Александрович



4 *Пример экранной формы программного модуля "Форма регистрации операций движения"*

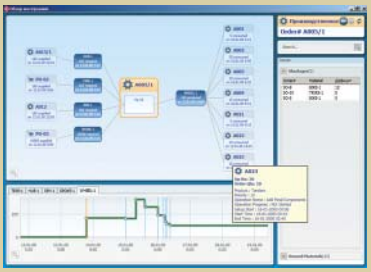


15 *Визуализация плана выполнения комплексов ППР на участке ГТС ЕСГ: разными цветами выделены различные комплексы*



20 *Взаимодействие в системе диспетчерского управления компании E.ON Ruhrgas*

29 *Программно-технический комплекс "TREI"*



37 *"Обзор материалов" – позволяет еще проще контролировать движение материалов и промежуточных изделий между заказами*

СОДЕРЖАНИЕ

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА (ПРОБЛЕМЫ И ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ)

4 М.Ю. САВЕЛЬЕВ (ООО «ИТСК»), В.Н. ФЕДОРОВ (ОАО «Газпромнефть-ОНПЗ»), Н.И. КОВБАСА (ООО «ИТСК»), А.А. БОНДАРЬ, А.Б. ПУЛЬКАНОВ (ОАО «Газпромнефть-ОНПЗ»)
Опыт создания автоматизированной системы учета движения и сведения материального баланса на ОАО «Газпромнефть-ОНПЗ»

12 А. ЕРМАКОВА (Группа компаний ПРОПЛЕКС)
Российский бизнес и глобальное потепление

15 М. ЮРЧЕНКО (компания «НЕОЛАНТ»)
Геоинформационные системы для решения диспетчерских и управленческих задач предприятий газовой отрасли

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

Общие вопросы

20 Н.К. БОГДАНОВ, Н.И. СУШКОВА (ЗАО «АтлантикТрансгазСистема»)
Вопросы интеграции и организации информационных потоков в системах диспетчерского управления нефтегазовых компаний

29 С.В. СИЗЕНЕВ (ООО «ТРЭИ ГмбХ»)
Новые разработки холдинга «TREI» для нефтяной и газовой промышленности

MES-системы

37 А. НЕСТЕРОВА, Т. САМОЙЛОВА (ЗАО «РТСофт»)
Preactor 11: новые возможности планирования производственной деятельности

Управление проектами

42 Е.В. УВАРОВА, Л.Д. ЗУБОВА (ОАО «Гипровостокнефть»)
Комплексная система управления проектами ОАО «Гипровостокнефть»

ТЕХНИЧЕСКИЕ И ПРОГРАММНЫЕ СРЕДСТВА СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ

Автоматизированные системы диспетчерского и технологического управления НГК

49 Ю.Б. ДУБАСОВ, А.В. ПРОКОФЬЕВ (ЗАО «Альбатрос»)
Автоматизированный комплекс контроля и управления блочной кустовой насосной станцией

53 ОАО «Газавтоматика»
Информационно-управляющая система диспетчерского управления (ИУС ДУ) ООО «Газпром добыча Ямбург»

Измерители и регуляторы для НГК

57 В. И. ГРИГОРЧУК
(Компания Метран)
Буйки vs. Волноводы

ОПЫТ АВТОМАТИЗАЦИИ В ЗАРУБЕЖНОМ НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

США

61 УОЛТ БОЙС (CONTROL magazine)
Нефть должна использоваться в качестве химического сырья для таких вещей, как одежда, строительные материалы и жилье, но не как топливо

ХРОНИКА И НОВОСТИ

63 Председатель правительства РФ ознакомился с оборудованием российской корпорации средств связи

64 Разработка и внедрение автоматизированных систем управления. Энергетическое, метрологическое и газовое оборудование для промышленных предприятий

66 Газпром использует MasterSCADA для контроля трубопроводов

67 «Нефть и газ. Топливно-энергетический комплекс 2010» 17-я Специализированная нефтегазовая выставка. 14–17 сентября 2010 г., г. Тюмень

68 Emerson Process Management представляет новый расходомер Метран-150 RFA

69 Новейшая версия сети OneWireless компании HONEYWELL обеспечивает гибкость беспроводных сетей

КОМПАНИИ ОТРАСЛИ

70 НПО «Сенсорика»
71 ЗАО «ЭМИКОН»

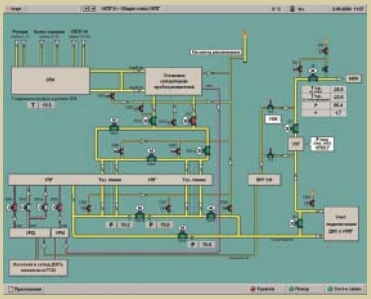
РАЗНОЕ

Разминки словом

72 Б.В. ВОЛЬТЕР
Наука и жизнь

42 *Эффективное управление проектами*

49 *Внешний вид шкафа контроля и управления ШкУ*



53 *Установки комплексной подготовки газа – УКПГ-9*

57 *Rosemount 5300 смонтирован на выпарной аппарат установки сероочистки в успокоительной трубе вместо буйкового уровнемера*

ОПЫТ СОЗДАНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УЧЕТА ДВИЖЕНИЯ И СВЕДЕНИЯ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА НА ОАО «ГАЗПРОМНЕФТЬ–ОНПЗ»

М.Ю. САВЕЛЬЕВ (ООО “ИТСК”), В.Н. ФЕДОРОВ (ОАО “Газпромнефть–ОНПЗ”), Н.И. КОВБАСА (ООО “ИТСК”), А.А. БОНДАРЬ, А.Б. ПУЛЬКАНОВ (ОАО “Газпромнефть–ОНПЗ”)

Рассматриваются методика и средства измерений для коммерческого и внутреннего учета движения нефтепродуктов.

Учет движения материальных потоков на нефтеперерабатывающих производствах – одна из типичных задач, необходимых для управления предприятием. На Омском нефтеперерабатывающем заводе (ОНПЗ) эта задача решается со времен его основания, и суть ее состоит в следующем:

- в описании материальных потоков между установками, резервуарными парками и пунктами поставки сырья и отгрузки продукции в целом по ОНПЗ;
- в регистрации операций движения в производственном процессе – какой продукт, в каком направлении и в какое время перемещается;
- в измерении массы перемещенного нефтепродукта и остатков нефтепродуктов за отчетный период;
- в сведении материального баланса движения нефтепродуктов между подразделениями ОНПЗ за отчетный период для формирования достоверных отчетных данных.

Особенности решения каждой из перечисленных выше подзадач могут меняться с течением времени в зависимости от требований к эффективности управления производством (адекватности и оперативности принятия управленческих решений) и от уровня автоматизации производственных процессов на предприятии.

До настоящего времени решение задачи учета движения нефтепродуктов на ОНПЗ сводилось к следующему.

ОПИСАНИЕ МАТЕРИАЛЬНЫХ ПОТОКОВ

Описание возможных направлений материальных потоков собрано в сводном документе “Инструкция по учету материальных потоков между структурными подразделениями”. Этот уникальный документ, который является результатом коллективного труда многих специалистов, позволил связать в одном месте все вероятные направления материальных потоков, возможные продукты в потоках, резервуарах и системах и основные позиции контрольно-измерительных приборов (КИП) для измерения массы остатков и массовых расходов. Как известно, текстовое описание требует больших трудозатрат для поддержания информации в актуальном состоянии. Этим объясняется тот факт, что уже сейчас в документе имеется устаревшая информация. Последняя дата утверждения Инструкции – февраль 2008 г.

В связи с этим востребованной является такая схема движения нефтепродуктов ОНПЗ, которая бы позволила:

- объединить и систематизировать имеющуюся информацию по описанию материальных потоков;
- повысить наглядность информации за счет графического описания схемы движения с возможными направлениями материальных потоков, наименованиями продуктов, позициями КИП для измерения массовых расходов и остатков нефтепродуктов;

- упростить процедуру поддержания схемы в актуальном состоянии;
- оперативно предоставлять актуальную схему движения нефтепродуктов всем заинтересованным подразделениям ОНПЗ.

РЕГИСТРАЦИЯ ОПЕРАЦИЙ ДВИЖЕНИЯ

Функции регистрации названий продуктов, направлений движения, перевода объекта в ремонт и из ремонта осуществляются средствами различных АСУ ТП и прикладными программами. Тем не менее, все движения между установками и парками, а также внутрипарковые перекачки регистрируются в режимных и диспетчерских листах (на бумажном носителе). Это позволяет проводить ретроспективный анализ движения нефтепродуктов и общего производственного процесса за прошедшие отчетные сутки в течение следующего рабочего дня с определенным уровнем достоверности. Локальная автоматизация регистрации операций на каждом производственном объекте приводит к неоднозначным названиям продуктов, рассинхронизации времени регистрации операций и неопределенности движения на участках общезаводского хозяйства.

Учитывая сказанное, актуальной является потребность в унификации средств и методов регистрации операций, повышении уровня автоматизации регистрируемой информации при соблюдении следующих условий:

- объем регистрируемой информации и детальность схемы движения должны определяться текущими требованиями к учету на предприятии;
- информация по операциям должна основываться на единых справочниках продуктов и объектов схемы движения.

ИЗМЕРЕНИЕ МАССЫ

Для измерения массы около 95 % резервуаров (364 из 382) и материальных потоков (571 из 603) на ОНПЗ оснащено приборами и средствами передачи данных в заводскую информационную сеть (из числа всех технологических объектов, вовлеченных в учет движения в настоящее время). Акцент делается прежде всего на методиках выполнения измерений для коммерческого учета. Алгоритмы расчета массы для технического учета реализованы по-разному в зависимости от средств автоматизации на каждой установке и технических решений в конкретной АСУ ТП. Различные по точности методики на разных установках без учета погрешности измерений приводят к периодическим “выбросам” в разнице учета, что ежегодно отмечается на итоговых отчетах производственного управления в разделе “Структура безвозвратных потерь”. Кроме того, нет четких принципов определения позиции и класса точности КИП на технологических установках и межцеховых трубопроводах, чтобы, с одной стороны, обеспечить учет нефтепродуктов (включая согласование материального баланса) по всей схеме движения ОНПЗ в целом, а с другой стороны, минимизировать затраты на приобретение и установку КИП.

Таким образом, актуальной является потребность в совершенствовании методик и средств выполнения измерений для коммерческого и внутреннего учета движения нефтепродуктов, которые бы позволили:

- реализовать одинаковые алгоритмы расчета массы для всех однотипных участков выполнения измерений;
- вычислять погрешность измерения массы для всех приборов внутреннего учета;
- выполнять централизованное управление вычислениями с целью упрощения обслуживания, наладки, проверки и внесения изменений в вычисления.
- проводить анализ эффективности использования КИП для учета движения нефтепродуктов.

СВЕДЕНИЕ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА

Сведение материального баланса выполняется итерационно по производствам с последующим отнесением остаточного дисбаланса (потерь) на установки первичной переработки нефти. Для выполнения расчетов широко используются электронные таблицы Excel. В силу трудоемкости процесса, сведение материального баланса на ОНПЗ выполняется только за пятидневный период. При ежесуточном учете используются несогласованные значения для анализа “план-факт”, мониторинга потребления энергоресурсов и топлива. Результаты суточного учета и анализа движения нефтепродуктов корректируются за пятидневный период после сведения материального баланса за данный период.

В связи с этим, актуальной является потребность в повышении адекватности и оперативности согласованных значений:

- сведение материального баланса должно осуществляться на основе измерений КИП, по критерию минимизации суммарного среднеквадратического отклонения от измеренного значения в пределах погрешности измерений в целом по всей схеме движения ОНПЗ;
- сведение материальных балансов должно выполняться за суточный период;
- согласованные суточные технико-экономические показатели работы установок должны быть базой для всех производственных задач, которым эти показатели требуются.

СОЗДАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УЧЕТА ДВИЖЕНИЯ И СВЕДЕНИЯ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА НА ОНПЗ

В июне 2005 г. стартовал этап научно-исследовательской работы (НИР) по разработке и реализации автоматизированного способа сведения материальных балансов на основе модели движения материальных потоков на ОНПЗ. По результатам НИР было принято решение о целесообразности проектирования уникальной автоматизированной системы учета движения и сведения материальных балансов. Уникальность разработки обусловлена спецификой выполнения измерений массы нефтепродуктов на всех технологических объектах предприятия, спецификой бизнес-процесса учета движения нефтепродуктов, эксплуатируемой на ОНПЗ производственной информационной системой реального времени PI-System, лабораторной информационной системой Q-DIS/QM и системой управления базами данных для производственных задач Oracle. В качестве программного модуля расчета материального баланса решено было в рамках разработки приобрести и интегрировать модуль PI-Sigmafine.

С 2006 г. по 2009 г. выполнялась разработка автоматизированной системы. Основной акцент (и основные трудозатраты в проекте) был сделан на систематизации информации, разработке методик выполнения измерения массы, разработке и описании бизнес-процесса учета движения и сведении материального баланса, разработке программно-аппаратного комплекса автоматизированной системы.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИК ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЯ МАССЫ

При разработке методик измерения массы (МИ) были выделены группы методик, описывающие порядок выполнения измерений, формулы расчета массы и погрешности измеренной величины:

- МИ по косвенному методу статических измерений (КМСИ);
- МИ по косвенному методу динамических измерений (КМДИ);
- МИ по методу переменного перепада давления;
- МИ по прямым статическому и динамическому методам измерений;
- МИ для сжиженных газов, ароматических углеводородов;
- и др.

В результате проведенной работы на ОНПЗ в общей сложности создано 74 алгоритма расчета массы и погрешности измерения. По всей схеме движения определено 1164 объекта, на которых выполняется измерение массы. Для каждого объекта был определен измеритель с требуемым алгоритмом расчета массы и набор параметров объекта измерения, настроены источники первичных данных из PI-системы и лабораторной системы Q-DIS/QM. Вся справочная информация была занесена специалистами отдела метрологии в базу данных системы средствами программного модуля “Форма ведения справочника измерителей”. Представление справочной информации по измерителям, включая тексты методик выполнения измерения, реализовано через web-портал ОНПЗ.

РАЗРАБОТКА И ОПИСАНИЕ БИЗНЕС-ПРОЦЕССА УЧЕТА ДВИЖЕНИЯ И СВЕДЕНИЯ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА

При разработке и описании бизнес-процесса учета движения и сведения материального баланса были определены границы процесса и детально проработаны все операции: кем эти операции выполняются, какими средствами и при каких условиях.

В рамках всего бизнес-процесса были выделены и взаимно увязаны следующие подпроцессы:

1. Ведение справочной информации:

1.1. справочника производственных объектов;
1.2. справочника схемы движения;

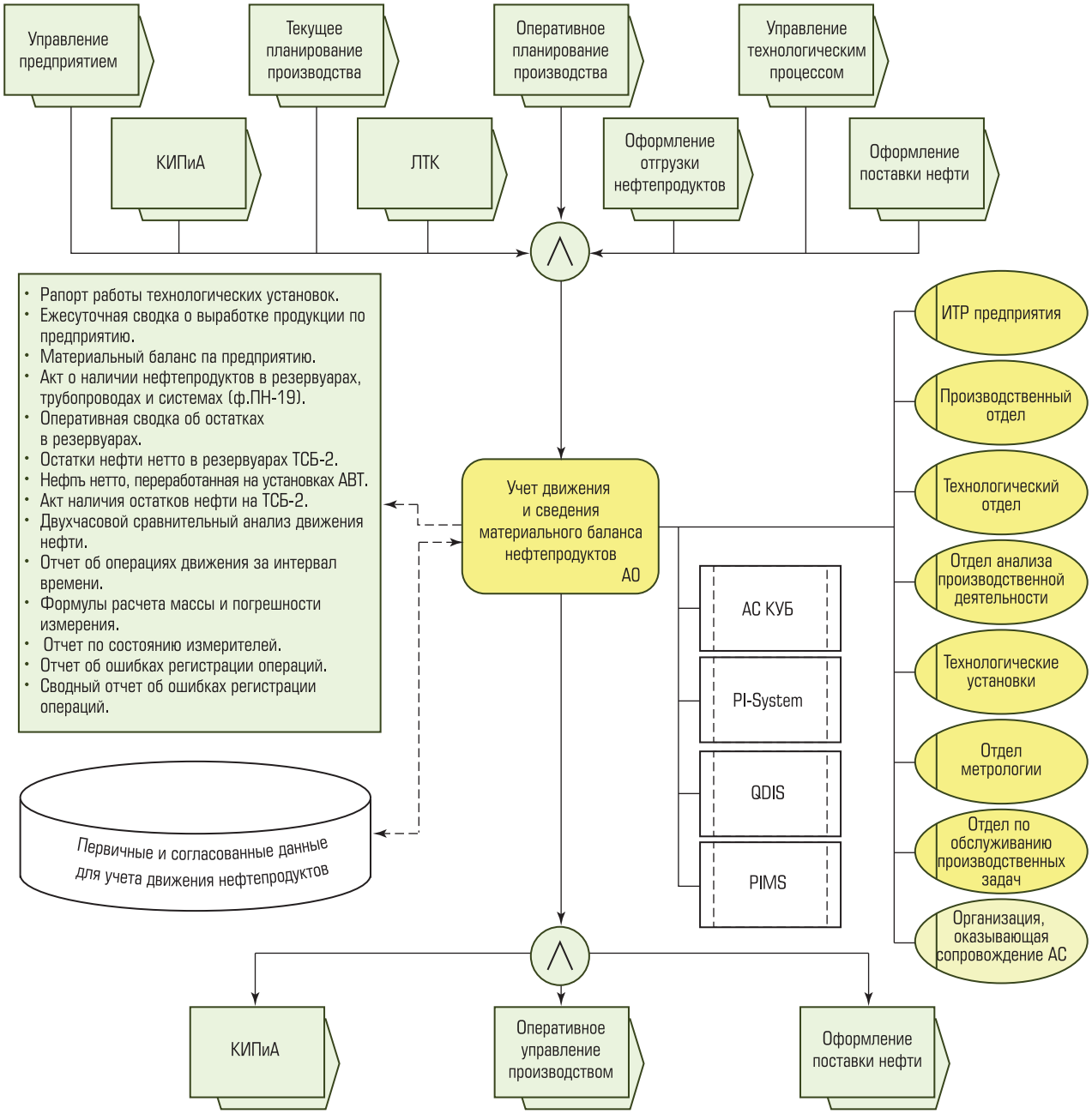


Рис. 1. Графическая модель бизнес-процесса учета движения и сведения материального баланса

1.3. справочника измерителей;
1.4. справочника вариантов работ.

2. Сбор и обработка исходных данных:

2.1. планирование производства по объектам измерения;
2.2. учет первичных данных по объектам измерения;
2.3. учет первичных данных по приему нефти.

3. Контроль движения на уровне:

3.1. установок;
3.2. производства;
3.3. предприятия.

4. Сведение материального баланса:

4.1. расчет материального баланса;
4.2. расчет материального баланса с коррекцией по массе нетто нефти.

Обобщенная модель бизнес-процесса учета движения и сведения материального баланса представлена на рис. 1.

Описание процесса оформлено, согласовано и утверждено в виде документа “Регламент работы с системой”.

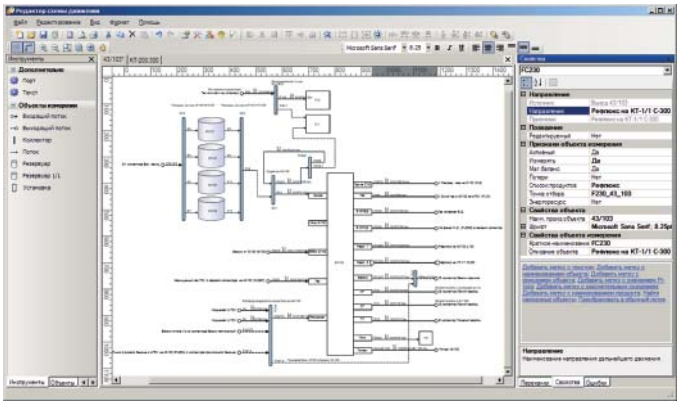


Рис. 2. Пример экранной формы программного модуля "Редактор схемы движения" с открытой диаграммой установки 43/103, как одной из частей единой схемы движения ОНПЗ

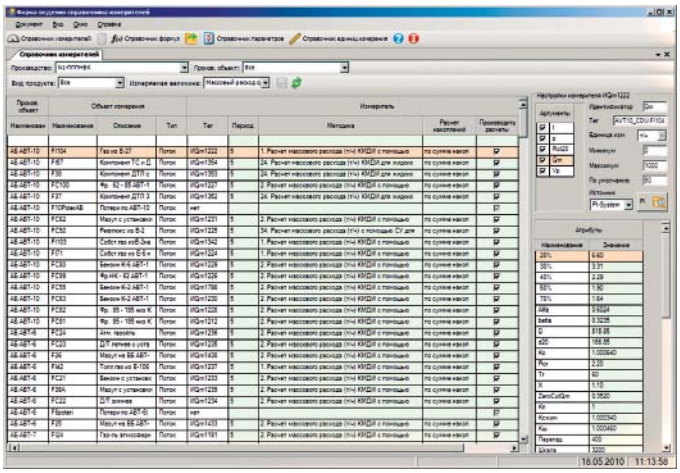


Рис. 3. Пример экранной формы программного модуля "Форма ведения справочника измерителей"

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНО-АППАРАТНОГО КОМПЛЕКСА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ

Разработка велась по спиральной модели жизненного цикла создания автоматизированной системы (АС), когда на каждом этапе уточнялись требования к функциям программного комплекса, создавался прототип программного обеспечения, который передавался ключевым пользователям для оценки достигнутого понимания и пригодности для выполнения бизнес-функций.

Разработка программного обеспечения велась в среде MS Visual Studio на языке C#. В качестве основной системы управления базой данных (СУБД) использовалась СУБД Oracle.

ОСНОВНЫЕ ПРОГРАММНЫЕ МОДУЛИ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ АС

"Редактор схемы движения" – предназначен для создания графической схемы движения нефтепродуктов. Средствами данного программного модуля создаются графические объекты схемы движения заданного типа (поток, установка, резервуар, коллектор), заполняются его атрибуты (краткое наименование, список возможных продуктов объекта, признак измеряемого объекта и т.п.) и устанавливаются взаимосвязи между объектами схемы в виде направленных стрелок потоков. Пример представлен на рис. 2.

"Форма ведения справочника измерителей" – программный модуль предназначен для описания методик расчета массы нефтепродуктов и погрешности измерения. Для каждой методики определяется набор переменных (аргументов) и постоянных величин (атрибутов). Текст методики хранится в виде doc-файла, а алгоритм реализован в виде программных процедур. Для всех объектов схемы движения, оборудованных КИП, в программном модуле создается измеритель, для которого указывается методика расчета массы, и заполняются источники данных для каждого аргумента в виде ссылок на теги из PI-System. Пример представлен на рис. 3.

"Форма регистрации операций движения" – на выделенном персональном компьютере оператора технологической установки загружается часть схемы движения (диаграмма), соответствующая данной технологической установке. Форма позволяет регистрировать начало/окончание операции, отслеживать историю операций, создавать/удалять записи о фактических ремонтах объектов схемы движения, вводить суточные значения масс по объектам, не имеющим автоматические средства измерения (рис. 4).

"АРМ оперативного учета нефти" – модуль предназначен для оперативного сличения масс поставки нефти по данным с узлов учета ОАО "АК "Транснефть" и измерителей нефтяных резервуаров, а также для ввода данных по ежесуточным актам приема-передачи нефти и паспортам качества нефти по узлам учета ОАО "АК "Транснефть". На основании введенных лабораторных показателей качества поступившей партии нефти (по данным ОАО "АК "Транснефть") выполняется расчет массы нетто нефти, поступив-

шей на установки первичной переработки нефти с учетом предварительного смешения с остатками нефти в резервуарах товарно-сырьевой базы ОНПЗ.

"Сервис расчета мгновенных и накопительных масс"

В качестве источника мгновенных первичных данных принята система реального времени PI-System. Сервис расчета мгновенных масс с периодичностью в 5 секунд собирает все первичные данные из PI-System, по заданной методике рассчитывает мгновенную массу нефтепродукта и погрешность измерения и результат сохраняет вновь в PI-System. Таким образом, в PI-System имеется история мгновенных значений массы по всем измеряемым объектам схемы движения, что является базой для расчета накопительных значений массы за любой промежуток времени (за операцию, за час, за сутки и т.п.), а также массы остатков в резервуарах на любой момент времени.

"Сервис поиска ошибок по операциям"

В модуле реализован автоматический контроль движения нефтепродуктов по следующим нарушениям:

- масса в резервуаре изменяется, нет ни одной операции;
- по потоку наблюдается движение нефтепродукта, операция не зарегистрирована;
- для исходящей операции нет согласованной по времени входящей операции;
- для входящей операции нет согласованной по времени исходящей операции.

Результаты работы сервиса отображаются в "Форме регистрации операций" в виде сигнализации на соответствующем объекте схемы движения и используются при формировании отчетов по ошибкам по операциям.

"Средство согласования данных PI Sigmafine"

PI Sigmafine – это приобретенный программный продукт, предназначенный для согласования и корректировки измеренной технологической информации с учетом погрешности измерения. В общем случае продукт предназначен для сведения массовых, энергетических, компонентных, объемных и качественных балансов по установкам, группам установок и заводу в целом. Работа Sigmafine базируется на технологии, которую предоставляют PI System и Analysis Framework. В создаваемой системе программный продукт Sigmafine используется только для расчета материального баланса. Последняя актуальная

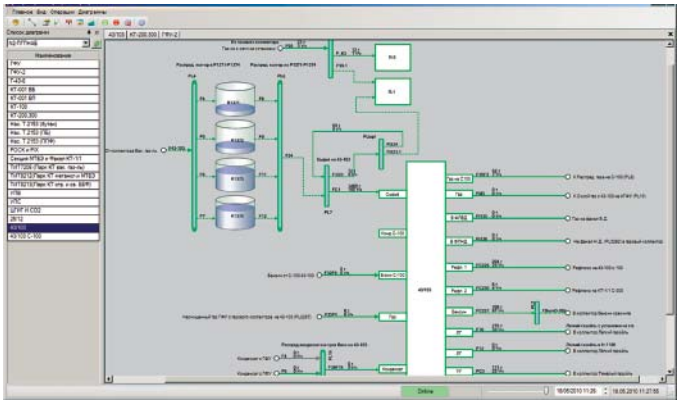


Рис. 4. Пример экранной формы программного модуля "Форма регистрации операций движения"

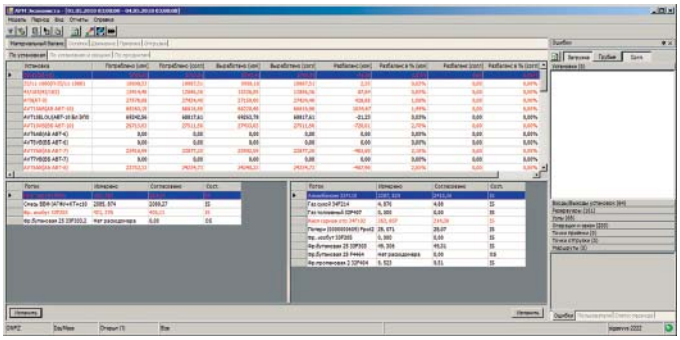


Рис. 5. Пример экранной формы программного модуля "АРМ экономиста"

графическая схема автоматически загружается в Sigmafine, по данной схеме ежесуточно в Sigmafine загружаются значения массы и погрешности измерения, рассчитывается материальный баланс и результат выгружается для формирования отчетов.

"АРМ Экономиста" – обеспечивает русскоязычный человеко-машинный интерфейс для согласования данных в PI Sigmafine и представляет следующие возможности:

- открытие периода согласования;
- загрузку измеренных данных в Sigmafine;
- навигацию по грубым ошибкам измерений;
- исправление грубых ошибок;
- согласование материального баланса за сутки;
- анализ согласованного материального баланса;
- ведение логов исправлений на русском языке;
- закрытие периода и выгрузку согласованных данных для формирования отчетов.

Пример экранной формы "АРМ экономиста" представлен на рис. 5.

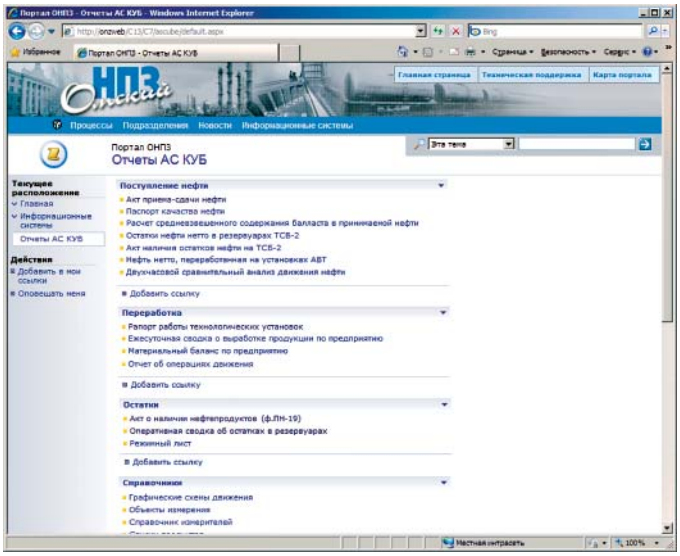


Рис. 6. Перечень отчетов автоматизированной системы на информационном портале ОНПЗ

В рамках проекта был определен минимально необходимый набор отчетов, формируемых в системе, который позволит вывести из эксплуатации аналогичные отчеты, формируемые вручную, без ущерба для текущих потребностей учета и анализа производственной деятельности. Доступ к отчетам автоматизированной системы реализован через раздел “Отчеты АС КУБ” web-портала ОНПЗ. Перечень отчетов автоматизированной системы представлен на рис. 6.

Таким образом, к моменту начала опытной эксплуатации (январь 2010 г.) было установлено 113 экземпляров программ на 73 рабочих местах специалистов. Кроме того, проведено обучение всех задействованных специалистов ОНПЗ в подготовке ежесуточных согласованных данных по учету движения нефтепродуктов:

- по описанию схемы движения – 9 специалистов производственного отдела;
- по управлению вычислениями массы – 7 специалистов отдела метрологии;
- по выполнению процедур регистрации и контроля движения – 212 операторов и начальников установок и резервуарных парков;
- по согласованию материального баланса – 9 специалистов отдела анализа производственной деятельности.

Выполнена наладка бизнес-процесса, когда в соответствии с регламентом последовательно включались в процесс все подразделения.

В настоящее время проводится опытная эксплуатация автоматизированной системы параллельно с существующим процессом учета движения. Ввод системы в постоянную эксплуатацию – июль 2010 г.

ТЕКУЩИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ СОЗДАНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УЧЕТА ДВИЖЕНИЯ И СВЕДЕНИЯ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА НА ОНПЗ

- Специалисты Производственного отдела средствами программного модуля “Редактор схемы движения” создали и поддерживают в актуальном состоянии единую электронную Графическую схему движения нефтепродуктов ОНПЗ, состоящую из 4246 взаимосвязанных объектов.
- Средствами программного модуля “Редактор схемы движения” с правами “только на чтение” доступ к Графической схеме движения нефтепродуктов ОНПЗ предоставлен всем заинтересованным в этой информации подразделениям. Средствами СУБД Oracle доступ к Графической схеме движения нефтепродуктов ОНПЗ может быть реализован для любой АС.
- Операторы технологических установок и резервуарных парков ОНПЗ средствами программного модуля “Форма регистрации операций движения” в соответствии с правами на заданный участок схемы движения регистрируют операции и обеспечивают контроль движения нефтепродуктов на уровне установок. Специалисты производственного отдела средствами программного модуля “Форма регистрации операций движения” регистрируют операции по общезаводским коллекторам и обеспечивают контроль движения нефтепродуктов на уровне производств.
- Специалисты отдела метрологии средствами программного модуля “Форма ведения справочника измерителей” создали и поддерживают в актуальном состоянии 74 алгоритма расчета массы и погрешности измерения, описали и поддерживают в актуальном состоянии 1164 измерителя массы по всем измеряемым объектам Графической схемы движения.
- В процессе текущей опытной эксплуатации уже определены участки схемы движения с зонами неопределенности в распределении массовых расходов между объектами схемы из-за отсутствия минимально необходимых измерений (КИП), а также определены измерители, по которым фак-

тическая коррекция значений в результате сведения материального баланса превышает рассчитанную погрешность измерений в несколько раз. Ожидается, что этот факт позволит в будущем проводить анализ работы КИП на точность и избыточность/недостаточность измерений, чтобы повысить эффективность модернизации КИП на ОНПЗ.

- Отдел анализа производственной деятельности выполняет ежесуточное сведение материального баланса по Графической схеме движения нефтепродуктов ОНПЗ. Расчет материального баланса выполняется средствами программного модуля Sigmafine на основе измерений КИП, по критерию минимизации суммарного среднеквадратического отклонения от измеренного значения в пределах погрешности измерений. Баланс по предприятию за месяц равен сумме суточных балансов (т.е. потребность в непосредственном сведении по пятидневкам отпадает).
- Результаты сведения материального баланса публикуются в виде отчетов на web-портале предприятия для всех заинтересованных подразделений. Средствами СУБД Oracle доступ к ежесуточным согласованным данным по Графической схеме движения нефтепродуктов ОНПЗ может быть реализован для любой АС.

В заключение необходимо подчеркнуть, что ключевым фактором достигнутых результатов явилась постоянная заинтересованность в конечном результате руководства, а также непосредственное участие в проекте производственного управления и управления заказчика ИТАТ ОАО “Газпромнефть-ОНПЗ”.

Савельев Михаил Юрьевич *– начальник отдела систем управления производством ООО “ИТСК”.*
Телефон (3812) 270-328. E-mail: SavelevMYu@omsk.it-sk.ru
Федоров Валерий Николаевич *– начальник управления заказчика ИТАТ ОАО “Газпромнефть-ОНПЗ”.*
Телефон (3812) 649-263. E-mail: Fedorov.VN@omsk.gazprom-neft.ru
Ковбаса Николай Иванович *– главный специалист отдела систем управления производством ООО “ИТСК”.*
Телефон (3812) 270-328. E-mail: KovbasaNI@omsk.it-sk.ru
Бондарь Александр Александрович *– заместитель технического директора, начальник производственного управления ОАО “Газпромнефть-ОНПЗ”.*
Телефон (3812) 640-558. E-mail: Bondar.AA@omsk.gazprom-neft.ru
Пульканов Александр Борисович *– начальник производственного отдела ОАО “Газпромнефть-ОНПЗ”.*
Телефон (3812) 640-558. E-mail: Pulkanov.AB@omsk.gazprom-neft.ru

НОВОСТИ

ВЫСОКИЙ «ПОТЕНЦИАЛ» РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОНИКИ

На выставке “Потенциал-2010” в рамках “Российская неделя электроники” будут представлены программы и возможности отечественных учебных заведений по подготовке кадров для радиоэлектронной промышленности. Ведущие вузы Москвы и других городов готовы предложить предприятиям долгосрочные программы развития кадрового потенциала, курсы повышения квалификации, программы переподготовки персонала.

В работе “Российская неделя электроники” примут участие Московский институт электроники и математики, Тольяттинский государственный университет, Владимирский государственный университет, Казанский государственный университет, Дагестанский государственный университет, Мурманский государственный университет, Пензенская государственная технологическая академия и другие учебные заведения.

В состав “Российская неделя электроники” входят 6 выставочных мероприятий по разработке, производству, поставке компонентов и модулей радиоэлектронной аппаратуры, подготовке инженерных кадров для отрасли, продвижению продукции радиоэлектронного комплекса на отечественном и зарубежном рынках.

Мероприятия пройдут 26-28 октября 2010 года в Москве, в Экспоцентре на Красной Пресне.

Оргкомитет “Российская неделя электроники”.
Служба PR и рекламы
Телефон +7 (495) 287-44-12.
http://www.RussianElectronicsWeek.ru

РОССИЙСКИЙ БИЗНЕС И ГЛОБАЛЬНОЕ ПОТЕПЛЕНИЕ

А. ЕРМАКОВА
(Группа компаний ПРОПЛЕКС)

Рассматриваются проблемы уменьшения выбросов парниковых газов, при этом не сокращая выработки электроэнергии. Утверждается, что снизить эмиссию парниковых газов поможет увеличение доли электроэнергии, производимой на атомных станциях. Ее к 2030 году планируют увеличить на 25 %. Российскими властями принято решение о постепенном увеличении доли альтернативных источников энергии (ветра, солнца, тепла земли) до уровня 4,5 % к 2020 г.

ГОРЯЧО, ЕЩЕ ГОРЯЧЕЕ...

В последние десятилетия ученые наблюдают множество признаков быстрого изменения климата. По всей планете растут среднегодовые температуры, стремительно тают тысячелетние ледники Альп, Гималаев, Гренландии. Говорят о грядущем повышении уровня Мирового океана на несколько метров. Эти пугающие тенденции связывают с резким увеличением доли парниковых газов в атмосфере.

Исследования образцов льда из Антарктики показали, что сейчас содержание углекислого газа (CO_2) в атмосфере максимальное за последние 650 тысяч лет. А еще тревожнее, что за минувшие полвека данный показатель вырос на треть! И главная причина этого в том, что человечество сжигает все больше ископаемых видов топлива: нефти, газа, каменного угля и т.п.

“Ведущие мировые экологи сходятся во мнении, что единственно адекватный ответ на серьезнейшую проблему изменения климата – это планомерное сокращение выбросов парниковых газов, – утверждает А. Кокорин, координатор климатической программы российского отделения WWF (Фонд дикой природы). – Первым реальным шагом на этом пути было подписание в 1997 г. Киотского протокола, к которому за последующие годы присоединилась 181 страна (в том числе и Россия). Этим документом, в частности, предусматривалось введение добровольных квот на выбросы парниковых газов (зафиксированных на уровне 1990 г.) и их постепенное уменьшение”.

ДЕЛО ДВИЖЕТСЯ И НЕ ДВИЖЕТСЯ...

С 2004 г., когда Россия вступила в Киотский протокол, участие нашей страны в нем было почти формальным. Во многом благодаря тому, что квоты на выбросы CO_2 значительно превышали потребности отечественной промышленности и энергетики. В то время как страны Европы усиленно сокращали эмиссию (выделение) углекислого газа за счет повышения энергоэффективности экономики, у нас потребление энергии только росло.

Однако недавно в этом направлении наметился прогресс. Осенью 2009 г. в Копенгагене на 15-й Международной климатической конференции ООН было заявлено, что к 2020 г. Россия планирует сократить эмиссию парниковых газов на 25 % от уровня 1990 г. (более 30 млрд тонн выбросов).

Ориентиры на будущее поистине впечатляют. Но за счет чего можно добиться такого внушительного снижения, при этом учитывая планируемый рост экономики в целом и промышленного производства в частности? Согласно данным Росгидромета, более 80 % выделений парниковых газов приходится в России на энергетику, промышленность, теплоснабжение жилищно-

коммунального хозяйства. Из указанной доли около 70 % выбросов CO_2 в атмосферу осуществляют предприятия энергетической отрасли. Это и неудивительно, учитывая, что почти две трети всей электроэнергии в стране сегодня производится на тепловых станциях – газовых, угольных или работающих на мазуте.

Как же можно уменьшить выбросы парниковых газов, при этом не сокращая выработки электроэнергии? Специалисты утверждают, что снизить эмиссию парниковых газов поможет увеличение доли электроэнергии, производимой на атомных станциях. Ее к 2030 г. планируют увеличить на 25 %. Кроме того, российскими властями принято решение о постепенном увеличении доли альтернативных источников энергии (ветра, солнца, тепла земли) до уровня 4,5 % к 2020 г.

ВОЗДЕЙСТВОВАТЬ РУБЛЕМ ИЛИ КНУТОМ?

В отраслях промышленности, не столь сильно зависимых от государства (таких как энергетика), одних благих намерений и даже законодательных актов недостаточно, чтобы сколько-нибудь серьезно сократить выбросы CO_2. Необходимо желание российского бизнеса участвовать в этом процессе.

Но до недавнего времени никаких реальных стимулов к реализации экологических программ у отечественных промышленников не было. Такие мероприятия требуют огромных денежных вложений в модернизацию оборудования и технологических процессов.

Ситуация стала меняться с тех пор, как Россия постепенно начала входить в международную систему торговли углеродными квотами. Каждая страна, сократив свой “выхлоп”, может продать “излишки” другому государству. Объем накопленных нашей страной квот за срок действия Киотского протокола с 2008 по 2012 г. составляет 5-6 млрд тонн эквивалента CO_2. Однако до сих пор Россия свои квоты не продавала.

Но теперь отечественные компании могут получить финансирование иностранных инвесторов в обмен на разработку проектов по сокращению выбросов парниковых газов. Отбор участников проходит на конкурсной основе. В феврале-марте 2010 г. Сбербанк, который является национальным оператором углеродных единиц, провел первый такой конкурс. По словам специалистов Сбербанка, от предприятий, желающих заработать на бережном отношении к природе, принято 44 заявки на 77,5 млн тонн парниковых газов. Общий объем инвестиций по всем заявкам может составить около 3,5 млрд евро.

Одним из первых о намерении продать квоту на выброс парниковых газов заявил УстьКутНефтегаз – дочернее предприятие ИНК (ООО “Иркутская нефтяная компания”). Предприятие, которое разрабатывает Ярактинское нефтегазовое месторождение в Иркутской области, собирается отказаться от сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) в факелах и сейчас устанавливает оборудование для его обратной закачки в выработанные пласты.

С ГАЗОМ НАМ НЕ ПО ПУТИ?

Кстати, злободневный вопрос использования ПНГ – один из тех, который сейчас решается на удивление эффективно. И даже не столько из-за запаздывающих административных мер, сколько благодаря активности нефтяных компаний.

Пока Россия занимает ведущее место в мире по сжиганию попутного нефтяного газа. Вместо того чтобы продавать в Европу или использовать внутри страны, у нас ежегодно впустую сжигается более 20 млрд $м^3$ ПНГ, что приводит к выбросу в атмосферу до 400 тыс. тонн загрязняющих веществ. По данным Счетной палаты РФ, убытки российской нефтяной отрасли от сжигания попутного нефтяного газа составили в 2009 г. 1,3 млрд долларов.

Такое “разбазаривание” энергоресурсов не могло не обеспокоить власти. Министерства природных ресурсов и энергетики России планируют довести уровень утилизации ПНГ до среднемирового показателя – 95 %. Предполагается, что эту норму введут в действие в 2014 г., а за ее превышение на нефтяные предприятия будут налагать крупные штрафы.

Но некоторые нефтяные компании уже давно озаботились этим вопросом. По словам И. Заикина, начальника Департамента промышленной безопасности, экологии и научно-технических работ компании “ЛУКОЙЛ”, за последние десять лет использование попутного нефтяного газа возросло до 79 %.

Третья по величине российская нефтяная компания ТНК-ВР сможет перейти на 95-процентную утилизацию ПНГ к 2012 г., для чего инвестирует около 700 млн долл. А компания "Сургутнефтегаз" еще в 2007 г. достигла данного показателя (95%) – наивысшего уровня утилизации попутного газа в России. Это стало возможным благодаря запуску двух электростанций ГТЭС-24 и ГТЭС-36 на Русскинском и Биттемском месторождениях нефти и газа, которые позволяют ежегодно утилизировать 500 млн м^3 ПНГ, ранее сжигавшегося в факелах и загрязнявшего атмосферу.

УТЕПЛЯЕМ ЗДАНИЯ – СОКРАЩАЕМ ЭМИССИЮ

Существует такая категория российских предприятий, производственный цикл которых не отличается большой энергоемкостью или необходимостью выбрасывать немалые объемы парниковых газов. В нашей экономике они играют важную роль: их продукция сама по себе помогает сберечь значительную долю энергоресурсов страны и, соответственно, сократить выбросы миллионов тонн углекислого газа. Здесь имеются в виду, прежде всего, производители энергоэффективного оборудования, материалов и конструкций. Это теплоизоляция для фасадов и кровель, энергосберегающие окна и двери, тепловая автоматика и многое другое.

О потенциале энергоэкономии можно судить вот по каким цифрам. На теплоснабжение в России ежегодно расходуется около 200 млн т условного топлива[1], то есть примерно четверть энергоресурсов страны! По экспертным оценкам, благодаря комплексному внедрению энергосберегающих технологий при строительстве нового и модернизации старого жилья сокращение теплопотерь достигает 50 %. Например, замена старых окон на новые энергосберегающие из ПВХ снижает утечки тепла в среднем на 25-30 %.

"Исходя из этих данных, наши экологи провели расчеты. Один погонный метр оконного ПВХ-профиля PROPLEX за месяц сберегает до 500-1000 ккал тепла. Получается: если изготовить окна из 2500 тыс. погонных метров профиля (объемы завода за месяц) и установить их в здания, то за год экономия энергии составит 24 525 Гкал. Для сравнения: такова годовая выработка теплоэнергии небольшой котельной, которая за это время могла сжечь 3400 тыс. м^3 газа или 2771 т мазута", – комментирует Р. Алекперов, руководитель отдела по работе с клиентами Группы компаний *ПРОПЛЕКС* (крупнейший российский производитель оконного ПВХ-профиля по австрийским технологиям).

Специалисты компании "Технониколь", выпускающей теплоизоляцию из каменной ваты, провели свое исследование. Они подсчитали, что в течение срока своей службы (не менее 50 лет) теплоизоляционные материалы позволяют сэкономить приблизительно в 100-150 раз больше энергии, чем было затрачено на их производство. Таким образом, "экологическая окупаемость" теплоизоляционных материалов составляет всего 3-6 месяцев.

В ГРАДУСАХ ОТ КЛИМАТИЧЕСКОЙ КАТАСТРОФЫ

Сокращение эмиссии парниковых газов – первостепенная задача. Для ее решения у человечества осталось не так уж много времени, пока глобальное потепление не стало необратимым. Сберечь планету для последующих поколений поможет только комплексный подход к энергосбережению во всех сферах экономики.

Потенциал энергосбережения в России оценивается в 40-50 % текущего потребления ресурсов. Резервы приходятся на энергетику, промышленность и непроизводительные энергопотери в зданиях. И наша страна, как один из мировых лидеров по объемам выбросов парниковых газов, не должна оставаться на позициях отстающего. Промедление будет стоить слишком дорого.

[1] Единица учета органического топлива, применяемая для сопоставления эффективности различных видов топлива и суммарного их учета.

***Александра Ермакова** – специалист пресс-службы Группы компаний ПРОПЛЕКС.*
Телефон (495) 772-16-67.

ЭМИКОН

закрытое акционерное общество

РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО СРЕДСТВ И СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ПРОЦЕССОВ

НОВЫЕ МОДУЛИ СЕРИИ DCS-2000 - 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.

Новые модули серии DCS-2000 рекомендуются для применения в централизованных и распределенных системах автоматизации во всех отраслях промышленности

Россия, 107241, Москва, а/я 15; Тел./факс: +7(495) 785-51-82, 460-38-44, 460-40-59
E-mail: emicon@dol.ru www.emicon.ru

РЕГИСТР ИСО 9001

АСУ ТП на Siemens

ГРУППА КОМПАНИЙ

СМС®

АВТОМАТИЗАЦИЯ

www.sms-automation.ru

Solution Partner
Automation
SIEMENS

ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ДИСПЕТЧЕРСКИХ И УПРАВЛЕНЧЕСКИХ ЗАДАЧ ПРЕДПРИЯТИЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

М. ЮРЧЕНКО (компания "НЕОЛАНТ")

Рассматривается геоинформационный подход компании "НЕОЛАНТ" при создании программного комплекса визуализации функционирования Единой системы газоснабжения Российской Федерации (ГИС ЕСГ РФ) для Центрального производственно-диспетчерского департамента (ЦПДД) ОАО "Газпром" и ООО "Газпром ВНИИГАЗ". Приводится описание возможностей ГИС на предприятиях газовой отрасли, рассмотрен пример функционирования реальной информационной системы ГИС ЕСГ РФ.

Специфика работы диспетчеров и руководителей предприятий газовой отрасли состоит в том, что они оперируют огромным массивом информации о технологических объектах и газовых сетях. При этом на сегодняшний день, как правило, не существует целостной и удобной для восприятия картины текущего состояния газовых сетей, особенностей их функционирования и возможностей развития.

Информация обычно представлена в лоскутном виде: разрозненные таблицы, графики и т. д. – то есть отсутствует единая информационная система, которая объединила бы и представила в удобном виде все необходимые для анализа данные. В этой ситуации обработка информации – довольно трудоемкий процесс, который включает в себя использование множества расчётных модулей, проведение математического моделирования технологических процессов, реализацию специальных алгоритмов выборки данных, выполнение комплекса аналитических процедур.

Учитывая такие особенности газовых предприятий, как большая протяженность газопроводов и территориальная распределенность объектов на них, компания "НЕОЛАНТ" для поддержки процесса управления ими предлагает использовать геоинформационные системы (ГИС), зарекомендовавшие себя как эффективный инструмент поддержки принятия решений в этих случаях. Так, компания успешно применила геоинформационный подход при создании программного комплекса визуализации функционирования Единой системы газоснабжения Российской Федерации (ГИС ЕСГ РФ) для Центрального производственно-диспетчерского департамента (ЦПДД) ОАО "Газпром" совместно с ООО "Газпром ВНИИГАЗ". Таким образом, "НЕОЛАНТ" имеет успешный опыт в решении газовых задач государственной важности.

АКТУАЛЬНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИС НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ГИС позволяют сформировать единое визуальное пространство газового предприятия, с помощью которого пользователь получает возможность охватить взглядом всю территориально-распределенную организацию во взаимосвязи ее элементов – линейно-протяженных (газопроводов) и "точечных" (насосных станций, крановых узлов, замерных узлов и т. д.) объектов – на картографической основе. При этом ГИС-системы от "НЕОЛАНТ" отличает то, что в них встраиваются функции решения аналитических задач.

Основные возможности, предоставляемые информационными системами, разработанными "НЕОЛАНТ" на базе ГИС-технологий:

- для диспетчеров – удобное для восприятия и анализа представление расчётных и аналитических данных;
- для руководителей – поддержка принятия управленческих решений.

Процесс создания системы на основе ГИС-технологий включает следующие этапы (на примере ГИС ЕСГ):

- Инициатива тематического наполнения системы исходит от заказчика – он осознает задачи, которые должна решать система, и озвучивает их специалистам "НЕОЛАНТ". По желанию заказчика могут быть реализованы любые задачи, которые можно описать с помощью SQL-запросов.
- Специалисты "НЕОЛАНТ" формируют геоинфомационную систему, в которой к карте территории предприятия привязана схема расположения его объектов и сетей, проводят паспортизацию каждого объекта. Объекты распознаются и связываются с графическими элементами, обозначающими их на карте, с помощью системы кодов-классификаторов, затем создается интерфейс под каждую задачу заказчика.
- Интерфейс системы формируется таким образом, чтобы для ее настройки не требовалось никаких специальных знаний, и пользователи (сотрудники заказчика) сами могли настраивать ее для максимально удобного использования. Так, они выбирают варианты графического отображения объектов на карте, например, их выделение различными цветами и назначение табличного представления: какие поля и как выводятся на экран.
- В связи с постоянным расширением спектра задач, которые заказчик хочет автоматизировать, система развивается, этот процесс поддерживает компания "НЕОЛАНТ".

Очень важно, что заказчик активно участвует в создании и настройке системы, это позволяет добиться ее максимальной функциональности и удобства для него. Система на основе ГИС будет полезна на предприятии, имеющем любое географическое положение в стране и рассредоточенном на большие расстояния. Кстати, ГИС ЕСГ – яркий пример территориально-распределенной разработки: в создании решения принимали активное участие ООО "Газпром ВНИИГАЗ" (Московская область), "НЕОЛАНТ" (Москва), "НЕОЛАНТ-Тенакс" (Калининград).

В ГИС Единой системы газоснабжения (ЕСГ) РФ использованы следующие программно-аппаратные средства и технологии: ГИС MapInfo/MapXStream, СУБД Oracle, платформа разработки приложений Microsoft.NET. Компания "НЕОЛАНТ" придерживается принципа мультиплатформенности, сотрудничает с крупнейшими ГИС-вендорами и может разрабатывать свои решения на платформах: Autodesk, Bentley, ESRI, Intergraph.

ПРИМЕР СИСТЕМЫ В ДЕЙСТВИИ – ГИС ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РФ

Единая система газоснабжения Российской Федерации (ЕСГ РФ) – объект федерального значения, управление ею – задача важная и сложная. В какой-то момент специалисты Центрального производственно-диспетчерского департамента (ЦПДД) ОАО "Газпром", управляющие системой, осознали, что без информационных технологий им уже не обойтись.

Программный комплекс, разработанный "НЕОЛАНТ" и ВНИИГАЗ, предназначен для представления в графическом и табличном виде фактических и аналитических данных о технологических объектах газотранспортных систем (ГТС) ЕСГ в привязке к их географическому положению. В качестве основы для отображения информации используется общая типовая схема Единой системы газоснабжения. На сегодняшний день на ней визуализируются: фактическое состояние газопроводов и объектов, результаты оперативного анализа пропускной способности участков ГТС, а также маршрутов поставок газа от источника до потребителей по магистральным газопроводам ЕСГ ОАО "Газпром".

Функциональные возможности комплекса:

- Отображение паспортно-технологической информации об объектах ГТС ЕСГ.
- Поиск объектов по атрибутивным параметрам.
- Визуализация результатов выполнения расчетных задач заказчика на схеме ЕСГ РФ и в табличном виде, а также экспорт в MS Excel для использования в других системах. Информация может быть выведена на экран по каждой задаче в отдельности или по нескольким задачам одновременно, если требуется их отображение во взаимосвязи.

Приведем несколько примеров задач, визуализацию и реализацию которых обеспечивает ГИС ЕСГ РФ на настоящий момент.

1. Контроль и согласование проведения ремонтных и диагностических работ на объектах ЕСГ РФ. Система помогает принять первичное решение о разрешении на ремонт, то есть отследить, например, не мешает ли проведение ремонта на определенном участке движению общих потоков газа (рис. 1). На основании визуальной оценки ситуации руководство может отказать или задержать проведение ремонта на данном участке.
2. Проведение визуальной проверки правильности составления плана-графика ремонтных и диагностических работ на год, выявление и анализ пространственных и временных коллизий. Система помогает оптимизировать последовательность выполнения работ по году благодаря выявлению ошибок планирования, например, наличия одновременных ремонтов на одной линии газопровода, которые могут привести к возникновению критической ситуации.
3. Планирование выполнения комплексов ППР (планово-предупредительных работ) для оптимизации работы предприятия с точки зрения потоков газа и по времени, и по направлению, то есть определяется, например, какой коридор и в какое время будет свободен (рис. 2).
4. Выявление “узких мест” (участков с предельной загрузкой) в системах магистральных газопроводов используется руководителями для принятия решений о своевременном ремонте, замене, реконструкции трубопровода и т. д. (рис. 3).
5. Отслеживание запасов газа внутри газопроводов, поддержание их на оптимальном уровне. Решение этой задачи необходимо для обеспечения своевременной поставки достаточного количества газа и предупреждения возникновения непредвиденных ситуаций, иными словами, для выполнения контрактных обязательств перед потребителями. В ГИС ЕСГ существует возможность визуализации на графике изменения запасов газа на конкретном участке за период времени (рис. 4).
6. Решение других задач: например, составление прогнозов газопотребления, отображение маршрутов транспортировки газа и т.д., состав и функциональные возможности которых постоянно расширяются на основе запросов заказчика.

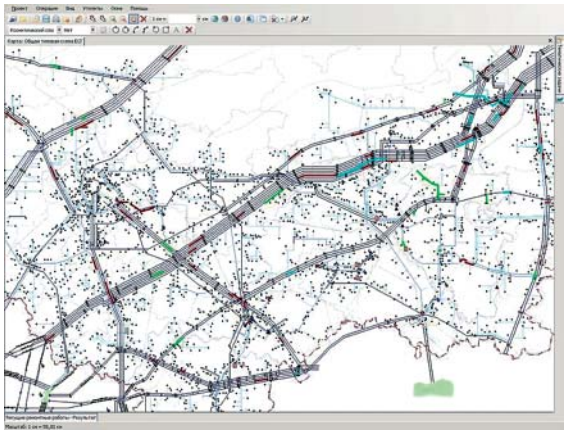


Рис. 1. Отображение ремонтных работ на ГИС ЕСГ: различными цветами обозначено их состояние на разных участках газопроводов (например, текущие или планируемые работы)

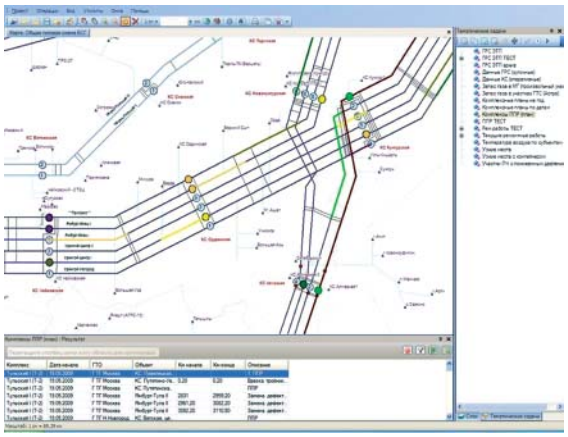


Рис. 2. Визуализация плана выполнения комплексов ППР на участке ГТС ЕСГ: разными цветами выделены различные комплексы

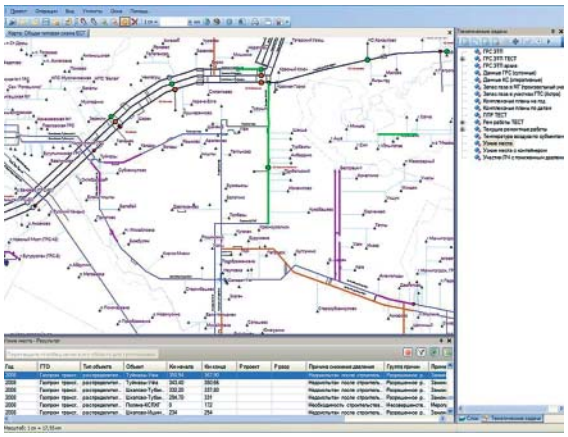


Рис. 3. Отображение “узких мест” разного типа (выделены разными цветами) на участке ГТС ЕСГ

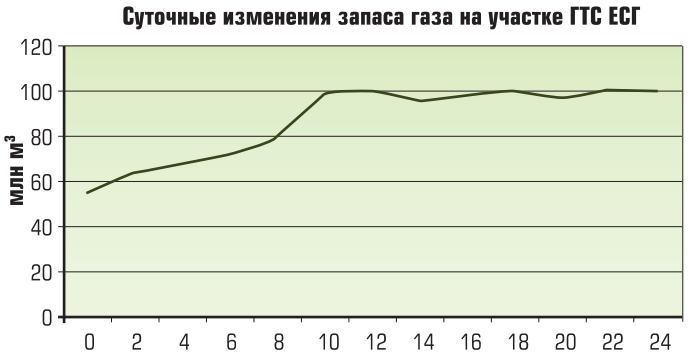


Рис. 4. Отображение суточных изменений запасов газа на графике

ПОДВОДЯ ИТОГИ

Итак, в ходе использования системы заказчик получает следующие возможности:

- единое информационное пространство, которое объединяет, во-первых, все данные о предприятии, во-вторых, его производственные службы на всех уровнях управления, что обеспечивает большую согласованность их действий;
- решение конкретных задач заказчика – именно он является инициатором смыслового наполнения системы;
- оптимизация принятия решений и выполнения работ, которая влечет за собой сокращение временных затрат и, как следствие, возможность выполнять большую работу за тот же период времени;
- удобное представление данных: их графическое отображение настраивается самим пользователем, а не встраивается в систему ее создателем.

Любое газовое предприятие является живым организмом, состоящим из множества взаимосвязанных между собой элементов: газопроводов, технологических объектов и инженерных сетей. Поэтому эффективной для решения диспетчерских и управленческих задач газовой отрасли может быть только та информационная система, в которой реализовано их согласованное функционирование, что и обеспечивают ГИС от “НЕОЛАНТ”. Пример геоинформационной системы Единой сети газоснабжения РФ, разработанной “НЕОЛАНТ” и ВНИИГАЗ, еще раз доказывает этот факт.

ГИС ОТ “НЕОЛАНТ”: ОТ СКВАЖИНЫ ДО АЗС

“НЕОЛАНТ” разрабатывает корпоративные ГИС для нефтегазодобывающих организаций с момента своего образования в 2004 г. и на сегодняшний день является одним из ведущих игроков отрасли.

Эксперты “НЕОЛАНТ” обладают глубокими знаниями задач предприятий нефтегазового сектора. На настоящий момент разработанные в компании ГИС-решения образуют линейку “ГИС: от скважины до АЗС”, то есть охватывают все стадии жизненного цикла продукта отрасли:

- бурение: ГИС мониторинга бурения – реализована в ООО “Бургаз” (ОАО “Газпром”) – одном из крупнейших буровых предприятий России по строительству скважин на территории РФ и за её пределами;
- добыча: ГИС управления данными обустройства месторождения – ООО “ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь” (ОАО “ЛУКОЙЛ”);
- транспортировка: ГИС Единой системы газоснабжения РФ – ОАО “Газпром”;
- переработка: технология 3D генплана промышленного предприятия – ООО “Ставролен” (ЗАО “ЛУКОЙЛ-Нефтехим”);
- сбыт: ГИС нефтепродуктообеспечения – ОАО “ЛУКОЙЛ”.

Заказчики также доверяют компании разработку стандартов в области ГИС.

Пример реализованного проекта: стандарт ОАО “ЛУКОЙЛ” “Цифровые топографические карты и планы масштабов 1:100, 1:200, 1:500, 1:1000, 1:2000, 1:5000, 1:10000, 1:25000, 1:50000, 1:100000, 1:200000, 1:500000, 1:1000000” (Требования к составу, структуре, содержанию, хранению, обновлению и представлению в рамках деятельности организаций Группы “ЛУКОЙЛ”).

“НЕОЛАНТ” создает решения на ГИС-платформах Autodesk, Bentley, ESRI, Intergraph, MapInfo, являясь их официальным партнером и разработчиком. Для решения задач заказчика компания использует также технологии Hewlett-Packard, IBM, Microsoft, Oracle.

Специалисты “НЕОЛАНТ” обладают глубокими знаниями и опытом в области не только ГИС, но и других типов информационных систем – САПР, PLM, PDM, СЭД, АСУП, АСУ ТП, MES и т. д. Сегодня межсистемная интеграция – крайне актуальная задача для нефтегазодобывающих компаний. Поэтому каждая ГИС от “НЕОЛАНТ” представляет собой объединенную базу информации о предприятии, с которой интегрируются уже работающие в организации системы.

Создавая информационные системы, “НЕОЛАНТ” разрабатывает принципиально новые подходы, например:

- временная шкала (“timeliner”) – позволяет моделировать предполагаемое развитие месторождения на протяженном отрезке времени (реализована в ГИС управления данными обустройства месторождения);
- адаптивное связывание данных – позволяет автоматически формировать базу данных системы благодаря присвоению своего кода каждому источнику информации (ГИС полномочных представителей Президента).

“НЕОЛАНТ” создает не только программные продукты, но и аппаратные решения, одно из которых – ITable – электронный стол с сенсорным управлением. ГИС от “НЕОЛАНТ” адаптированы для использования на нем.

ГИС-решения компании: ГИС нефтепродуктообеспечения и ГИС Единой системы газоснабжения РФ награждены золотыми медалями “Innovations for investments to the future”.

Компания “НЕОЛАНТ” – лидер рынка межсистемной интеграции для предприятий топливно-энергетического комплекса. Основное направление деятельности компании – создание и внедрение информационных систем корпоративного уровня по поддержке принятия управленческих решений на основе интеграции технологий САПР, ГИС, PLM, PDM, СЭД, АСУП, АСУ ТП, MES.

Эксперты компании разрабатывают индивидуальные решения под бизнес-задачи каждого клиента. Созданные ими информационные системы для поддержки этапов жизненного цикла объектов промышленного и гражданского строительства используются как на отдельных стадиях, так и обеспечивают сквозное сопровождение объекта. За время работы в компании накоплен широкий спектр типовых решений, среди которых заказчики могут выбрать наиболее подходящее.

“НЕОЛАНТ” входит в TOP100 IT-компаний России по версии компаний “Коммерсант”, “Эксперт РА”, CNews и @ASTERA.

“НЕОЛАНТ” имеет лицензии ФСБ России, Ростехнадзора, Роскартографии, свидетельство СРО о допуске к работам, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства; сертифицирован по ISO 9001:2008. Компания является членом профессиональных объединений: Союза проектировщиков России, Газового Клуба, ГИС-Ассоциации, НАИРИТ.

Мария Юрченко *– копирайтер Департамента маркетинга компании “НЕОЛАНТ”.*
Телефон/факс +7 (499) 999-00-00.
E-mail: pr@neolant.ru http://www.neolant.ru

НОВОСТИ

АСУ ТП EXPERION КОМПАНИИ HONEYWELL ОБЕСПЕЧИТ БЕЗОПАСНУЮ И ЭФФЕКТИВНУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ САМОГО ДЛИННОГО ГАЗОПРОВОДА В МИРЕ

Корпорация Honeywell была выбрана в качестве поставщика систем управления и противоаварийной защиты для самого длинного газопровода в мире. Трубопровод “Запад-Восток-2” протяженностью 8704 км – второй из двух магистральных трубопроводов, сооружаемых для транспортировки топлива из богатого энергоресурсами западного Китая в восточные регионы страны. Корпорация PetroChina – крупнейшая нефтедобывающая компания Китая, являющаяся оператором трубопровода – выбрала для управления эксплуатацией трубопровода и предотвращения опасных инцидентов АСУ ТП Experion® Process Knowledge System (PKS) и систему безопасности Safety Manager компании Honeywell.

Новый трубопровод проходит через 14 провинций, автономных регионов и муниципальных образований Китая; ежегодно по нему будет перекачиваться около 23 млрд кубометров природного газа. Трубопровод сыграет критически важную роль в переходе страны – второго по величине потребителя энергии в мире, уступающего только Соединенным Штатам – с угольного топлива на природный газ. Согласно прогнозам, каждый год транспортируемый по трубопроводу газ будет заменять собой 76,8 млн тонн угля, что снизит выбросы двуокиси серы на 1,44 млн тонн, а выбросы углекислого газа – на 130 млн тонн. PetroChina будет использовать АСУ ТП Experion в качестве основной программной платформы интеграции и управления на 73 диспетчерских станциях трубопровода. Система Experion будет интегрировать подсистемы обработки аварийных сигналов и событий, чтобы операторы трубопровода имели полное представление о функционировании трубопровода. Интеграция в общий комплекс управления системы Safety Manager облегчит реализацию мер по обеспечению безопасности, таких как аварийные отключения, защита оборудования, пожарная и газовая сигнализация и управление в критических условиях.

www.honeywell.com/ps.

Степан Гвоздик
Телефон +7 (495) 797- 61-61.
E-mail: stepan.gvozdik@honeywell.com
Василий Мельников
Телефон +7 (495) 937- 31-70.
E-mail: honeywell@prp.ru

ВОПРОСЫ ИНТЕГРАЦИИ И ОРГАНИЗАЦИИ ИНФОРМАЦИОННЫХ ПОТОКОВ В СИСТЕМАХ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ

Н.К. БОГДАНОВ, Н.И. СУШКОВА
(ЗАО “АтлантикТрансгазСистема”)

Автоматизация функциональных обязанностей диспетчера на современном НГК обеспечивается не только АСУ ТП (SCADA-системой), но и множеством других программ – от электронных таблиц Excel до систем моделирования. В статье рассмотрены типовые информационные потоки между всем множеством программных инструментов диспетчерского управления. Приведены предпочтительные, по мнению авторов, методы реализации информационного взаимодействия.

На сегодняшний день при проектировании и реализации систем диспетчерского управления нефтегазовых компаний (НГК) обычно ставится задача создания единого комплекса, охватывающего задачи диспетчерского управления как центрального офиса, так и филиалов (промышленных площадок). При этом применяется программное обеспечение одного или нескольких производителей с выраженным делением на компоненты, каждый из которых обеспечивает специфическую функциональность. В статье рассмотрены вопросы передачи данных между этими компонентами; особое внимание обращается на то, для решения каких функциональных задач необходим каждый из информационных стыков.

Если для примера подробно рассмотреть обязанности персонала диспетчерской службы газотранспортного предприятия, то можно установить, что на уровне филиала основной задачей является контроль за ходом технологического процесса в соответствии с установленным режимом и выполнение диспетчерских заданий. Под диспетчерским заданием понимаются задания на транзит или поставку потребителям определенных объемов газа (часто дополненные рекомендациями по режиму работы КС). На уровне центральной диспетчерской предприятия к задачам непосредственного контроля технологического процесса добавляется комплекс обязательных производственных задач, связанных с обслуживанием контрактов, – балансирование, возможно, планирование, составление заданий для филиалов, контроль за ходом плановых и аварийно-восстановительных работ. Также выполняется подготовка всевозможных отчетных документов в соответствии с требованиями руководства, контрагентов, государственных регулирующих и налоговых органов.

Автоматизация указанных технологических и производственных задач требует различных исходных и справочных данных, временной регламент их выполнения также различен – все это обуславливает факт наличия различных информационных систем, дополняющих “классическую” SCADA-систему (или АСУ ТП в российской терминологии), и актуальность их взаимной интеграции.

Какая архитектура информационного взаимодействия – индивидуально настраиваемого между каждой парой компонентов, которым необходим доступ к информации друг друга, или с подключением компонентов и передачей информации через некоторый интеграционный модуль – наиболее эффективна? Оба подхода применяются, и однозначного ответа, какой из них лучше, практика интеграционных

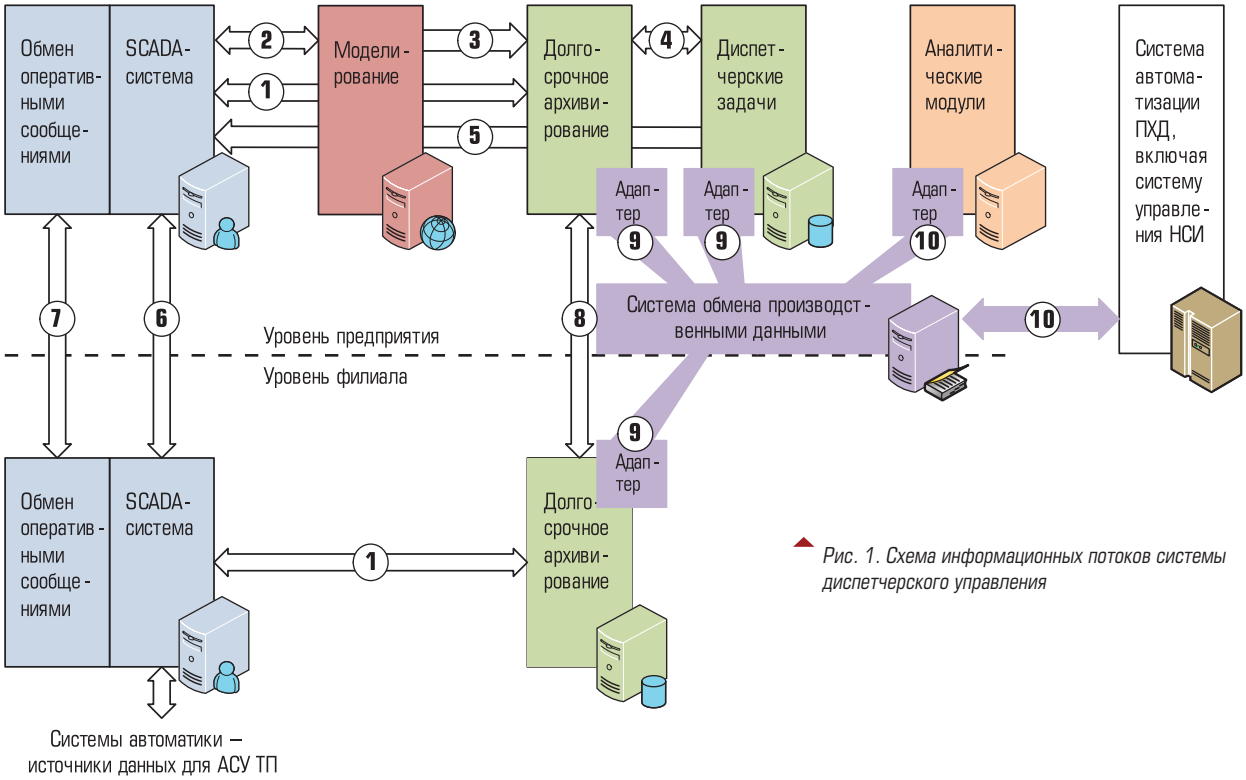


Рис. 1. Схема информационных потоков системы диспетчерского управления

решений не дает [1, 2]. Применительно к задаче создания единой системы уровней предприятия и филиалов показано (рис. 1) возможное и, на наш взгляд, наиболее рациональное решение: все информационные стыки, так или иначе связанные с подсистемой реального времени, остаются непосредственными, т.е. организованными между источником и конечным получателем информации и, таким образом, речь идет об интеграции данных. Однако для производственных задач, выполняемых по регламенту, целесообразно обеспечить интеграцию приложений с использованием специального коммуникационного программного обеспечения.

Далее в качестве примера рассмотрены предпосылки создания и механизмы реализации следующих информационных потоков:

- передача данных между SCADA-системой и долгосрочным архивом;
- взаимодействие SCADA-системы с ПО гидравлического моделирования;
- архивирование расчетов (включая прогнозы) моделирования в долгосрочном архиве;
- взаимодействие комплекса производственных задач (диспетчерское управление вне реального времени) с долгосрочном архивом;
- передача данных из комплекса производственных задач в SCADA-систему;
- взаимодействие подсистем реального времени уровней диспетчерских предприятия и филиала;
- специальная задача обмена оперативными сообщениями между уровнями предприятия и филиала;
- взаимодействие долгосрочных архивов уровней предприятия и филиала;
- обеспечение доступа специального коммуникационного ПО к долгосрочным архивам, данным производственного управления;
- передача данных в системы анализа и финансово-хозяйственного управления.

Вопросы взаимодействия SCADA-системы с источниками данных – локальными системами автоматики (системы телемеханики, САУ цехового уровня и т.п.) освещены в [3] и в данной статье не рассматриваются.

SCADA-СИСТЕМА ↔ ДОЛГОСРОЧНЫЙ АРХИВ

Любая SCADA-система имеет встроенную возможность архивирования поступающих значений для последующего построения графиков. Однако, как правило, эти оперативные архивы ограничены по времени или объему данных. Более того, при необходимости рабо-

ты с данными большого временного интервала работать с архивом сырых данных нецелесообразно. Применение специализированной системы долгосрочного архивирования снимает как ограничения по объемам/срокам хранения, так и обеспечивает функции автоматического расчета средних значений за временные интервалы (час, сутки, месяц, год).

Важно, что в отличие от SCADA-системы, где каждый из параметров, по которым настроены сбор и архивирование данных, используется индивидуально, то для данных, сохраненных в долгосрочном архиве, частыми являются выборки временного ряда не одного конкретного параметра, а группы, в которую по некоторому признаку объединены несколько объектов. Для этого необходимо хранить нормативно-справочную информацию о типизации объектов SCADA-системы. Ввод и поддержание актуальности этой НСИ может осуществляться или человеком с помощью специализированного интерфейса, или НСИ может выгружаться из SCADA-системы автоматически, наряду с оперативными данными. В любом случае хранение НСИ реализуется в специальной модели данных (структуре таблиц), не связанной непосредственно с моделью оперативных данных.

В случае реализации долгосрочного архива средствами реляционной СУБД наиболее распространенный механизм – SQL-запросы вставки данных, однако система архивирования может быть реализована и как активный элемент, сам собирающий значения при их изменениях и использующий для связи со SCADA-системой, например, связку OPC-клиент – OPC-сервер [4].

Доступ к сохраненным в архиве значениям обычно необходим для формирования отчетов и осуществляется из специализированных программ. Но и обратная передача значений в SCADA-систему может быть задействована, если в долгосрочный архив поступают данные еще и от других систем и требуется обеспечить их визуализацию на АРМ диспетчера наряду с данными реального времени. Как показано далее, примером могут служить результаты прогнозного моделирования.

SCADA-СИСТЕМА ↔ СИСТЕМА МОДЕЛИРОВАНИЯ

Для эффективного и безопасного управления такими сложными объектами, как сеть трубопроводов, нефтяной или газовый промысел, важно знать полную информацию о состоянии объекта не только на текущий момент, но и на ближайшее или даже предсказуемо далекое будущее. Это достигается использованием систем моделирования, которые в общем случае обладают функциональностью:

1) Оперативного моделирования. По ряду измеренных параметров рассчитывают профили основных технологических параметров и значения, которые невозможно измерить, такие как запас газа в трубе или потери при транспортировке. Более того, сравнение результатов расчетов с текущими измерениями позволяет в определенной степени контролировать состояние оборудования КИПиА.
2) Прогнозного моделирования, позволяя заранее предсказать изменение параметров технологического процесса при текущих условиях и, соответственно, оценить желательность такого развития событий.
3) Вариантного моделирования, когда оценка будущего состояния производится с учетом подачи в определенные моменты управляющих воздействий (открытие/закрытие кранов, пуск/останов агрегатов).

Исходя из вышесказанного, передача информации из SCADA-системы в систему моделирования необходима для постоянного поддержания последней в актуальном состоянии; возврат результатов оперативных и прогнозных расчетов в SCADA-систему является механизмом гарантирования большей информированности и готовности к принятию решений диспетчером. Также отметим, что поскольку наилучшие результаты достигаются при моделировании крупного участка сети, то желательно моделировать целиком всю сеть на уровне предприятия, возвращать результаты в SCADA-систему ЦДП и затем из нее раздавать рассчитанные и прогнозные значения в SCADA-системы отдельных филиалов.

Примером внедрения двунаправленного стыка системы моделирования и SCADA-системы может служить система поддержки принятия решений в центральной диспетчерской межпромыслового коллектора Уренгойского НГКМ, рассмотренная в [5]: система моделирования потоков газа “АСТРА” по переданным в нее текущим параметрам определяет направления и объемы перетоков газа в коллекторе. Данная информация возвращается в SCADA-систему для отображения на мнемосхемах АРМ диспетчера. Другой пример – тренажерные комплексы подготовки диспет-

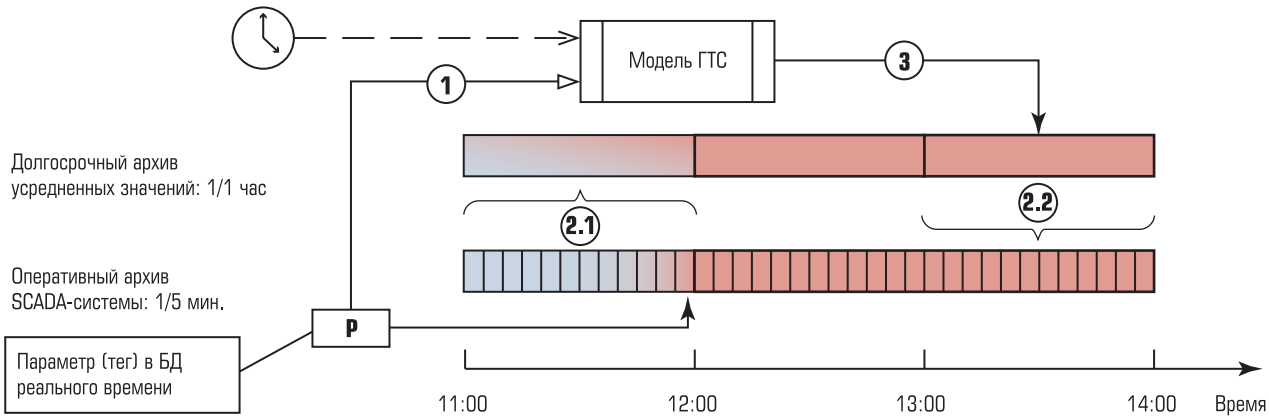


Рис. 2. Схема формирования и хранения прогнозных значений

черов, представляющие собой связку системы реального времени СПУРТ и системы моделирования "Веста". При этом обычно передача данных реализована через обменные файлы, что требует дополнительной настройки экспорта/импорта. Повысить быстродействие взаимодействия (что необходимо, если на систему моделирования также возложена функция обнаружения утечек) может применение стыка с использованием протоколов передачи данных, например, OPC. Однако реальную интеграцию демонстрируют системы, разработанные одним производителем, в которых система моделирования фактически является частью системы SCADA и использует ее базу данных для хранения измеренных и рассчитанных значений, сведений о структуре трубопроводной сети, условно-постоянных параметрах. Примером такого симбиоза могут служить продукты PSIControl и PSIGanesi – разработки компании PSI AG.

СИСТЕМА МОДЕЛИРОВАНИЯ → ДОЛГОСРОЧНЫЙ АРХИВ

Врожденной проблемой большинства SCADA-систем является отсутствие логической взаимосвязи между отдельными сигналами (тегами), которая явно вводится, например, в реляционных СУБД. Даже если база данных SCADA-системы реализована в виде дерева объектов, или отношения вложенности задаются правилами именования тегов, но такая система, во-первых, не описывает все возможные варианты отношений между объектами, и, во-вторых, требует ручной настройки в каждом конкретном случае, а следовательно, не надежна.

Поэтому, при наличии технической возможности прогнозное значение желательно сохранять не в отдельном объекте (теге) БД SCADA-системы, а в том самом объекте, для которого сделан прогноз. Одним из технических решений может быть сохранение прогнозного значения в архиве "в будущем" от текущего момента времени. Это позволит оперировать данным значением теми же методами, что и с "настоящими" архивами, сохраненными за прошедшее от текущего момента время, в частности, строить график без дополнительных ухищрений по комбинации архива одной величины и мгновенного значения другой. По мере хода времени прогнозное значение в архиве будет заменено на реально прошедшее, но в том большинстве случаев, когда нас не интересует архив прогнозов, это нормально.

Поскольку регламент прогнозирования, как правило, предусматривает запуск модели существенно реже, чем архивирование истории изменений, например, 1 раз в час, то прогнозное значение целесообразно помещать в долгосрочный архив. Упомянутое выше чтение SCADA-системой данных из долгосрочного архива – это чтение прогнозного значения и интерполяция значений в краткосрочном архиве между текущим значением и прогнозным, применяемое для построения графика.

На рис. 2 показан пример передачи данных, характеризующих состояние некоторого параметра "P" технологического процесса. Внутри SCADA-системы происходит оперативное архивирование текущего значения с заданной периодичностью (обычно – от 1 с до 5 мин). В момент наступления нового часа (12:00) по массиву данных оперативного архива проис-

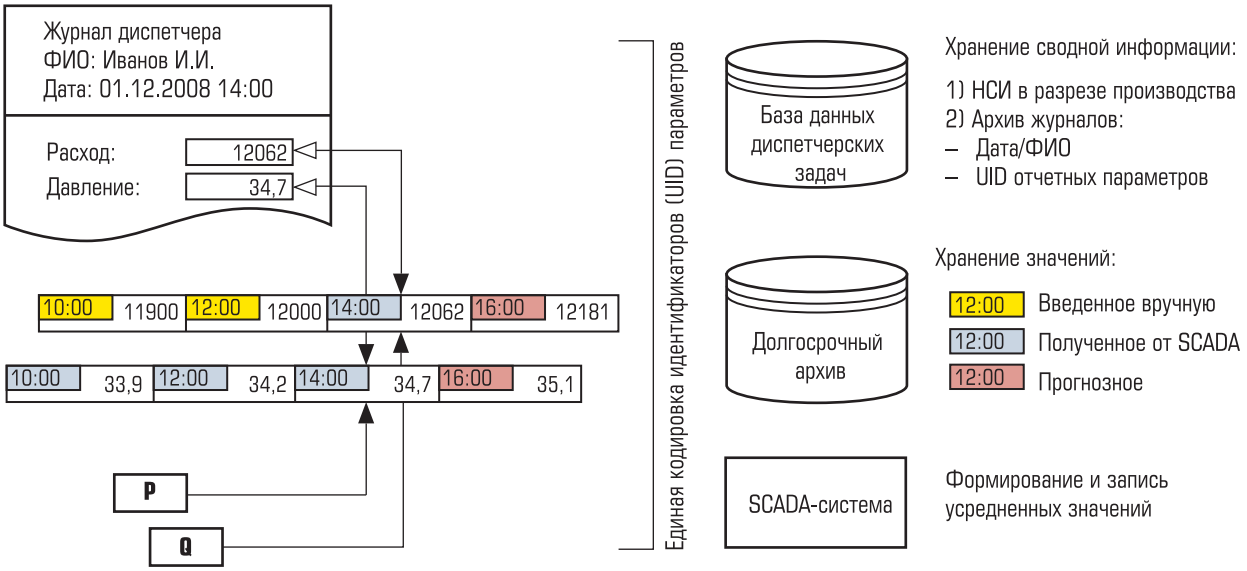


Рис. 3. Объединение архивных данных в форму журнала диспетчера

ходит расчет одного среднечасового значения (2.1), которое записывается в ячейку долгосрочного архива. В этот момент в нем уже хранится прогнозное значение P на 12:00, которое было сформировано в 10:00. Это значение замещается рассчитанным усредненным.

В то же время, по сигналу таймера система моделирования ГТС запрашивает из SCADA-системы текущие значения используемых моделью параметров (1) и рассчитывает, какими они будут через 2 часа. Эти значения записываются в долгосрочный архив (3). Для обеспечения визуального контроля на графике в SCADA-системе прогнозное значение интерполируется, и формируется массив значений, заполняющих краткосрочный архив (2.2).

КОМПЛЕКС ДИСПЕТЧЕРСКИХ ЗАДАЧ ↔ ДОЛГОСРОЧНЫЙ АРХИВ

Вне реального времени для контроля и управления технологическим процессом на газотранспортных предприятиях России используются такие документы, как:

- *Журнал диспетчера* – документ с постоянной структурой, отдельные части которого заполняются диспетчерами на ЛПУ и затем объединяются в сводный отчет в ЦДП. В составе журнала диспетчера есть 2-часовой и суточный разделы, информация в которых соответственно фиксирует параметры технологического процесса и обновляется каждые два часа или раз в сутки при наступлении “контрактного часа” (обычно 10:00 московского времени). Кроме числовых значений, в журнал диспетчера также заносятся сведения о ремонтах оборудования.
- *Диспетчерское задание* – указание вышестоящего уровня управления по требуемым целевым значениям отдельных параметров технологического процесса. Центральные диспетчерские ОАО “Газпром”, ООО “Межрегионгаз” рассылают диспетчерские задания факсом или телеграммой; между уровнями ЦДП и ЛПУ в подавляющем большинстве случаев используется устная передача по телефону.

При наличии технической возможности, мы считаем целесообразным отказаться от существующего отдельного хранения архива сформированных журналов диспетчера (часто – файлы Excel) и архивных данных SCADA-системы. При наличии для каждого из параметров, фигурирующих в журнале долговременного архива часовой (2-часовой, суточной) периодичности, можно представить журнал как массив ссылок на архивные значения, с использованием кодировки НСИ (имен объектов), принятой в SCADA-системе. Диспетчер, заполняющий журнал, должен иметь возможность как принять автоматически сформированное архивное значение, так и вручную его откорректировать, тогда именно оно сохранится в архиве на данный час. Схема подобного объединения архивных данных показана на рис. 3. Мы считаем, что данный под-

ход можно рассматривать как промежуточный шаг к увеличению роли именно измеренных данных реального времени при формировании отчетности. Ведь на предприятиях транспорта и распределения газа в Западной Европе ведут архивы исполнения контрактных обязательств, а не сформированных к определенному часу с применением ручного труда "снимков состояния ГТС", чем являются российские журналы диспетчера. Для единообразия реализации в базу данных SCADA-системы и долгосрочного архива целесообразно добавить и те отдельные параметры, которые фигурируют в журнале диспетчера, но по которым отсутствует поступление измеряемых значений.

Передача информации между базами данных долгосрочного архива и диспетчерских задач реализуется, в отличие от остальных рассматриваемых информационных стыков, не в автоматическом режиме по регламенту, а через прикладную программу с графическим интерфейсом, с которой работает специалист диспетчерской службы.

КОМПЛЕКС ДИСПЕТЧЕРСКИХ ЗАДАЧ → SCADA-СИСТЕМА

Однонаправленная связь. Поскольку диспетчерское задание носит ситуативный характер, т.е. определяет целевые значения отдельных параметров ТП, перечень которых может меняться, наиболее эргономичным представляется отображение диспетчерского задания на АРМ SCADA-системы, используемых диспетчером в непосредственной работе. Опять же для логического объединения контролируемого параметра и его целевого значения нужно не вводить в SCADA-систему отдельный объект, а использовать атрибуты существующего. По смыслу таким существующим атрибутом, реализуемым практически любой системой, являются уставки, при этом в большинстве SCADA-систем есть возможность задать, как правило, не менее четырех уставок для одного аналогового сигнала: верхние и нижние предупредительные и аварийные. Поэтому для наиболее распространенного случая целесообразно зарезервировать использование предупредительных уставок для хранения диспетчерского задания, а аварийные настраивать в соответствии с физическими ограничениями на параметры технологического процесса. На рис. 4 показано, как на графике могут быть сгруппированы архивные, прогнозные и управляющие

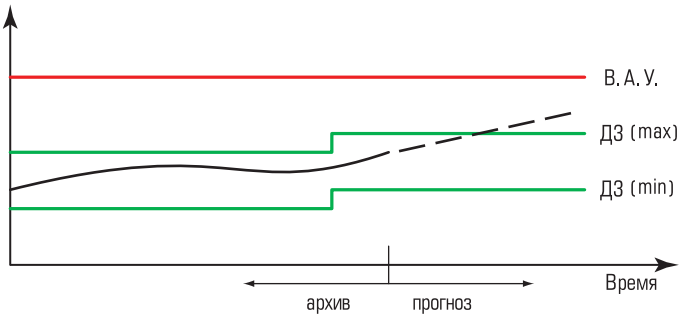


Рис. 4. График, объединяющий архивные, прогнозные значения и диспетчерское задание

(минимальное и максимальное допустимые значения параметра в соответствии с диспетчерским заданием и верхняя аварийная уставка) данные, относящиеся к одному параметру. График также может показывать изменение с течением времени не только самого измеряемого значения, но и эволюцию диспетчерского задания для него.

Технически изменение уставок или запись значений сигналов реализуется при доступе через интерфейс прикладного программирования (API) или OPC-сервер, возможно – через изменение промежуточного, специально введенного сигнала, если прямой доступ к уставкам не предусмотрен, но есть возможность задать один сигнал в качестве уставки для другого. Естественно, что диспетчерское приложение взаимодействует с локальной по отношению к нему SCADA-системой в ЦДП; распространение уставок на ЛПУ – еще одна функция, которая должна обеспечиваться механизмом взаимодействия SCADA-систем уровней ЛПУ и ГТП между собой.

ПЕРЕДАЧА ДАННЫХ МЕЖДУ SCADA-СИСТЕМАМИ УРОВНЕЙ ЛПУ И ГТП

С функциональной точки зрения обмен технологической информацией между двумя SCADA-системами должен обеспечивать информирование диспетчера вышестоящего уровня управления о ситуации на территориально удаленных технологических площадках и обратную передачу управляющих воздействий. Однако техническая реализация данного вида взаимодействия предусматривает большое число вариантов, в зависимости от выбора технологии информационного обмена. Рассмотрим преимущества и недостатки двух наиболее характерных из них: передачу файлов и передачу отдельных сигналов.

Очевидно, что для высокочастотного уведомления верхнего уровня об изменениях на нижнем уровне, характеризующемся изменением отдельных значений, протоколы взаимодействия, ориентированные на передачу отдельных сигналов, предпочтительнее. На текущий момент, наиболее универсальный из них, реализованный в подавляющем большинстве SCADA-пакетов – это OPC. Известные ограничения этого протокола по работе в распределенных сетях передачи данных масштаба региона снимаются применением ПО промежуточного слоя – средствами "туннеллирования" OPC-запросов.

Однако и OPC, и большинство других протоколов передачи данных, первоначально разработанных для задач взаимодействия SCADA-систем с контроллерами, а не друг с другом, имеют ряд принципиальных ограничений, связанных с непредставлением практически никакой нормативно-справочной информации о контролируемом объекте. Связать каждый из присутствующих в адресном пространстве сигналов с характеристикой оборудования или параметром ТП, который он описывает, можно только по результатам "ручного" анализа его символьного имени и то в случае, если разработчик придерживался определенной системы наименования и документировал ее.

В отличие от применения стандартизированных протоколов передачи данных, обмен информацией с помощью файлов – практически всегда частное решение, применяемое в случаях, когда требование скорости доставки информации уступает необходимости передавать данные единым набором, содержащим массив значений и связанный массив НСИ. Формат файла (двоичный, текстовый, XML) определяет система-клиент, располагаемая на вышестоящем уровне управления; примером может служить программный комплекс АССПООТИ, пользователь которого – ЦПДД ОАО "Газпром" – имеет возможность обязать все региональные ГТП формировать обменные файлы требуемого формата. Передача файлов, особенно выполняемая с помощью специализированного транспортного ПО, также обладает преимуществом более четкого контроля доставки информации до адресата.

Техническим решением, объединяющим достоинства обоих рассмотренных методов, является использование протокола ICCP (Inter-Control Center Communication Protocol, также известен, как IEC 60870-6/TASE.2), специально разработанного для взаимодействия диспетчерских пунктов между собой. Он предусматривает возможность передачи блоков технологической информации различных типов, содержащих требуемый объем НСИ. В литературе [6] описана сеть обмена технологической информацией предприятий электроэнергетики США, построенная регулятором – NERC (Североамериканский совет по надежности электроэнергетики); в качестве протокола передачи данных применяется ICCP/TASE.2. Аналогично построена структура, обеспечивающая информационные обмены между газотранспортными предприятиями в Западной Европе.

ОБМЕН ОПЕРАТИВНЫМИ СООБЩЕНИЯМИ

Оперативные сообщения – это своеобразная система документооборота производственно-диспетчерской службы, фиксирующая связанные с технологическим управлением события. В систему оперативных сообщений включают как факсы и управляющие документы от руководства, так и записи о проводящихся ремонтах или огневых работах, поломках оборудования, вызовах дежурной машины, выездах работников на трассу и т.п. В качестве подобного журнала могут использоваться внедренные на предприятии системы документооборота или, например, в упрощенном варианте система электронной почты, но, как правило, оперативные сообщения интересны не только сами по себе, а в привязке к конкретному технологическому объекту. Диспетчера интересуют не только последние поступившие распоряжения и события по всей газотранспортной сети, но и, в случае работ на конкретном объекте и оборудовании, что происходило, и какие распоряжения выдавались ранее относительно интересующего объекта. Подобные журналы сообщений тем ценнее и технически более сложны, чем выше уровень управления и чем больше отделов с разными интересами и правами доступа задействованы в работе. Введенные в такую систему документы, как и в обычной системе документооборота, нуждаются в согласовании и утверждении, установке уровня важности, разграничении прав доступа и, при необходимости, срока действия. Для уровней ЛПУ и ГТП особенно ценна привязка сообщений именно к технологической модели SCADA, поэтому может быть целесообразнее встраивать систему обмена сообщениями в SCADA-пакет, а не использовать универсальную систему электронного документооборота.

ОБМЕН ДАННЫМИ МЕЖДУ ДОЛГОСРОЧНЫМИ АРХИВАМИ

Как правило, долгосрочный архив ведется на основании существующих "локальных" оперативных данных. Передача массивов архивной информации, характеризующих состояние технологического процесса за прошедший промежуток времени, между системами долгосрочного архивирования разных уровней управления обычно не осуществляется. Но в том случае, если долгосрочный архив используется для хранения отчетной информации (в прошлом), представляемой нижним уровнем управления вышестоящему, и для хранения прогнозной информации (в будущем), сообщаемой "сверху вниз", то необходима реализация двунаправленного обмена информацией.

Большинство СУБД содержит встроенные механизмы репликации данных, но в данной частной задаче использовать такие механизмы нецелесообразно, так как правила репликации различны в зависимости от типа информации. Так, в большинстве случаев, исправленное вручную значение не может быть заменено автоматически измеренным, или введенная вручную корректировка на верхнем уровне не может быть заменена данными снизу и т.д. Таких правил бывает слишком много и для успешной репликации средствами СУБД обычно реализуют собственные механизмы на базе экспорта/импорта данных в файлы или удаленного вызова SQL-запросов. В этом контексте перспективным решением будет использование тиражируемого интеграционного ПО, рассматриваемого далее.

ПЕРЕДАЧА ДАННЫХ ДИСПЕТЧЕРСКОЙ ОТЧЕТНОСТИ СИСТЕМАМ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА

Интерпретация поступающих данных реального времени и результатов моделирования, принятие решений и формирование технологической отчетности являются фактически основной круглосуточной работой оперативного диспетчерского персонала ГТП. Но анализ производственных и финансовых показателей работы предприятия и тем более принятие руководящих решений по его результатам не подчинены таким же жестким регламентам, и в системах производственно-финансовой автоматизации использование диалогового интерактивного режима должно быть сведено к минимуму: выделенного персонала для выполнения рутинных операций нет. При этом самих рутинных задач отслеживания и расчета различных показателей деятельности предприятия – множество. Поэтому в случаях, когда не требуется передача данных в реальном времени, т.е. выполняется обмен не технологической, а производственной и отчетной информацией, необходимо рассмотреть целесообразность применения ПО класса ETL (Extract–Transform–Load) или ESB (Enterprise Service Bus).

Общее у этих групп ПО – применение "ядра", в котором заложены сценарии информационных обменов и функционирующего, как правило, на выделенном сервере, и набора "адаптеров" – программ-агентов, настраиваемых для подключения к каждому конкретному источнику или получателю данных. Упомянутые сценарии описывают условия выборки данных (запуска транзакции), их преобразования, включая перекодировку НСИ при необходимости, и сохранения в базе данных системы-получателя. Таким образом, каждая из обменивающихся данными информационных систем может выступать как "сервис", обслуживающий запросы на выборку/загрузку данных. С этой точки зрения взаимодействия с различными ИС, обозначенные на рис. 1 цифрами 9, 10, 11 и 12, ничем не отличаются. В отдельных случаях источником/приемником данных может являться не база данных, а файл – так, для обмена производственной информацией между газовыми компаниями в Европе все большее распространение получает файловый формат Edig@s.

Производят интеграционное ПО крупные фирмы-разработчики; выбор можно делать между Microsoft BizTalk Server, SAP xMII и SAP XI, ICONICS BizViz, Oracle Data Integrator, IBM WebSphere и другими.

ВАРИАНТ РЕАЛИЗАЦИИ

Перечень компонентов каждой реально создаваемой АСУ ТП определяется проектировщиком, исходя из перечня поставленных задач и анализа современного состояния рынка средств автоматизации, лучших примеров уже реализованных в отрасли аналогичных по функциям систем. Затем происходит уточнение в результате согласований, проводимых с заказчиком, конечным пользователем и другими заинтересованными сторонами; аргу-

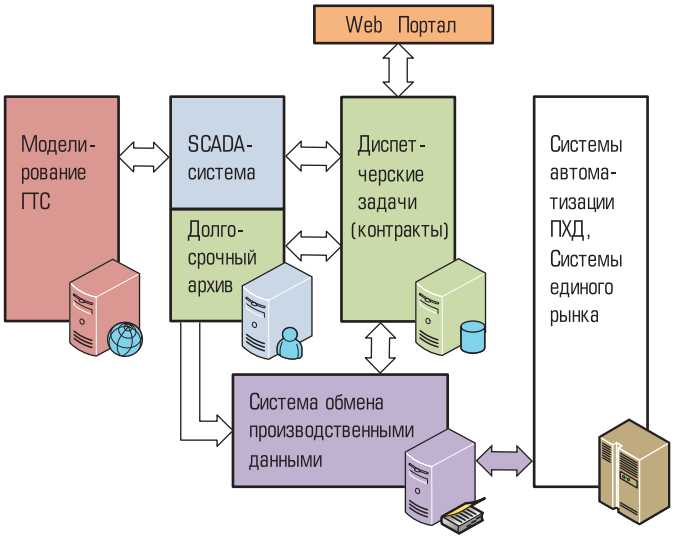


Рис. 5. Взаимодействие в системе диспетчерского управления компании E.ON Ruhrgas

ментом в дискуссиях также является ссылка на существующий положительный опыт.

Таким примером работающей в газовой промышленности АСУ ТП со сложной структурой взаимосвязей между компонентами является система оперативного диспетчерского управления DAISY компании E.ON Ruhrgas [7]. Схема взаимодействующих функциональных блоков показана на рис. 5. Она аналогична приведенной на рис. 1 модели с некоторыми уточнениями:

- Большой объем данных поступает в SCADA-систему центральной диспетчерской непосредственно от систем автоматики и телемеханики, а не от промежуточных SCADA-систем уровня филиала;
- Комплекс диспетчерских задач ориентирован на оперативный мониторинг и управление ГТС для обеспечения исполнения контрактных обязательств. При этом ГТП имеет большое количество договоров на поставку относительно небольших объемов газа;
- Если в РФ реализуется обмен данными между выше- и нижестоящими уровнями управления, но практически нет информационных стыков между “равноправными” диспетчерскими, то в Европейском Союзе независимые газовые компании взаимодействуют между собой на паритетных началах.

С одними из партнеров осуществляется обмен технологической информацией, с другими – производственной (бизнес) информацией.

ВЫВОДЫ

Внедрение и развитие любой сложной информационной системы, в том числе и АСУ ТП транспорта газа, будет тем более эффективным и надежным, чем прозрачнее будут информационные связи между отдельными компонентами. Использование стандартных протоколов передачи данных и методов доступа; передача не только значений, но и справочной информации; обеспечение целостности данных за счет передачи не отдельных значений параметров, а цельных массивов данных; использование единой кодировки НСИ – залог успешности каждого из этапов жизненного цикла системы автоматизации.

Список литературы

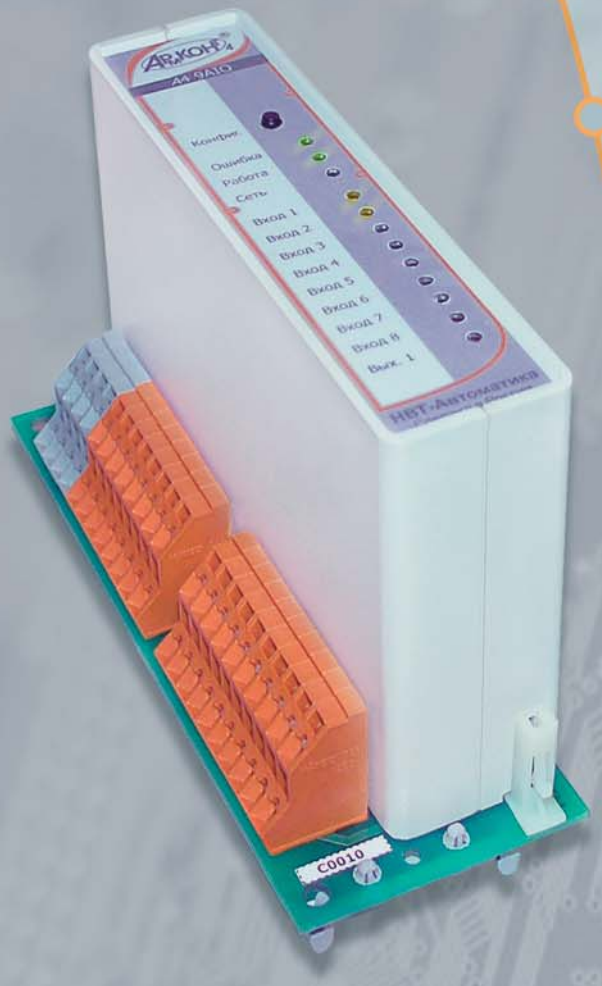
1. *Добровольский А.* Интеграция приложений: методы взаимодействия, топология, инструменты // Открытые системы. 2006. № 9.
2. *Кузнецов С.* Интеграция за круглым столом // Открытые системы. 2006. № 9.
3. *Зельдин Ю.М., Ковалёв А.А.* Реализация информационных стыков при автоматизации диспетчерского управления (на примере проектов для ОАО “Газпром”) // Промышленные АСУ и контроллеры. 2008. № 6.
4. *Москвитин Д.В.* Infinity HistoryServer 3.0. История в деталях // Промышленные АСУ и контроллеры. 2008. № 10.
5. *Ланчаков Г.А., Никаноров В.В., Бернер Л.И. и др.* Система поддержки принятия решений в составе системы телемеханики межпромыслового коллектора // Газовая промышленность. 2007. № 5.
6. *Shahidehpour M., Wang Ya.* Communication and Control in Electric Power Systems. Wiley-IEEE, 2003.
7. *Götzen, Linke, Brummel.* The new Ruhrgas Dispatching Application and Information System (DAISY). www.pipeline-automation.com/pac-paper-goetzen.pdf

Богданов Николай Константинович *– канд. техн. наук, зав. сектором реализации комплексных проектов ЗАО “АтлантикТрансгазСистема”.*
Телефон (495) 660-08-02.
E-mail: bogdanov@atgs.ru
Сушкова Наталия Ивановна *– зав. сектором систем диспетчерского управления ЗАО “АтлантикТрансгазСистема”.*

Современные модули для быстродействующих распределенных систем ответственного управления

АРМКОНТ 4

www.nvtav.ru



A4 9AIO
Аналоговый ввод-вывод

A4 8LI
Аналоговый ввод с термопар и термосопротивлений

A4 64DIO
Дискретный ввод-вывод

- Минимальное число типов модулей ввода-вывода при полной номенклатуре обрабатываемых сигналов, гибкость применения.
- Удобство конструктивного исполнения - все модули имеют однотипную компактную конструкцию (155*60*110 мм), состоящую из двух частей: базовой коммутационной, которая устанавливается на DIN-рейку и содержит клеммники для подключения внешних сигналов, и съемной электронной, выполняющей обработку сигналов.
- Конструкция обеспечивает удобство подключения сигнальных проводов и простоту горячей замены без дополнительной коммутации.
- Быстрота включения в работу обеспечивается хранением основных настроечных коэффициентов на базовой плате.
- Дублированный последовательный интерфейс RS-485 с индивидуальной гальванической развязкой и скоростью до 4,5 Мбит/с.
- Модули устойчивы к воздействиям температур от -40 до 60 С.
- Индивидуальная гальваническая развязка каналов модулей ввода-вывода повышает помехоустойчивость.
- Высокая надежность с горячей заменой, Plug-and-Play.
- Размещение модулей в непосредственной близости от автоматизированного оборудования.
- Подключение модулей к контроллерам любых фирм, поддерживающих популярный в России и Европе протокол MODBUS RTU.

ЗАО "НВТ-Автоматика",
Россия, 111250, Москва, проезд завода "Серп и Молот", д.6
Тел.: (495)361-2334, 362-1771
Факс: (495)362-1771, 361-6807
e-mail: mail@nvtav.ru, www.nvtav.ru

Версия 6.5

САРГОН®

МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА «GAS RUSSIA: ТРАНСПОРТИРОВКА, ХРАНЕНИЕ ГАЗА. СИСТЕМЫ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ»

20-22 октября 2010 • г. Краснодар, ВЦ «КраснодарЭкспо»

WWW.GASRUSSIA-EXPO.RU

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

ITE LLC MOSCOW • Тел.: +7(495) 935-73-50 • Факс: +7(495) 935-73-51 • bordachev@ite-expo.ru

НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ ХОЛДИНГА «TREI» ДЛЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

С.В. СИЗЕНЕВ (ООО "ТРЭИ ГмбХ")

Начав деятельность в 1990 году, компания "TREI" успешно преодолела самые сложные периоды развития экономики и накопила значительный кадровый и технологический потенциал. Сегодня "TREI" – это холдинг предприятий, эффективно решающих весь спектр задач в области автоматизации технологических процессов: от производства контроллеров и ПТК до проектирования, изготовления и внедрения готовых систем управления "под ключ". Компания успешно развивается и является ведущим разработчиком и поставщиком решений в области промышленной автоматизации для предприятий нефтегазовой, нефтеперерабатывающей промышленности, а также топливно-энергетического комплекса, химии, металлургии и других отраслей.

TREI объединяет в себе коллектив профессионалов-единомышленников и позиционируется как предприятие, ориентированное на выполнение всего комплекса работ по следующим направлениям:

- АСУ ТП в нефтегазовой и нефтеперерабатывающей промышленности;
- комплектная поставка коммерческих и оперативных узлов учета сырой и товарной нефти и нефтепродуктов, природного и попутного нефтяного газа;
- АСУ ТП и системы противоаварийной защиты электротехнического и теплотехнического оборудования энергетических объектов;
- комплексный учет энергоресурсов;
- системы обнаружения пожара и автоматического управления пожаротушением;
- системы контроля загазованности;
- системы телемеханики.

За период своего существования с 1990 г. фирмой выполнено более 500 проектов автоматизации на объектах стран СНГ и Восточной Европы. Нашими сотрудниками спроектировано и сдано "под ключ" большое количество узлов учёта нефти (УУН), ДНС, КНС, объектов резервуарного хозяйства, кусты скважин. За это время накоплен огромный практический опыт проектных и технологических решений, разработаны отвечающие самым современным требованиям модели приборов и контроллеров, способные удовлетворить запросы любых предприятий во всех отраслях промышленности.

Успех компании обусловлен высокой квалификацией персонала, последовательной технической политикой, многолетним опытом разработки и производства собственных средств автоматизации в России, Казахстане и Украине. Производственные мощности холдинга позволяют выполнять в короткие сроки крупные заказы с высоким качеством работ.

Производственное предприятие ООО "ТРЭИ ГмбХ" в городе Пенза разрабатывает и производит широко распространенные промышленные контроллеры серии TREI-5B. Это единственный производимый в России контроллер, имеющий сертификаты TUV, разрешающие применение контроллеров в системах блокировок и защит уровня SIL3.

По отзывам Госстандарта России производимое фирмой "TREI" контроллерное оборудование имеет лучшие метрологические характеристики на Российском рынке. Оборудование, производимое предприятием, имеет все необходимые Российские и международные сертификаты и получило признание ведущих предприятий нефтегазовой промышленности. Гарантией надежности и высокого качества контроллеров серии TREI-5B являются: высокая производственная дисциплина,

строгое соблюдение технологического регламента, наличие специального стендового оборудования, позволяющего проводить автоматический 100 % контроль выпускаемой продукции.

Система качества предприятия сертифицирована по стандарту ISO 9001 применительно к проектированию, производству, монтажу, пуско-наладочным работам и обслуживанию программно-технических комплексов "TREI". Предприятие имеет лицензии на изготовление и ремонт средств измерения, на конструирование и изготовление оборудования для атомных станций, свидетельство Российского Морского Регистра. Фирма является членом НП "Совет проектировщиков" и НП "Альянс строителей" и имеет соответствующие свидетельства о допуске к работам, которые оказывают влияние на безопасность объектов в соответствии с Федеральным Законом "О саморегулируемых организациях". Благодаря тщательному изучению требований каждого Заказчика наши специалисты предлагают оптимальный состав программно-технических средств и создают наиболее эффективные системы автоматизации. Спокойствие и уверенность наших Заказчиков определяется трехлетней гарантией на все производимое оборудование и сервисной поддержкой со временем реакции не более 48 часов.

Рис. 1. Программно-технический комплекс "TREI"

ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС "TREI"

Комплекс (рис. 1) предназначен для создания АСУ ТП, систем противоаварийных защит (ПАЗ), информационно-измерительных систем, автоматизированных систем оперативно-диспетчерского управления (АСОДУ). На базе программно-технического комплекса могут быть реализованы автоматизированные системы для централизованных и распределенных объектов управления.

Распределенная система управления (РСУ) TREI, позволяет управлять технологическими процессами любого масштаба и является открытой, исключительно надежной, отказоустойчивой и удобной в эксплуатации и обслуживании. Система организована по доменному принципу и гибко масштабируема, позволяя создавать единые системы управления территориально распределенными производствами с возможностью наращивания функций управления в соответствии с растущими потребностями предприятия в процессе эксплуатации и развития.

Комплекс охватывает следующие уровни управления:

- управление агрегатом;
- управление технологической установкой, группой агрегатов;
- управление группой технологических установок, цехом, производством, группой производств;
- оперативно-диспетчерское управление производством, группой производств.

Информационная мощность программно-технического комплекса позволяет автоматизировать производства, включающие до 60 000 входных/выходных переменных, и обеспечивает:

- сбор, хранение и анализ данных технологического процесса;
- безопасное ведение технологических процессов;
- решение задач оптимального управления;
- устойчивость процессов регулирования и оптимизации;
- взаимодействие с подсистемами верхнего и нижнего уровня по любым промышленным стандартным протоколам.

Основные достоинства комплекса:

- возможность гибкой системы резервирования на всех уровнях, обеспечивающая высокие показатели наработки на отказ и доступности;
- апробированные технические решения для автоматизации пожаро- и взрывоопасных производств;
- открытость системы при наращивании и внесении изменений;
- ориентация на особо опасные отрасли промышленности;
- поддержка международных стандартов сетевых протоколов;
- высокая скорость передачи данных по внутренним шинам;
- наличие специализированных сертифицированных исполнений под учетные задачи;
- ремонтопригодность и эффективное сопровождение;
- мощные инструментальные средства и САПР.

Практически все технические средства, входящие в состав комплекса, разработаны и производятся подразделениями холдинга "TREI".

УНИВЕРСАЛЬНЫЕ КОНТРОЛЛЕРЫ СЕРИИ "TREI-5B"

Универсальные контроллеры серии "TREI-5B", серийно выпускаемые предприятием

ООО “ТРЭИ ГмбХ” (г. Пенза), представлены контроллерами: TREI-5B-02, TREI-5B-04, TREI-5B-05 (рис. 2, 3).

Контроллеры TREI-5B-02, TREI-5B-04 производятся в промышленном стандартном 19" конструктиве МЭК 60297-3 с размером модулей 3U, что гарантирует нормированную вибропрочность, ударопрочность и помехозащищенность, и позволяет монтировать их в стандартные 19" шкафы совместно с оборудованием других фирм, выполненном в этом стандарте.

Контроллеры TREI-5B-05 не имеют объединительного каркаса и предполагают установку их на стандартный DIN-рельс, что повышает удобство монтажа и обслуживания при построении распределенных систем.

Внутренний межмодульный обмен контроллеров осуществляется по скоростной шине RS-485 (до 2,5 Мбод) по протоколам MODBUS RTU или STBUS. Каждый модуль контроллера включает дублированный, гальванически развязанный, скоростной интерфейс, что позволит строить распределенные системы без дополнительных коммуникационных модулей и создавать комбинированные структуры, применяя совместно модули как TREI-5B-04, так и TREI-5B-05 контроллеров. В качестве физической среды для данного обмена может применяться кабельная витая пара, оптоволокно, а также DSL, радио или GSM канал. Для связи с “верхним уровнем” в контроллерах применяется шина Ethernet 10/100Base-T/FL, и опционально процессорный модуль может включать до 3-х таких шин.

Наличие специальных коммуникационных модулей, поддерживающих стандартные LAN и FieldBus протоколы, позволяет включать контроллеры в любые существующие системы сторонних производителей и интегрировать приборы и оборудование других фирм в контроллеры TREI.

Рис. 2. Контроллер TREI-5B-04

Рис. 3. Контроллер TREI-5B-05

Рис. 4. Контроллер TREI-5B-05-Exd

Контроллеры TREI-5B-02, TREI-5B-04 могут выпускаться в двух исполнениях: общепромышленном и взрывозащищенном, с видом взрывозащиты – искробезопасная электрическая цепь и имеют маркировку [Exia] IIC. Контроллеры взрывозащищенного исполнения комплектуются модулями ввода/вывода, каждый канал которых является активным барьером взрывозащиты с индивидуальной гальванической развязкой. Контроллер TREI-5B-05 (рис. 4) имеет исполнение TREI-5B-05-Exd (маркировка взрывозащиты 1Exd[ia] IICT5) и может устанавливаться непосредственно во взрывоопасных зонах, что позволяет создавать распределенные системы на взрывоопасных объектах.

Контроллеры имеют широкий диапазон условий эксплуатации. Так, контроллеры TREI-5B-02 и TREI-5B-04 имеют исполнение от –40 до +60 °С, а модули контроллера TREI-5B-05 могут эксплуатироваться в температурных условиях от –60 до +60 °С. Все каналы ввода/вывода контроллеров имеют индивидуальную или групповую гальваническую изоляцию не менее 1500 В. Мощная программно-аппаратная самодиагностика, охватывающая все составляющие контроллера: систему питания, схемотехнику модулей, каналы связи, внешние цепи датчиков и исполнительных устройств, способствует быстрой локализации ошибок и позволяет получить наилучшие показатели по времени восстановления системы.

В зависимости от конкретных требований объекта контроллеры позволяют реализовать различные виды резервирования: канал – модуль – каркас, а также 100 % резервирование контроллеров, системы питания, модулей CPU и интерфейсных каналов связи. Для организации бесперебойной работы на непрерывных ответственных производствах предусмотрена “горячая” замена всех модулей контроллера.

Системы программирования контроллеров Unimod PRO или ISaGRAF поддерживают все языки технологического программирования согласно МЭК 61131-3. Наличие OPC сервера для устройств TREI-5B позволяет взаимодействовать с различными SCADA-системами.

В зависимости от требуемой вычислительной мощности в контроллерах предусмотрены различные процессорные модули. Мастер-модули M801E, M841E, M902E и M912E включают в себя стандартную шину PC104+, что позволяет гибко менять их коммуникационные

и вычислительные возможности, и имеют следующие характеристики:

- процессор – AMD LX800 500 МГц;
- память DRAM 256 Мб, SRAM 1Мб, Flash 256 Мб;
- поддержка до 255 модулей ввода/вывода;
- до 3-х Ethernet 10/100Base-T;
- до 4-х RS-232/RS-485.

Широкая номенклатура модулей ввода/вывода контроллеров позволяет осуществить непосредственный ввод/вывод около 180 типов различных сигналов. Модули дискретного ввода/вывода различаются количеством каналов (8, 16, 32), наличием индивидуальной или групповой гальванической развязки, видом напряжения ввода или током вывода и имеют цифровую фильтрацию, импульсный ввод/вывод, защиты от КЗ и перегрузки, а также специальные функции для блокировок и защит.

Модули аналогового ввода поддерживают все типы термометров сопротивления, все типы термопар, токовые диапазоны 0-5/0-20/4-20/±5/±10 мА, диапазоны напряжений 0-19мВ/ /0-75мВ/0-5В/0-10В/±19мВ/ /±75мВ/±5В/±10В, имеют основную погрешность 0,025 %, индивидуальную или групповую гальваническую развязку и различное количество каналов на плате (8, 16, 32). Для снижения стоимости каналов предлагаются мультиплексные модули аналогового ввода, поддерживающие такие же диапазоны измерений.

Имеются универсальные модули M832C и M932C, конфигурация каналов которых может формироваться произвольным образом, что позволяет оптимально скомплектовать контроллер и минимизировать комплект ЗИП.

Все модули ввода/вывода контроллеров TREI-5B-04 и TREI-5B-05 являются интеллектуальными, что подразумевает непосредственную загрузку в них приложений, написанных на технологических языках, и позволяет использовать их в качестве локальных управляющих контроллеров.

КОНТРОЛЛЕРЫ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ДЛЯ УЧЕТА НЕФТИ TREI-OIL

Контроллеры измерительные для учета нефти TREI-OIL (рис. 5) предназначены для измерений давления, температуры, вязкости, плотности, объёмного и массового расхода, объёмной доли воды, времени, объёма, массы брутто и массы нетто нефти.

Область применения – автоматизированные измерительные и управляющие системы, функционирующие в сфере добычи сырой нефти, а также осуществление торговых операций и взаимных расчетов между покупателем и продавцом и обеспечивающие измерение, учет (в том числе коммерческий) товарной нефти, оперативный контроль и архивирование текущих и усредненных значений измеряемых физических величин. В общем случае устройства могут быть установлены непосредственно на том месте, где требуется управление процессом, дистанционный мониторинг, измерения, сбор и накопление данных. Конструкция устройства предусматривает возможность для пользователя сконфигурировать контроллер TREI-OIL для выполнения конкретной задачи, требующей проведения расчетов.

Применение жидкокристаллического индикатора (ЖКИ) и клавиатуры обеспечивает возможность просмотра данных и конфигурационных параметров непосредственно на месте установки контроллера. Выбор информации, отображаемой на ЖКИ, и конфигурирование контроллера осуществляется с помощью специализированного программного обеспечения.

Рис. 5. Контроллер TREI-OIL

Контроллер измерительный TREI-OIL обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение аналоговых сигналов тока и напряжения по ГОСТ 26.011, поступающих от датчиков физических величин, и преобразование результатов измерений в соответствующие значения измеряемых физических величин (давления, перепада давления, температуры, объемной доли воды и т.д.);
- измерение сопротивлений термопреобразователей сопротивлений, обладающих нормированными статическими характеристиками (НСХ) по ГОСТ 6651 и ГОСТ 8.625, и преобразование результатов измерений в соответствующие значения температуры;
- измерение импульсных сигналов с помощью каналов частотно-временной группы (в соответствии с ГОСТ 26.010), поступающих от датчиков с частотным выходом и преобразование результатов измерений в соответствующие значения измеряемых физических величин (плотность, объем отпущенной нефти и т.д.);
- измерение объемного и массового расхода товарной нефти по ГОСТ Р 51858, приведённого к стандартным условиям, согласно методике выполнения измерений, регламентированной ГОСТ Р 8.595;
- измерение объемного и массового расхода сырой нефти за отчетный период, согласно

методике выполнения измерений, регламентированной ГОСТ Р 8.6157;
- измерение массы нефти, отпускаемой или потребляемой в течение заданного интервала времени по узлам учета любой конфигурации, реализуемой с помощью контролера;
- поверка средств измерения расхода нефти по трубо-поршневой установке МИ 2837-2003;
- измерение физических величин с помощью датчиков и преобразователей измерительных с цифровыми выходами, регламентированными стандартными интерфейсами RS-232, RS-485, Ethernet.

КОНТРОЛЛЕРЫ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ДЛЯ УЧЕТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ В РЕЗЕРВУАРАХ TREI-OIL-T

Контроллер измерительный TREI-OIL-T представляет собой комплекс решений, обеспечивающих контроль и измерение уровня, объема и массы нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов в резервуарах и терминалах для коммерческого и оперативного учета. Открытость, гибкость, модульное исполнение и надёжное конфигурирование – вот основные факторы, характеризующие это оборудование и позволяющие эффективно использовать резервуарный парк и оптимизировать транспортные операции.

Основное назначение системы – обеспечение возможности проведения операций по приему/отпуску продуктов с коммерческой точностью. TREI-OIL-T (рис. 6) – это автономная и законченная система, осуществляющая непрерывный контроль состояния и наличия продукта в резервуарах, которая при необходимости может быть просто интегрирована в АСУ ТП "верхнего уровня" предприятия.

Аппаратно-программные средства системы обеспечивают измерение, вычисление и архивацию параметров продукта в резервуарах, значения которых при получении запроса от системы "верхнего уровня" передаются с использованием стандартных протоколов обмена по каналам ETHERNET или RS-485. Обмен информацией между оборудованием внутри системы осуществляется с использованием информационного протокола MODBUS RTU или STBUS.

Радарные уровнемеры системы "TREI-OIL-T" способны измерять уровень любых продуктов, включая битум, сырую нефть, продукты переработки, агрессивные химические продукты, сжиженные газы и т.д. Уровнемеры системы не имеют в своем составе подвижных механических устройств, не соприкасаются с продуктом, поэтому не требуют никакого обслуживания в процессе эксплуатации. Конструкция уровнемеров обеспечивает проведение измерения уровня продукта в резервуарах любых типов.

Система при подключении соответствующих датчиков может выполнять следующие функции:
- измерение уровня продукта;
- измерение средней температуры продукта;
- измерение давления в газовом пространстве резервуара;
- измерение гидростатического давления продукта;
- измерение уровня раздела фаз (продукт – вода);
- вычисление плотности, объема, веса и массы продукта.

Все измеренные и вычисленные параметры, такие как уровень продукта, температура, давление паров продукта, давление столба жидкости, уровень подтоварной воды, плотность, объем и масса продукта предоставляются оператору резервуарного парка с помощью программного обеспечения на рабочей станции системы.

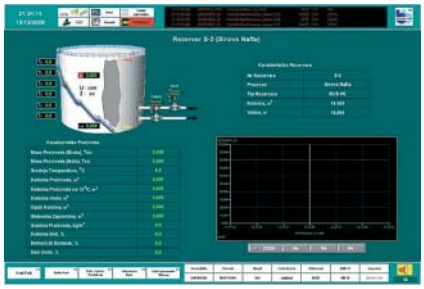


Рис. 6. Мнемосхема системы резервуарного учета

Основными устройствами системы "TREI-OIL-T" являются:
- радарный уровнемер – автономное взрывозащищенное устройство, измеряющее уровень продукта в резервуаре;
- датчики давления, многозонные измерители средней температуры, приборы для измерения уровня подтоварной воды;
- блок сбора данных (TREI-5B-05Exd, M932C) – предназначен для сбора данных со всех датчиков резервуара;
- дисплейная панель – используется для отображения по месту измеряемых и вычисляемых параметров продукта: уровень, средняя и точечная температура, давление в резервуаре, текущая плотность, объем и др.;
- коммуникационные модули – предназначены для организации цифровых каналов связи внутри системы;
- центральный блок (M902E с возможностью резервирования) – общий сбор и архивирование информации, вычислительные операции, диагностика системы, связь с "верхним уровнем";
- программное обеспечение – представляет собой про-

граммный комплекс, обеспечивающий решение задач конфигурации и настройки системы, отображения данных измерений и вычислений, а также выдачи этих данных в систему верхнего уровня с использованием стандартных протоколов.

КОНТРОЛЛЕРЫ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ДЛЯ УЧЕТА ГАЗА TREI-GAS

Контроллеры измерительные для учета газа TREI-GAS (рис. 7) предназначены для измерений объемного и массового расхода природного и попутного нефтяного газа, а также электрического тока, напряжения, температуры, давления, перепада давления, плотности. Они могут применяться в автоматизированных измерительных системах, функционирующих в сфере осуществления торговых операций и взаимных расчетов между покупателем и продавцом и обеспечивающих измерение и учет (в том числе коммерческий) газа.

Контроллер является многониточным измерительным микропроцессорным комплексом и предназначен для непрерывного автоматического измерения и вычисления расхода и объема газа на одном, двух, трех или четырех измерительных трубопроводах газоизмерительного пункта. Конструктивно контроллер выполнен в едином корпусе, обеспечивающем степень защиты от пыли и воды не ниже IP65. Каждый контроллер позволяет гибко расширять или переконфигурировать систему ввода/вывода при помощи широкого набора универсальных канальных модулей. При подключении хроматографа, контроллер позволяет в автоматическом режиме корректировать компонентный состав газа.

Широкий выбор средств связи обеспечивает большое

Рис. 7. Контроллер TREI-GAS

количество вариантов при проектировании новых автоматизированных систем, более легкую интеграцию в существующие системы и существенно большие возможности для обмена данными с другими интеллектуальными устройствами.

Контроллеры TREI-GAS выполняют следующие функции:

- оценивание плотности, коэффициента динамической вязкости и показателя адиабаты газа по результатам измерения абсолютного давления и температуры;

Рис. 8. ППКУП TREI

- оценивание коэффициента сжимаемости газа методами NX19мод., GERG-91мод., AGA8-92DC, ВНИИЦ СМВ, регламентированными ГОСТ 30319.2;
- измерение объемного расхода и объема газа согласно методике, регламентированной ГОСТ 8.586(1-5)-2005;
- измерение объемного расхода и объема газа с помощью измерителей, имеющих аналоговые выходные сигналы по ГОСТ 26.011;
- генерацию отчетов и архивирования данных, характерных для вычислителей расхода;
- масштабируемость, быстродействие и широкие возможности по управлению, как в программируемых логических контроллерах;
- обеспечения надежности и низкого энергопотребления.

ПРИБОР ПРИЕМНО-КОНТРОЛЬНЫЙ И УПРАВЛЕНИЯ ПОЖАРНЫЙ TREI

Прибор приемно-контрольный и управления пожарный TREI (ППКУП TREI) (рис. 8) соединяет в себе функции прибора приемно-контрольного пожарного (ППКП) и прибора пожарного управления (ППУ).

ППКУП TREI обеспечивает:

- обнаружение пожаров с помощью пожарных извещателей;
- автоматическое и дистанционное управление установками пожаротушения (УПТ) различных видов – порошкового, газового, аэрозольного, водяного и пенного;
- управление установками дымоудаления;
- управление устройствами оповещения;
- выдачу управляющих сигналов на технологическое оборудование и другие устройства.

ППКУП TREI может работать как автономно, так и в составе программно-технических комплексов, управляющих технологическим оборудованием. ППКУП TREI представляет собой проектно-компонуемое изделие и может включать в себя центральное устройство в шкафном исполнении и опционально одно или несколько удаленных устройств ввода/вывода, территориально расположенных рядом с защищаемыми помещениями. Позволяет подключать как активные (токопотребляющие) пожарные извещатели, пассивные извещатели с нормально замкнутыми контактами, так и адресные пожарные извещатели. Обеспечивает автоматический контроль шлейфов сигнализации на обрыв и короткое замыкание. Осуществляет контроль цепей управления задвижками, насосами, устройствами оповещения и устройствами пожаротушения на обрыв и короткое замыкание.

ПУЛЬТЫ ОПЕРАТОРА

Пульты оператора предназначены для отображения, корректировки и ввода технологических параметров, выдачи сообщений и другой оперативной информации в графическом и текстовом виде (рис. 9). Написание приложений и программирование пультов выполняется в удобной визуальной среде разработки VisiDesk. Для защиты от несанкционированного доступа в технологический процесс в пультах предусмотрена система паролей. Производятся несколько моделей пультов, отличающихся размерами экрана. Для использования пультов в тяжелых климатических условиях (от –40 до +60 °С) имеются исполнения с вакуумно-флуорисцентным дисплеем и специальной защищенной клавиатурой

Рис. 9. Пульты оператора

БАРЬЕРЫ ИСКРОЗАЩИТЫ TREI-B700

Барьеры искрозащиты серии B700 (рис. 10) выполнены по классической схеме пассивных барьеров и обеспечивают искробезопасность электрической цепи посредством ограничения энергии искры в пределах нижней границы взрыва взрывоопасной смеси. Барьеры предназначены для сопряжения оборудования, расположенного во взрывоопасной зоне, с оборудованием, не обеспечивающим требований искрозащиты, находящимся во взрывобезопасной зоне. Маркировка уровня взрывозащиты [Exia]IIC, [Exia]IIB. Имеются исполнения под все типы подключаемых сигналов. Барьеры состоят из набора базовых ячеек, каждая из которых содержит

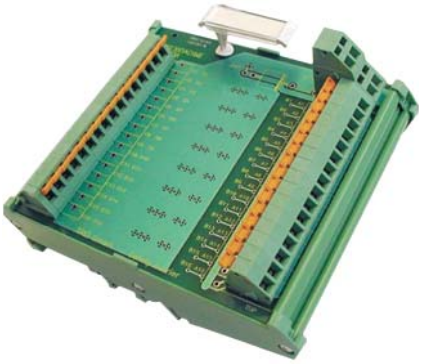


Рис. 10. Барьеры искрозащиты TREI-B700

блок искрозащиты на стабилитронах. Конструкция барьеров оптимизирована для подключения группы однотипных сигналов, что позволяет исключить дополнительные коммутации подключаемых цепей. Барьеры, предназначенные для ввода аналоговых сигналов, нормируются по токам утечки, что исключает влияние цепей барьера на их метрологические характеристики.

ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Для комплексного комплектования систем автоматизации, производимых компанией “TREI”, разработано и выпускается следующее оборудование:

- коммуникационные модули, способные организовать DSL, радио или GSM каналы и поддерживающие стандартные FieldBus протоколы, что позволяет легко решать вопросы интеграции контроллеров TREI с оборудованием других производителей;
- кроссовые модули, предназначенные для прямого ввода/вывода сигналов 220 В переменного и постоянного тока с повышенной помехозащищенностью;
- малогабаритные источники напряжения и тока для обеспечения индивидуального гальванически изолированного питания датчиков и исполнительных механизмов;
- блоки защиты каналов контроллеров от перенапряжений, вызванных грозовыми разрядами;
- нормирующие преобразователи, предназначенные для преобразования силового тока или напряжения в нормированный сигнал 4-20 мА;
- блоки токовой защиты, предназначенные для контроля тока и формирования сигнала на защитное

Рис. 11. Пускатель ПБР

отключение по перегрузке электроприводов задвижек, электродвигателей и других устройств;

- пускатели бесконтактные реверсивные, предназначенные для управления задвижками, электрическими исполнительными механизмами, электроприводами трубопроводной арматуры и другими электроприводами, питающимися от трехфазной сети переменного тока (рис. 11). В зависимости от исполнений выполняют функции диагностики и защит, имеют необходимый набор входных/выходных сигналов, встроенный ПИД регулятор, а также позволяют пользователю формировать самостоятельные программы на стандартных технологических языках (МЭК 61131-3).

***Сизенев Сергей Васильевич** – технический директор ООО "ТРЭИ ГмбХ".*
Телефоны: +7 (8412) 55-58-90, 49-95-39.
Факс +7 (8412) 49-85-13.
E-mail: trei@trei-gmbh.ru http://www.trei-gmbh.ru

НОВОСТИ

MASTER SCADA КОНТРОЛИРУЕТ ГАЗОПЕРЕКАЧКУ ОТ ЮГОРСКА ДО САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

Продолжается серийное внедрение Master SCADA на газоперекачивающем оборудовании магистральных газопроводов. Компания "Сенсорика", ведущий производитель интеллектуальных регистраторов с искробезопасными входами и автоматики, поставила разработку на поток. Общее число систем, введенных в эксплуатацию в "Газпром Трансгаз Санкт Петербург" и "Газпром Трансгаз Югорск", приблизилось к 50, а трудоемкость разработки проекта MasterSCADA для системы со средним числом сигналов около полутора тысяч не превышает одного человеко-месяца.

Последняя из систем внедрена в Краснотурьинском линейно-производственном управлении магистральных газопроводов (ЛПУМГ) в компрессорном цехе №2 (9 газоперекачивающих агрегатов ГТ-6-750). Основное предназначение цеха – повышение давления природного газа в магистральном трубопроводе. В связи с особой опасностью технологического процесса к системе предъявляются повышенные требования по надежности. В состав системы входит 347 аналоговых и 640 дискретных входов, 22 входа измерения частоты вращения вала турбины, 766 выходов на блокировки и сигнализации, контролируемых различными управляющими регистраторами серии Ш9329. Система подключена к корпоративной информационно-управляющей системе "Газпром Трансгаз Югорск".

По мнению А.Р. Тынкачева, начальника центра инжиниринга компании "Сенсорика", лидирующие в отрасли интеллектуальные регистраторы серии Ш9329 и MasterSCADA являются гармоничной связкой, а благодаря мощным функциональным возможностям MasterSCADA и ее средствам тиражирования типовых решений компании удалось добиться создания надежных систем с наилучшими технико-экономическими показателями.

Вертикально-интегрированная объектно-ориентированная SCADA и SoftLogic система выпускается с 2002 г. Тысячи внедрений во всех отраслях промышленности, включая особо ответственные производства (атомная и тепловая энергетика, взрывоопасная химия). В MasterSCADA реализована совокупность средств и методов, обеспечивающих резкое сокращение трудозатрат на проектирование, а также повышение надежности создаваемой системы при сохранении наглядности и простоты использования.

MasterSCADA построена по технологии "OPC в ядре системы", гарантирующей совместимость с контроллерами и устройствами ввода/вывода практически любого производителя. Исполнительная система для контроллеров MasterPLC поддерживает работу с десятками типов контроллеров. В MasterSCADA предлагаются специальные отраслевые решения для задач теплоэнергетики, автоматизации зданий, ЖКХ, коммерческого учета ресурсов.

Ценовая политика направлена на предложение наибольших возможностей по доступной цене.

Полнофункциональная инструментальная система на любое число параметров (с исполнительной системой на 1 час работы) и исполнительная система на 32 внешних параметра (с правом на внедрение) распространяются полностью БЕСПЛАТНО. Их можно скачать с сайта www.insat.ru (www.masterscada.ru) после регистрации или получить на диске, отправив заявку на insat@insat.ru.

ООО НПФ "Сенсорика".
Телефон (343) 365-82-20.
http://sensorika.org

Научно-производственная фирма ИнСАТ.
Телефон/факс: (495) 989-22-49.
По общим вопросам и приобретению ПО: scada@insat.ru.
По вопросам приобретения оборудования: sales@insat.ru
Технические консультации: support@insat.ru
http://www.insat.ru, www.masterscada.ru

10 лет
ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ АВТОМАТИЗАЦИИ
ПТА
ВЫСТАВКА
Польза. Традиции. Авторитет.

X Международная специализированная выставка

Передовые Технологии Автоматизации

ПТА-2010

5-7 октября

Москва

ЦВК «Экспоцентр», павильон 3

Тематика выставки:

Автоматизация промышленного предприятия • Бортовые и встраиваемые системы

Автоматизация технологических процессов • Автоматизация зданий

Системная интеграция и консалтинг • Системы пневмо- и гидроавтоматики

Приглашаем к участию!

При поддержке:

WORLD FAIRS INSTRUMENTATION MEASUREMENT AUTOMATION

ISA

МОСКОВСКАЯ торгово-промышленная палата

BACS CENTER

Организатор:

Экспоурочка

Москва:
Тел.: (495) 234-22-10
E-mail: info@pta-expo.ru

www.pta-expo.ru

CitectSCADA

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА, УПРАВЛЕНИЯ И СБОРА ДАННЫХ

- Клиент-серверная архитектура
- Бесплатная среда разработки
- Широкий выбор встроенных драйверов
- Резервирование устройств и каналов данных
- Внесение изменений в проект в режиме реального времени
- Поддержка кластерной архитектуры
- Система учета доступа, интегрированная с Microsoft Windows
- Встроенный язык программирования CiCode

CitectFacilities

СПЕЦИАЛЬНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ ЗДАНИЙ, СООРУЖЕНИЙ И ОБЪЕКТОВ ЖКХ

- Встроенный набор специализированных драйверов
- Централизованный контроль доступа
- Открытая архитектура
- Многоуровневая система резервирования
- Гибкая масштабируемость
- Простые и удобные средства управления системой

CitectHistorian

МОЩНАЯ СИСТЕМА СБОРА ДАННЫХ И ГЕНЕРАЦИИ ОТЧЕТОВ

- Получение данных от различных SCADA-систем и СУБД
- Встроенное хранилище данных на базе MS SQL 2005
- Отчеты и решения, созданные без специальных навыков
- Доступ к текущим и архивным данным в любое время
- Хранение данных в открытом формате
- Формирование отчетов по запросу
- Высокое быстродействие чтения и записи данных

ЗАО «РТСофт» является официальным дистрибьютором компании Citect в России, Беларуси и Казахстане и обеспечивает техническую и информационную поддержку всей предлагаемой линейки продуктов

RTSoft
средства и системы автоматизации

105037, Москва, ул. Никитинская, 3
тел.: (495) 967-1505
e-mail: rtsoft@rtsoft.ru
www.rtsoft.ru

PREACTOR 11: НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПЛАНИРОВАНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

А. НЕСТЕРОВА, Т. САМОЙЛОВА (ЗАО "РТСофт")

Рассматривается тенденция, существующая на рынке: FCS/APS-системы оперируют большим количеством данных и учитывают сложные связи между факторами, способными оказывать влияние на выполнение производственных планов.

ERP или системы управления ресурсами предприятий на протяжении последних лет стали привычным атрибутом многих российских компаний. На первый взгляд интегрированный автоматизированный подход к управлению компаниями перспективный и многообещающий: наконец-то появилась возможность решать все проблемы управления разом и взаимосвязанно. Однако, накопив достаточный опыт работы с подобного рода системами, многие компании столкнулись с тем, что зачастую результаты их применения оставляют желать лучшего. Возможности ERP в применении к потребностям реального производства оказались весьма ограниченными. В особенности это касается такой критической для работы производства области, как планирование производственных мощностей, а также оперативное планирование и управление загрузкой оборудования.

Столкнувшись с подобной проблемой, компании стали искать возможности для ее решения. За время активного развития ERP-систем на рынке появился новый класс программного обеспечения, нацеленного на то, чтобы сделать менее заметным разрыв между менеджментом и физическим оборудованием заводов и производственных участков. Такие системы известны под общим названием MES (Manufacturing Execution Systems) и FCS/APS (Advanced Planning and Scheduling Systems). В целом концепция MES является уже достаточно зрелой, и по сути развитие в этой области в основном эволюционное. Совершенно другое дело – системы FCS/APS, чье бурное развитие стало возможным только благодаря общему развитию вычислительной техники.

Хотя общие принципы функционирования FCS/APS-систем были разработаны еще в конце 80-х годов, сложность используемых компьютерных алгоритмов и их требовательность к вычислительным ресурсам заставили отложить начало их активного использования до появления подходящих компьютерных технологий. Производительность современной компьютерной техники, наконец, позволила реализовать сложные математические алгоритмы моделирования производства на обыкновенных ПК. Как результат мы можем наблюдать бурный рост этого сегмента ПО.

За время существования в отрасли появились свои лидеры, и, несомненно, самым крупным из них по праву является английская компания Preactor International, чьи решения занимают значительную часть рынка. За 17 лет работы в области создания систем планирования компания приобрела огромный опыт и уникальные знания, которые воплощаются в виде программных продуктов семейства Preactor FCS/APS. В ближайшее время будет выпущена новая – 11-я по счету – версия программы, на примере которой мы попробуем рассмотреть те новейшие функции, которые задают стандарт работы для остальных участников рынка.

Одиннадцатая версия Preactor, наряду с давно ожидаемыми изменениями, обещает много дополнительных функций. Прежде всего, программа получила новый, переработанный интерфейс. Вплоть до десятой версии внимание разработчиков было сосредоточено в основном

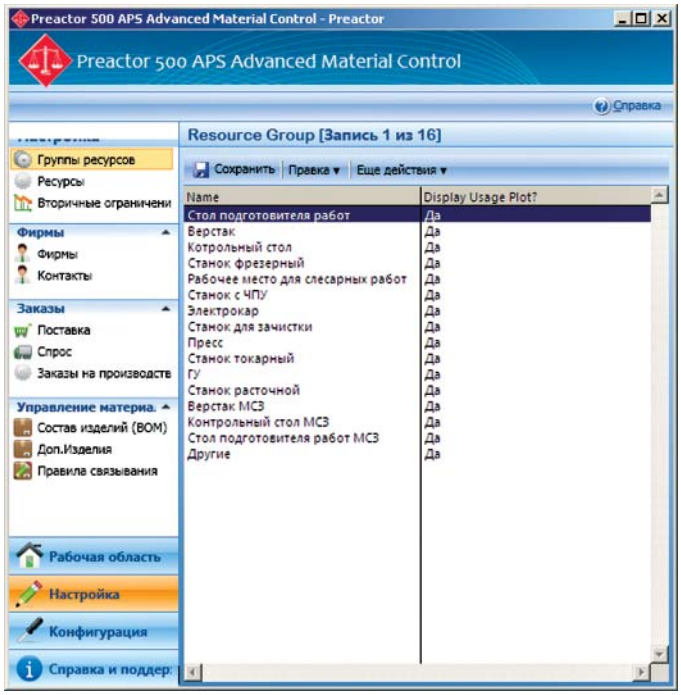


Рис. 1

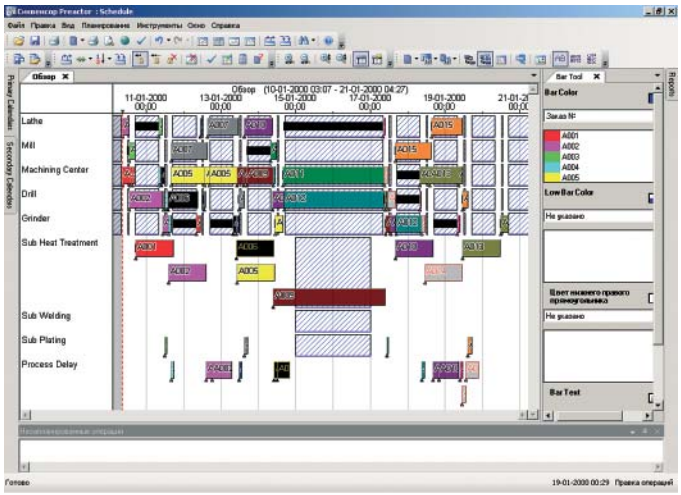


Рис. 2

в области улучшения производительности и отладки работы существующего функционала. Система использовала интерфейс, доставшийся ей по наследству еще в конце 90-х годов прошлого века, который не претерпевал особых изменений и переносился из версии в версию. В новом релизе разработчики наконец решили уйти от морально устаревшего интерфейса, придали программе современный вид и сделали ее более удобной в использовании. Интерфейс системы выполнен в стиле знакомого практически каждому пользователю ПК Microsoft Outlook. Удобные вкладки разделяют логические блоки информации и помогают ориентироваться в сложной структуре данных. При этом программистам компании удалось сохранить одну из сильных возможностей Preactor – описание структуры меню в обычных текстовых файлах, т. е. внешний вид программы, ее поведение и структура базы данных все так же описываются с помощью несложного скриптового языка. Это позволяет менять поведение и дорабатывать внешний вид программы без привлечения дорогостоящих консультантов силами отдела ИТ компании. И что очень важно, при этом в системе сохранился прежний (простой) способ работы с информацией, касающейся ресурсов, ограничений, продукции и всего остального, что необходимо для работы с расписаниями (рис. 1-4).

Значительные нововведения не ограничиваются новым внешним видом. Разработчики провели большую работу и, по сути, заново переписали все математическое ядро системы. В процессе работы над проектами специалисты компаний столкнулись с тем, что клиенты хотят рассчитывать в системе всё более сложные и объемные планы. При этом не должна возникать ситуация, с которой сталкиваются пользователи некоторых распространенных ERP-систем, когда расчет расписания запускается в виде пакетного задания, полностью занимает ресурсы системы и может продлиться целую ночь. Специалистам пришлось совместить решение двух трудносовместимых между собой задач: ускорить работу ядра, переписав алгоритмы, и сохранить совместимость с конфигурациями, написанными для предыдущих версий. К чести разработчиков, надо заметить – им удалось решить обе задачи. Работа над новым ядром (кодовое имя “Арда”) была начата два года назад. Предварительный обзор результатов этого проекта показал, что новое ядро действительно может стать прорывом. Окончательный релиз подтверждает эти ожидания. Система начала работать значительно быстрее. По словам представителей компании, все ближайшие релизы системы будут основаны на новом ядре. При этом удалось сохранить полную совместимость со старыми версиями, что позволит клиентам, уже имеющим программное обеспечение Preactor, а их более 3000, в полной мере ощутить все плюсы новой версии со своими унаследованными конфигурациями.

И специалисты компании Preactor, и партнеры, тестирующие новую версию, едино-

душны: скорость работы с большими и сложными расписаниями многократно возросла. Специально проведенное нагрузочное тестирование показало, что Preactor 11 с легкостью строит расписание из 1 000 000 операций в течение менее 3 минут – результат, недостижимый для конкурентов! Кстати, ядро "Арда" позволило осовременить и подход к методике глубокой доработки функционала. Если до 10-й версии Preactor оперировал только с моделью COM, то, начиная с 11-й версии, система будет полностью поддерживать текущий отраслевой стандарт разработки ПО Microsoft .NET 3.5. Это позволит разрабатывать дополнения на любом .NET языке программирования – от .NET VisualBasic до C# и совсем уже экзотичном J#. Помимо всех рассмотренных нововведений не обойден вниманием и всеобщий тренд на работу с несколькими процессорами ПК и распараллеливание вычислений. Начиная с версии 11.1, разработчики обещают ввести давно ожидаемую поддержку многопроцессорности и нескольких ядер, что также должно положительным образом сказаться на общей производительности.

Серьезные изменения коснулись и подсистемы работы с отчетами и печатными формами. Preactor весьма активно использует возможности службы Reporting Services, входящей в MS SQL Server. Все средства анализа расписаний, вычисления производительности и метрик, а также вывода различных отчетов и бланков (типа сменных заданий) базируются на запросах к службе MS SQL Server Reporting Services. Опыт работы в крупных производственных компаниях выявил недостаток такого подхода при распределенных инсталляциях. В 11-й версии появилась возможность локальной работы с отчетностью и печатными формами. То есть каждая рабочая станция сможет использовать локальные копии отчетов и бланков, которые будут работать без установки локального SQL-сервера. Помимо этого, система активно пользуется новыми возможностями службы Reporting Services, подсистемы визуализации данных и нового конструктора отчетов, представленных корпорацией Microsoft в только что вышедшем релизе MS SQL Server 2008 R2.

В целом важность работы в распределенных условиях была осознана разработчиками уже давно, и с каждой версией количество функций, направленных на упрощение синхронизации данных расписаний между несколькими системами, неуклонно увеличивается. К примеру, в 11-й версии будут значительно расширены возможности клиентских терминалов, используемых для ввода и вывода информации на местах (в цехах, на производственных участках и т.п.). Помимо существующего цехового клиентского терминала, который позволяет получать задания и операции для указанной группы ресурсов, а также вводить данные о состояниях оборудования и фактических результатах работы, появляется новый управленческий терминал. Он позволяет просматривать расписания, различную статистику, даты завершения заказов, производить анализ "что если", а также выполнять проверку возможности выполнения заказов к указанному сроку. Таким образом, информация о загрузке и возможностях производства может в реальном времени распространяться по всей цепоч-

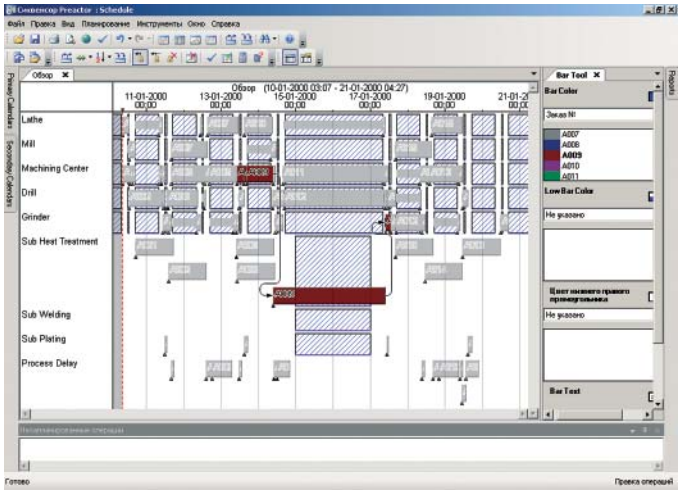


Рис. 3

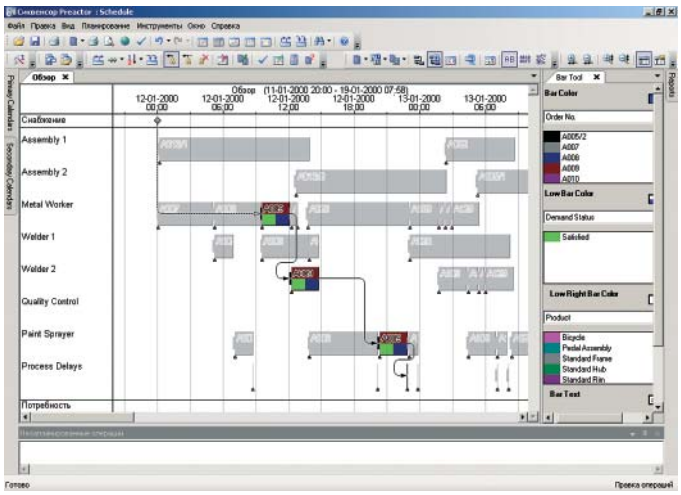


Рис. 4

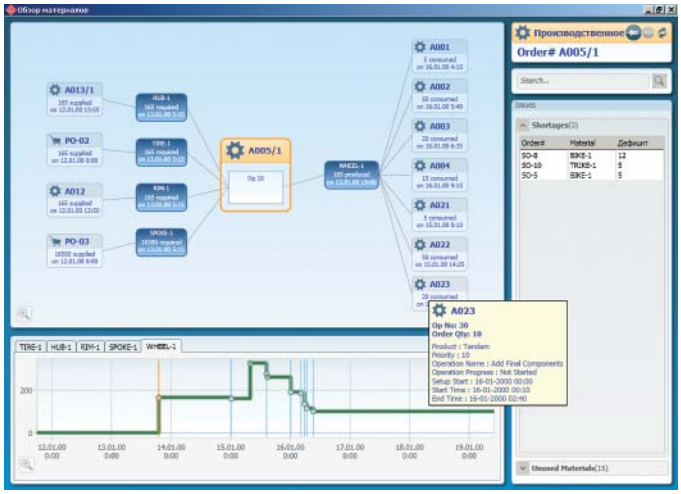


Рис. 5

ке: от менеджера по продажам и директора по производству до мастеров участка и технологов. Это позволяет выстроить замкнутый цикл “планирование – работа – отслеживание – корректировка”, без которого реализация системы мгновенной реакции на изменения невозможна.

Preactor 11 позволяет автоматически публиковать расписания на корпоративном портале или веб-сайте, рассылать их по электронной почте. Кроме того, уже известно, что в версии 11.1 расписания будут публиковаться в формате Silverlight, что дает дополнительные возможности интерактивной работы непосредственно на интранет-сайте.

Preactor FCS/APS разработан как продукт, максимально дополняющий возможности ERP-систем. Однако в некоторых случаях Preactor FCS/APS может смело брать на себя некоторые их функции. Примером может служить реализация расчета объемно-календарных планов – MPS. В Preactor реализован очень удобный для работы инструмент – графический MPS (GMPS). Это отдельная надстройка, которая была доступна в версии 9. Однако из-за проблем с совместимостью из 10-й версии ее убрали и, наконец, снова вернули в 11-й версии, причем в значительно улучшенном и переработанном виде. Как уже было сказано, все нововведения направлены на увеличение производительности. Не стала исключением и новая реализация графического MPS. При работе система может оперировать с более подробной моделью производства и при этом производить расчеты значительно быстрее.

Как показывает статистика, в более чем 80 % проектов Preactor используется в тесной интеграции с ERP-системами. К уже имеющимся на сегодняшний момент сертифицированным коннекторам в такие системы, как Dynamics AX, Dynamics NAV, MFG.PRO и Wonderware, добавился еще один: коннектор для SAP. Работа по его сертификации успешно завершена. Это важный этап развития, так как позволяет выйти на новый уровень и новые рынки. По информации от разработчиков, коннектор создан с максимальным использованием новых возможностей Preactor 11.

Завершая обзор, рассмотрим еще один инструмент, важный для работы с ERP-системами. Как правило, при составлении планов приходится учитывать наличие и доступность материалов и компонентов. Нововведения в последних версиях Preactor касались именно работы с доступностью материалов и со сборочными списками. На сегодняшний день Preactor с успехом справляется с задачами планирования сложнейших сборочных производств, а абсолютно новый инструмент – “Обзор материалов” (рис.5) – позволяет еще проще контролировать движение материалов и промежуточных изделий между заказами.

В целом проблема отслеживания движения материалов между отдельными заказами решается в рамках отдельных решений, занимающихся управлением цепочками поставок (Supply Chain Management). Однако, как правило, подобного рода решения не занимаются детальным производственным планированием, и в этом случае возникает ситуация, когда возможности двух систем (управления цепочками поставок и управления производственными расписаниями) используются не на 100 процентов. Особенно эта проблема актуальна для сложных и очень сложных расписаний с большим количеством взаимозависимых производственных заказов. Новая функция “Обзор материалов” добавляет в Preactor новый пласт функциональности по управлению и анализу цепочек поставок, что позволяет реализовать все возможности системы на 100%.

“Обзор материалов” – это графический инструмент интерактивного отслеживания и анализа движения и связи заказов и материалов между собой. В инструменте реализован удобный подход к визуализации данных в различных разрезах. Есть возможность увидеть потребление любого материала в любой момент времени. “Обзор материалов” поддерживает режим drill-down, при котором,

щелкнув на любую операцию или заказ, можно перейти к информации о нем и о том, какие материалы он потребляет и как используется в других заказах. Помимо этого, ведется подробный список нехватки материалов с указанием заказа, операции в заказе и точного количества недостаточных материалов. Также ведется список неиспользованной в других заказах продукции. Все это позволяет реализовать завершенную систему управления закупками и поставками материалов в разрезе производственных процессов, что способствует минимизации запасов на всех видах складов, улучшению показателей cash-flow и, в конечном счете, увеличению показателей прибыльности бизнеса.

Увы, формат публикации не позволяет детально рассмотреть все нововведения и их влияние на деятельность производства. Однако можно обозначить общую тенденцию, существующую на рынке: FCS/APS-системы оперируют все большим количеством данных и учитывают все более сложные связи между всеми факторами, способными оказывать влияние на выполнение производственных планов. Это позволяет строить реалистичные прогнозы и получать в результате достижимые производственные планы. Все это в комплексе дает компаниям дополнительное конкурентное преимущество – в оптимальном использовании производственных ресурсов и станочного парка, в оптимальных складских запасах, оптимизации движения материалов по производственным маршрутам и многим другим аспектам работы современного производственного предприятия, что особенно актуально в сегодняшних условиях стагнации рынков и усиления конкуренции.

Анна Нестерова – директор по маркетингу,
Татьяна Самойлова – менеджер по маркетингу ЗАО "РТСофт".
Телефоны: (495) 742-68-28, 967-15-05.
E-mail: pr@rtsoft.ru http://www.rtsoft.ru

НОВОСТИ

PlantTriage™ – СИСТЕМА МОНИТОРИНГА И АНАЛИЗА ПАРАМЕТРОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕПЕРЬ И В РОССИИ

Впервые на Российском промышленном предприятии внедрена и успешно работает Система мониторинга и анализа параметров функционирования Систем автоматического регулирования – PlantTriage™, разработанная американской компанией ExperTune Inc. Пуск Системы осуществлен специалистами НПО ТЕХНОКОНТ 20 августа 2010 г. на заводе бензинов крупной российской нефтеперерабатывающей компании ОАО "ТАИФ-НК" (Республика Татарстан). ТАИФ-НК уделяет большое внимание повышению эффективности функционирования действующих систем и оборудования.

PlantTriage является основой для создания на промышленном предприятии современной инфраструктуры эффективной эксплуатации Систем автоматического регулирования.

PlantTriage помогает оптимизировать на производстве всю систему управления процессами в целом, включая оборудование, контроллеры и исполнительные устройства. Фокусирует Ваше внимание на наиболее важных участках производства с экономической и технологической точек зрения. Это позволяет значительно экономить финансовые ресурсы уже через несколько дней после установки PlantTriage. Программное обеспечение PlantTriage разработано ExperTune Inc. и установлено на сотнях установках по всему миру. PlantTriage помогает экономить деньги, уменьшить энергопотребление и увеличить производительность в различных отраслях промышленности. Более 20-ти лет ExperTune занимается задачами, связанными с наладкой и экспертизой систем регулирования, весь этот опыт был включён в программное обеспечение PlantTriage. PlantTriage – программное обеспечение, удостоенное множества наград.
http://www.planttriage.ru

Компания ExperTune занимается разработкой высококачественного программного обеспечения с 1986 г. ExperTune получила высокое международное признание как ведущий разработчик программного обеспечения для обеспечения максимально эффективной работы контуров ПИД – управления на производстве. У ExperTune отличная репутация по качеству, инновациям и услугам во всём мире.
http://www.expertune.com

НПО ТЕХНОКОНТ специализируется в области создания новых, эксплуатации и повышения эффективности функционирования действующих на предприятии Систем Автоматического Регулирования. Более 15-ти лет специалисты НПО ТЕХНОКОНТ успешно разрабатывают уникальное программное обеспечение и методики, выполняют специализированные услуги по разработке и наладке САР, повышают квалификацию эксплуатационного персонала предприятий. В апреле 2010 г. НПО ТЕХНОКОНТ стал Авторизованным представителем ExperTune Inc. на территории России.
http://www.technocont.ru

КОМПЛЕКСНАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПРОЕКТАМИ ОАО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ»

Е.В. УВАРОВА, Л.Д. ЗУБОВА (ОАО “Гипровостокнефть”)

Институт Гипровостокнефть – одна из крупнейших проектных организаций нефтегазовой отрасли, выполняющая весь комплекс проектно-изыскательских и научных работ в этой сфере. Высококвалифицированные специалисты института проектируют объекты комплексного обустройства месторождений, магистрального транспорта нефти и газа, газоперерабатывающих заводов. Одновременно ведется работа над несколькими десятками проектов. Всего в работе над проектами задействовано около 600 проектировщиков.

Разработка проектно-сметной документации (ПСД) – творческий трудно формализуемый процесс, в котором последовательно-параллельно выполняют работы специалисты различных дисциплин (марок проектирования). Оценка труда каждого проектировщика, определение трудозатрат на разработку того или иного проектного документа – одна из наиболее сложных проблем при организации планирования и контроля выполнения проекта. На сегодняшний день в отрасли отсутствует единая общегосударственная нормативная база трудозатрат на разработку проектно-сметной документации. В отличие, например, от работ по рытью траншей или укладке кирпичей процесс проектирования нельзя контролировать по количеству выпущенных в день документов или начерченных линий на чертеже. Отсюда – особенности планирования и контроля выпуска ПСД.

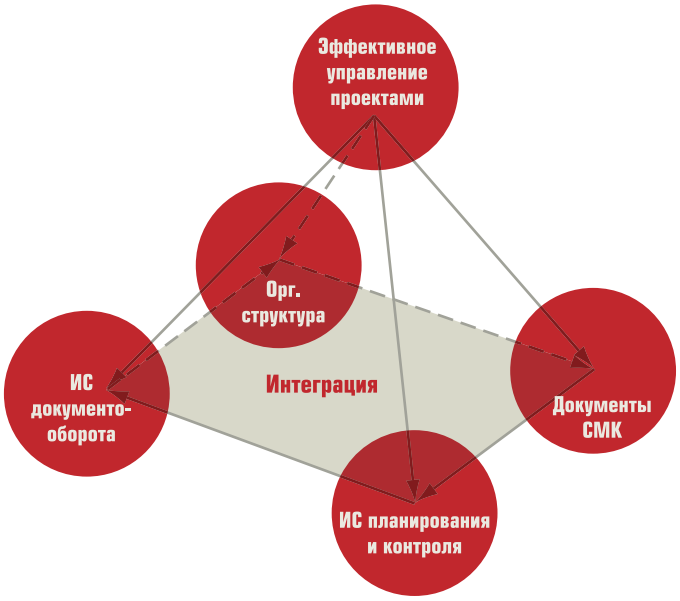


Рис. 1. Эффективное управление проектами

Эффективное управление проектами в современных условиях – это интеграция информационных систем планирования, контроля, документооборота с действующей системой менеджмента качества (СМК) на базе оптимальной организационной структуры предприятия (рис. 1).

В ОАО “Гипровостокнефть” создана специальная группа для управления проектами, в обязанности которой входит:

- формирование сметы на выполнение проектно-изыскательских работ (ПИР);
- формирование календарного плана к договору на выполнение ПИР с учетом данных о текущей и будущей загрузке исполнителей;
- формирование графика выпуска ПСД;
- определение бюджета проекта в трудозатратах (сметы трудозатрат);
- сбор фактических данных о выполнении работ и трудозатратах;
- формирование отчетности о ходе выполнения работ по проектам.

Рис. 2. Комплексная система управления проектами ОАО "Гипровостокнефть"

При построении системы управления активно применяется процессный подход. В рамках системы менеджмента качества разработаны регламенты основных процессов, положения о подразделениях, должностные инструкции. По согласованию с заказчиком для каждого проекта разрабатывается План обеспечения качества.

Создана и постоянно развивается комплексная система управления проектным производством (рис. 2), позволяющая управлять содержанием, сроками, ресурсами, рисками, качеством и коммуникациями проектов в рамках единого информационного пространства на базе корпоративного веб-портала. Внутренний портал ОАО "Гипровостокнефть" разработан силами программистов отдела ИТ с использованием .NET-технологий и SQL-сервера.

Финансовая деятельность Общества полностью автоматизирована на платформе 1С (рис. 3). Прежде всего, это:

- формирование и контроль исполнения различных бюджетов организации;
- определение фондов оплаты труда (доплат) в зависимости от фактически выполненных объемов работ;
- планирование и отслеживание платежей на уровне этапов календарных планов к договорам на выполнение ПИР;
- ведение бухгалтерского учета;
- регламентированный кадровый учет;
- управление персоналом (планирование, обучение, аттестация).

Управление проектом начинается с оформления договора, формирования технического задания, сметы и календарного плана. Для расчета смет на выполнение ПИР институт

Рис. 3. Автоматизация финансовой деятельности

приобрел и внедряет ProjectSmetaCS. Централизованный учет, хранение и управление договорами, заключаемыми ОАО "Гипровостокнефть" по всем направлениям своей деятельности, и всей документацией, относящейся к договорам (счет на оплату, акт, накладная, счет-фактура, платежное поручение и т.п.), осуществляется в разработанной автоматизированной системе на базе корпоративного портала. Система учета и управления договорами позволяет:

- вести централизованный учет договоров;
- контролировать прохождение договора по всем этапам жизненного цикла от оформления и согласования до исполнения;
- сократить сроки согласования договорной документации;
- организовать оперативный доступ заинтересованным и ответственным специалистам к договорной документации;
- планировать и контролировать выполнение обязательств по договорам;
- вести централизованную базу контрагентов.

Из системы учета и управления договорами реквизиты договора и этапы календарного плана со всеми взаимосвязями экспортируются в программный комплекс на платформе 1С "Инталев. Корпоративный менеджмент", где осуществляется долгосрочное производственное и финансовое планирование.

Договор – это основание для инициализации проекта, начала работ по проекту. На основе задания на проектирование, заведенного в системе календарного плана, и шаблона проектов ГИП формирует в автоматизированной системе ведения реестров проектных работ состав реестра – укрупненную структуру проектных работ (чаще всего она совпадает с составом проекта или структурой пояснительной записки). Электронный реестр разработан отделом ИТ ОАО "Гипровостокнефть" в 2007 г. в рамках корпоративного портала и предназначен для детального планирования и контроля выполнения проектных работ на уровне отделов и конкретных исполнителей. Каждый раздел в реестре привязан к определенному этапу календарного плана. В реестр обязательно включаются разделы, выполняемые субподрядными организациями. Это позволяет контролировать работу субподрядчиков.

Шаблон проектов – это нормативная база трудозатрат, созданная на основе экспертных оценок. Трудозатраты в шаблоне проектов определяются на каждый документ, разрабатываемый в комплекте чертежей по каждой марке в каждом конкретном объекте проектирования и поддерживаются в актуальном состоянии путем сопоставления их с фактическими данными в ходе проектирования.

Укрупненный график выпуска ПСД на уровне состава проекта формируется в программном обеспечении Oracle Primavera (Primavera Project Management), которое используется в ОАО "Гипровостокнефть" с 1997 г. Для формирования графиков выполнения работ используются два подхода. Первый подход заключается в том, что созданный на портале ГИП состав реестра с обобщенными сроками выполнения по этапам календарного плана передается в Primavera Project Management в качестве WBS (Work Breakdown Structure). Далее на ее основе с учетом нормативно-технологических моделей проектирования формируется график выпуска ПСД, содержащий основные вехи процесса (получение данных от поставщиков, обмен заданиями и т.п.). Второй подход заключается в конструировании графика в Primavera Project Management из типовых графиков по отдельным объектам проектирования, хранящимся в Primavera Methodology Management.

Нормативно-технологические модели проектирования (НТМ) отражают последовательность выполнения работ при выпуске ПСД и их трудоемкость (рис. 4) Модели были разработаны на основе многолетнего опыта проектирования десять лет назад и успешно использовались в программном комплексе ДАСПИ, предназначенном для управления деятельностью проектного института. В настоящий момент нормативно-технологические модели актуализируются на предмет совершенствования технологий выпуска ПСД, заносятся в Primavera Methodology Management и затем используются в качестве типовых графиков для календарного и ресурсного планирования.

Оценка загрузки трудовых ресурсов и календарное планирование ресурсов (рис. 5) осуществляется в Primavera Project Management на уровне марок проектирования (групп проектировщиков, обладающих одинаковыми компетенциями). Сведения о марках проектирования и интенсивности их использования поступают в Primavera из раздела корпоративного портала "Сотрудники".

Интеграция Primavera в единое информационное пространство института осуществляется через web-сервисы с использованием функций Primavera Integration API.

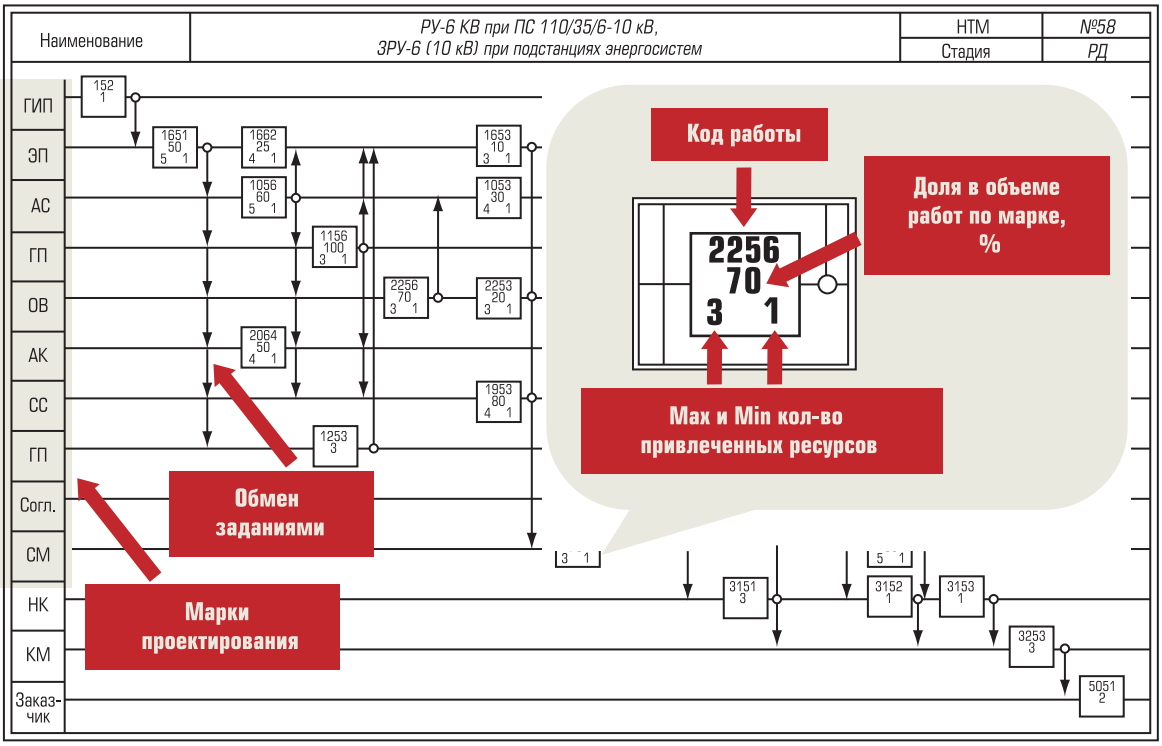


Рис. 4. Нормативно-технологическая модель проектирования

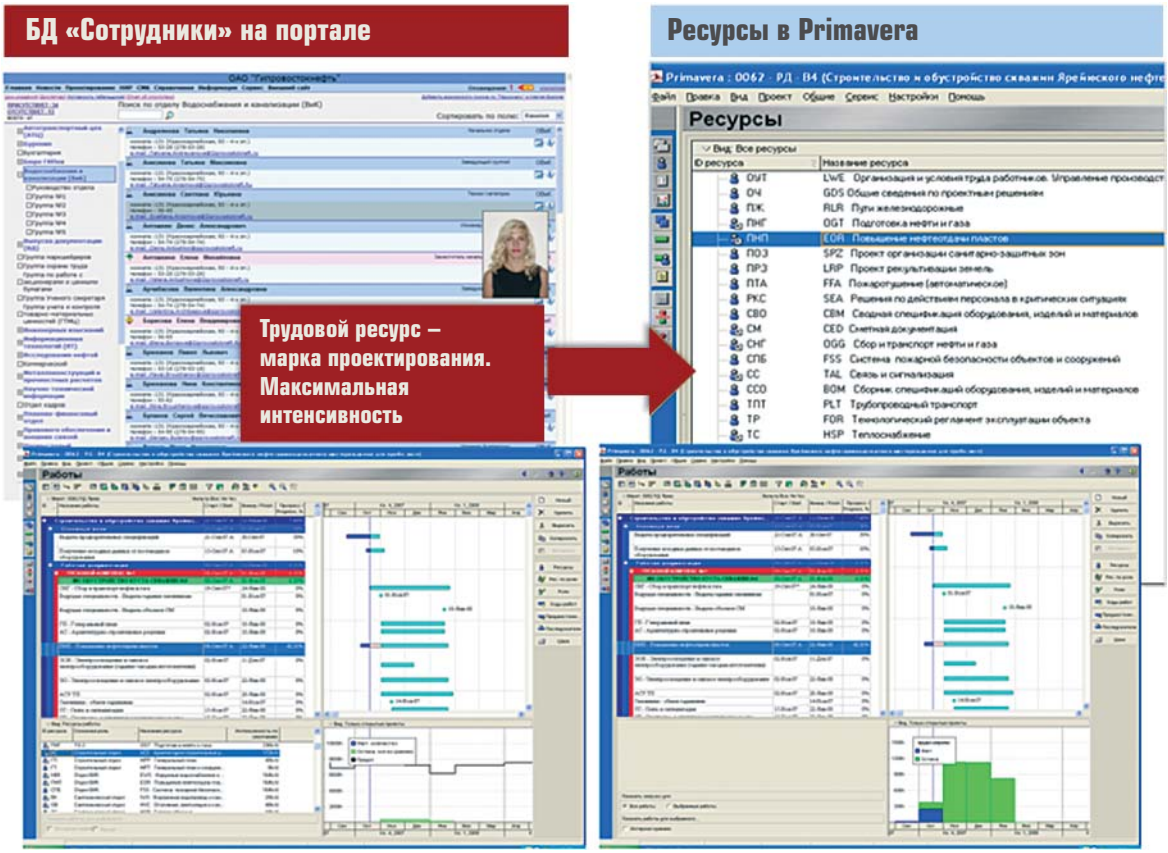


Рис. 5. Календарное планирование ресурсов

Рис. 6. Формирование реестра проектных работ

На основе созданной ГИП структуры реестра работ, шаблона проектов и графика выпуска ПСД отделы наполняют электронный реестр работами и документами. В результате получается детальная структура работ по проекту. Электронный реестр, как и все, что необходимо для выполнения работ в рамках проекта, размещается на виртуальном ресурсе проекта в интранете. Сотрудников, ответственных за ведение реестра в отделах, назначают руководители отделов. Реестр содержит полный перечень всех работ и документов, выполняемых в рамках проекта с указанием исполнителей, трудозатрат, физического прогресса выполнения работ и текущего состояния ревизий ПСД.

Для каждой работы (документа) в реестре (рис. 6) указывается ее статус (действителен, аннулирован, приостановлен с причиной приостановки и т.д.). Попадая в сводный отчет, эти данные дают ГИП возможность увидеть узкие места в процессе выпуска ПСД и вовремя скорректировать действия. Для каждой записи в реестре определяются планируемые и проставляются фактические даты выполнения работ по основным этапам проектирования. В случае срыва планируемых дат определяются прогнозные даты. Это дает возможность оперативно корректировать график выпуска ПСД.

На основе созданного реестра (рис. 7) формируется в соответствующей подсистеме бюджет проекта и смета трудозатрат. Этот бюджет, соотнесенный с календарным планом, передается в планово-финансовый отдел в систему "Инталев. Корпоративный менеджмент". Получается так называемое распределение объемов между подразделениями. Система бюджетирования в связке с реестром работ является основой для дальнейшего учета трудозатрат и закрытия объемов на основе табелей учета рабочего времени.

Сам процесс выпуска ПСД в ОАО "Гипровостокнефть" почти полностью автоматизирован за счет применения комплексной системы автоматизированного проектирования, автоматизации на базе корпоративного веб-портала обмена заданиями между участниками проектирования, автоматизации внутреннего контроля качества ПСД в проектных отделах, перевода ПСД на английский язык, нормоконтроля, комплектации и отправки ПСД заказчику.

На базе электронного реестра создана система централизованного хранения файлов ПСД в редактируемом и нередактируемом pdf-формате, система управления выпуском ПСД (PDM-система). Автоматизация обмена заданиями между смежниками дала возможность ГИП контролировать и анализировать один из основных этапов выпуска ПСД, решать спорные вопросы между подразделениями. Создан мощный инструмент контроля сдачи ПСД в электронный архив по проектам, отделам, исполнителям (рис. 8).

Контроль важен не только за исполнением сроков и бюджета проекта, но и за качеством проектных решений. Основные источники данных о качестве проектной документации – система внутреннего контроля качества в отделах, система нормоконтроля и данные о замечаниях заказчика в электронном архиве. Эти инструменты позволяют накапливать

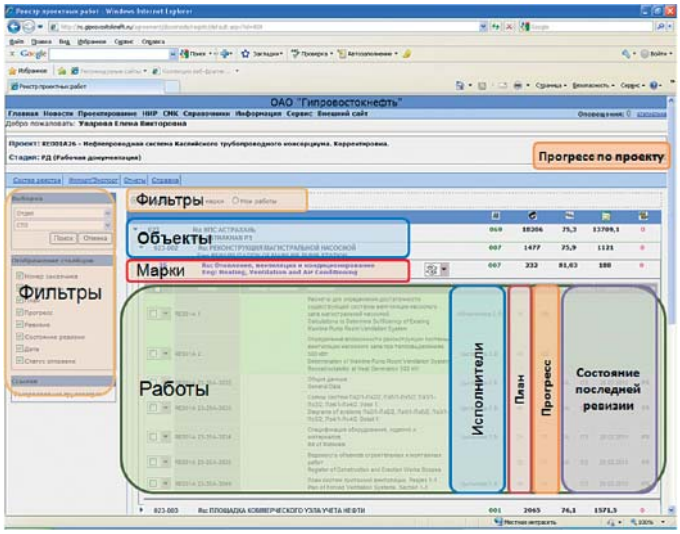


Рис. 7. Электронный реестр проектных работ

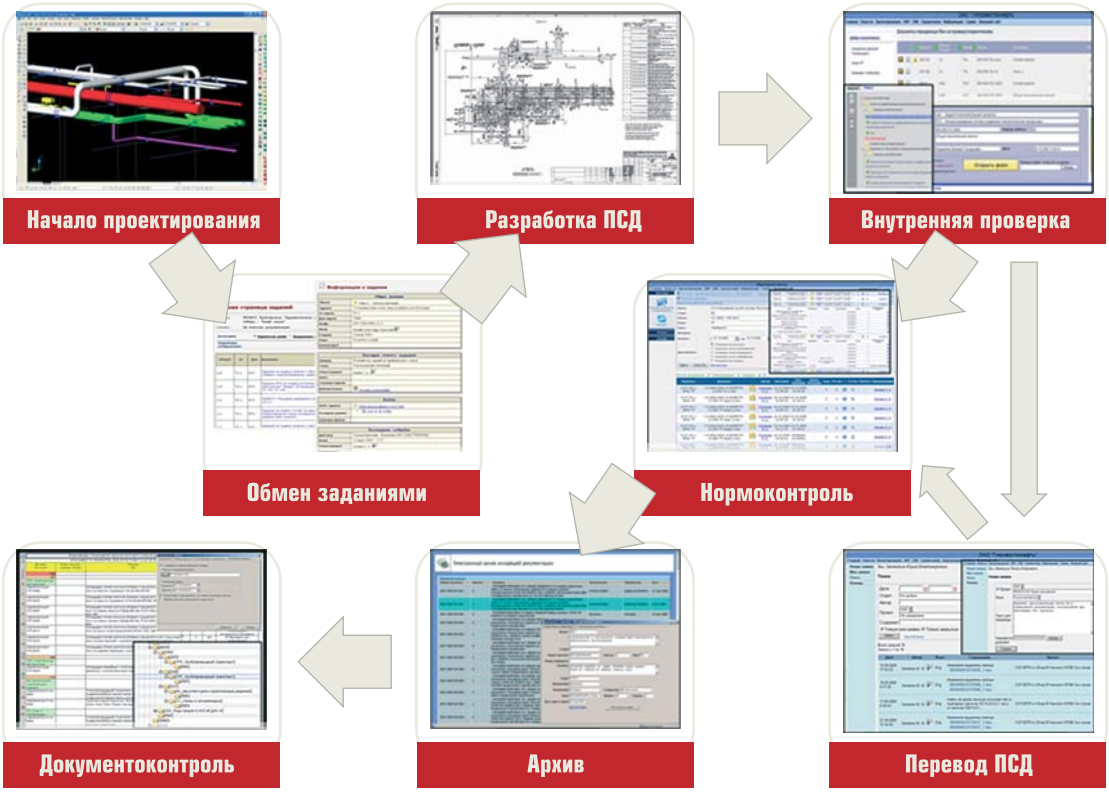


Рис. 8. Выпуск проектно-сметной документации

информацию о несоответствиях, обнаруженных в процессе работы с целью дальнейшего анализа, выполнения корректирующих и предупреждающих действий. Разработана методика комплексной оценки качества как проекта в целом, так и выпускаемой ПСД по каждому отделу на основе количественных показателей, полученных из анализа статистики вышеназванных систем (рис. 9).

Физический прогресс выполнения работ определяется по шкале прогресса, каждое значение которой соответствует этапу проектирования. Для каждой стадии проекта может быть определена своя типовая шкала. За счет того, что все основные этапы разработки ПСД автоматизированы, фактические данные о физическом прогрессе и состоянии ревизий ПСД автоматически аккумулируются в реестре работ и передаются в Primavera Project Management.

Для контроля за состоянием проекта у ГИП есть масса инструментов, основанных на отчетности по реестру работ. ГИП всегда может напомнить отделам через систему оповещений нажатием одной кнопки о необходимости выполнения действий по корректировке данных в реестре. Учет работы каждого проектировщика в ОАО “Гипровостокнефть” основан на работах и документах, отраженных в электронном реестре, и табелях учета рабочего времени. Каждый проектировщик может создавать электронный табель, заносить туда свои работы из реестра, ежедневно указывать фактически потраченное время на каждую работу (до-

Рис. 9. Комплексная оценка качества проектов

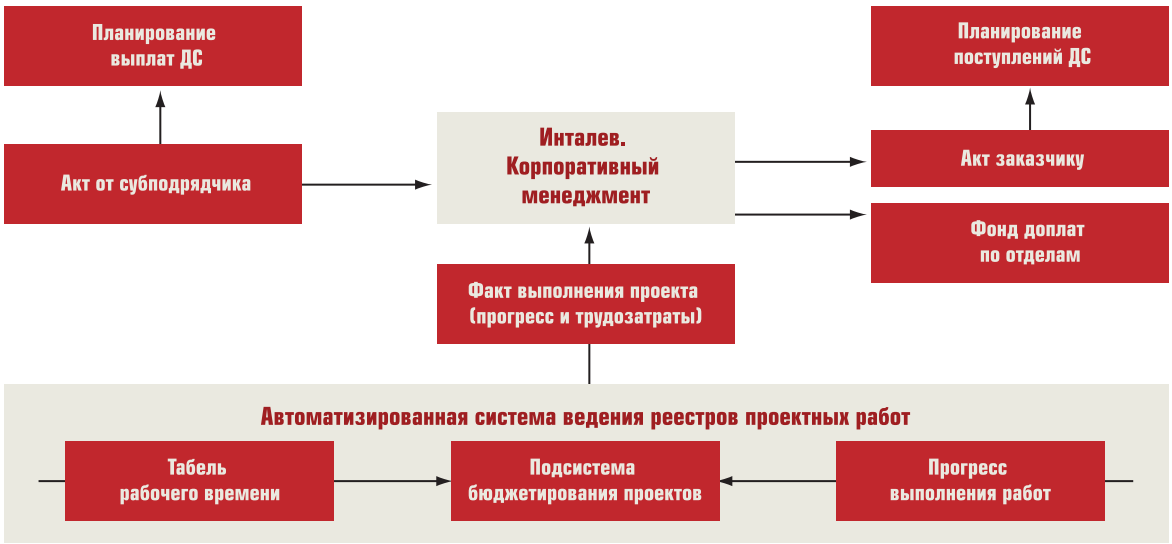


Рис. 10. Контроль выполнения финансового плана

кумент), согласовывать табели в электронном виде с руководителем своего подразделения, группой управления проектами, ГИП.

Для подтверждения трудозатрат, указанных в табелях рабочего времени используется физический прогресс выполнения работ из реестра (автоматическое сопоставление фактических трудозатрат в табеле с заработанными трудозатратами в реестре). Дополнительный контроль трудозатрат в табеле можно осуществлять, соизмеряя их с данными пропускной системы о времени нахождения сотрудников внутри института и данными об использовании лицензий соответствующего программного обеспечения на компьютерах пользователей (рис. 10).

Сводные данные из табелей учета рабочего времени и физический прогресс выполнения в качестве фактических данных о выполнении работ передаются в планово-финансовый отдел в систему “Инталев. Корпоративный менеджмент”. На основании этих данных происходит ежемесячное закрытие объемов, расчет доплат отделам, выставление актов заказчикам с учетом полученных актов от субподрядчиков.

Таким образом, информационные технологии в управлении деятельностью проектного института – это среда для коллективной работы над проектом; средства планирования и получения достоверных данных о выполнении планов; средства контроля и анализа; коммуникации между участниками процесса; контроль качества, сроков, затрат и ресурсов.

Автоматизация процесса разработки и выпуска проекта делает его прозрачным и управляемым, а использование инструментов для анализа количественных показателей, полученных из автоматизированных систем, позволяет держать определенную планку качества проектов. Современный заказчик, как показывает наш опыт, при выборе проектной организации придает все большее значение вопросам управления проектами в организации. Наличие хорошо отлаженных, регламентированных в рамках СМК и автоматизированных процедур управления и контроля качества – это залог спроса на услуги проектной организации.

Уварова Елена Викторовна *– заведующая группой отдела информационных технологий ОАО “Гипровостокнефть”.*
Телефон (846) 278-54-66.
E-mail: Elena.Uvarova@giprovostokneft.ru
Зубова Любовь Дмитриевна *– заместитель генерального директора по информационным технологиям ОАО “Гипровостокнефть”.*
Телефон (846) 278-54-66.
E-mail: Lyubov.Zubova@giprovostokneft.ru

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ КОМПЛЕКС КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ БЛОЧНОЙ КУСТОВОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИЕЙ

Ю.Б. ДУБАСОВ, А.В. ПРОКОФЬЕВ (ЗАО “Альбатрос”)

Рассматривается автоматизированный комплекс контроля и управления насосными агрегатами, разработанный ЗАО “Альбатрос” на базе программируемого логического контроллера КПК “Гамма-11”. Комплекс предназначен для оперативного контроля технологических параметров, управления запуском, штатными и аварийными отключениями.

В последние годы наметилась устойчивая тенденция к повышению степени обводненности нефтегазовых месторождений. В этой связи актуален вопрос создания новых и модернизации действующих блочных кустовых насосных станций (БКНС), главной задачей которых является закачка пластовой воды.

Основным элементом БКНС является насосный агрегат (НА). Строгий регламент работы НА, его высокая стоимость и вероятность появления аварийных ситуаций на приемных и выкидных линиях трубопровода – все это требует оснащения НА автоматизированным комплексом контроля и управления (далее “комплекс”). Важной особенностью является размещение НА во взрывоопасной зоне. Это вызывает необходимость выполнения комплекса как взрывобезопасного оборудования. В настоящее время практикуется два подхода к реализации таких комплексов. Это использование специализированных контроллеров, память которых жестко программируется под конкретный исполнительный алгоритм пользователя, и построение комплексов на основе логически программируемых контроллеров. Второй путь более предпочтителен в силу своей гибкости, т.к. нередки случаи замены элементов контроля НА и БКНС или изменение регламента их работы.

Автоматизированный комплекс контроля и управления насосными агрегатами, производимый ЗАО “Альбатрос”, выполнен на базе программируемого логического контроллера КПК “Гамма-11”[1]. Основным назначением его являются оперативный контроль технологических параметров до четырех НА и управление устройствами их запуска, штатного и аварийного отключений по установленному пользователем алгоритму. Комплекс представляет собой типовое системное решение по автоматизации НА для реализации задач перекачки жидкости на БКНС и установках подготовки нефти. Под “типовым решением” понимается многократное и в различных исполнениях успешное применение комплекса в ведущих отечественных нефтяных компаниях.

Принцип работы комплекса. В базовой конфигурации комплекс для каждого НА обеспечивает измерение и регистрацию следующих технологических параметров:

- температура полевого и рабочего подшипников насоса;
- температура полевого и рабочего подшипников двигателя;
- вертикальная вибростойкость полевого и рабочего подшипников насоса;
- горизонтальная вибростойкость полевого и рабочего подшипников двигателя;
- температура гидропяты и обмоток электродвигателя;
- ток и напряжение электродвигателя;
- давление воды в насосе на приеме (всасывающем патрубке);
- давление воды в насосе на выкиде (нагнетающем патрубке);
- давление и температура масляной линии;
- расход жидкости через НА.

Кроме того, комплекс регистрирует и анализирует следующие дискретные сигналы:

- срабатывания электрозащиты двигателя;
- “повышенная утечка через сальники”;

[1] Гаврилов А.А., Дубасов Ю.Б. Контроллер промышленный комбинированный ГАММА-11 // Промышленные АСУ и контроллеры. 2006 г. № 10.

- “состояние НА (вкл./выкл./авария)”;
- “состояние масляного насоса (вкл/выкл)”;
- “состояние кнопки “Съем аварии”;
- “состояние электрозадвижки на выкиде НА (открыта/закрыта/авария)”.

На основе анализа перечисленных параметров комплекс формирует необходимые сигналы управления - готовности НА к пуску, штатного и аварийного останова НА, включения/выключения маслонасоса, открытия/закрытия электрозадвижек. Приведенный перечень сигналов ввода/вывода относится к базовой конфигурации комплекса и может изменяться в соответствии с требованиями конкретного Заказчика на основании данных опросного листа.

На основании проведенных измерений в комплексе ведется постоянное сравнение полученных результатов с аварийными значениями контролируемых параметров. В соответствии с алгоритмом комплекс выполняет необходимые действия по аварийному или штатному останову НА. В случае аварии комплекс регистрирует состояние насосного агрегата на этот момент, выделяет сработавшую аварийную уставку и ожидает квитирования оператором факта аварийного останова. По типовому регламенту пуск НА производится оператором. Функция комплекса здесь заключается в контроле за состоянием НА в момент пуска и формирования либо разрешительного сигнала “Готовность пуска” в случае нормального состояния НА, либо сигнала блокировки действий оператора в случае аварийной ситуации НА.

Из приведенного выше перечня контролируемых параметров не все имеют одинаковую важность. Наивысший приоритет установлен для сигналов, аварийные уровни которых ведут либо к разрушению самого НА, либо характеризуют внешнюю аварию трубопровода или представляют опасность для обслуживающего персонала. К таким параметрам, например, относятся температура подшипников, давление на приеме и выкиде, виброскорость. При аварийных значениях этих параметров происходит безусловный аварийный останов НА. Основная сложность контроля работающего НА заключается в том, чтобы, с одной стороны, сохранить исправным сам НА (не качать жидкость в поврежденную трубу), а с другой – без необходимости не отключать НА, т.к. это ведет к продолжительному разрыву потока жидкости трубопровода, кроме того, для повторного пуска НА необходимо присутствие персонала. Необоснованный останов НА явится причиной значительных экономических потерь, поэтому алгоритм управления НА должен принимать решение на останов НА, неоднократно подтвердив наличие аварийной ситуации.

В этой связи интерес представляет анализ уровней давлений на приеме и выкиде НА. Он несколько сложнее пороговых безусловных отключений по аварийным температурам. Уровни давлений при нормальном режиме работы НА должны находиться в установленных технологических пределах. Превышение максимального значения может привести к разрыву трубопровода, а упавшее давление ниже минимальной уставки расценивается как уже случившийся разрыв трубы. При этом все было бы просто, если бы не возможное появление в подводящем трубопроводе воздушных пробок. В основе процедуры их выявления лежит метод отбора событий по времени, суть которого в конечной продолжительности следования воздушного пузыря. Постоянные для процесса отбора обычно определяются местным технологом.

Состав контроллера и его характеристики. КПК “Гамма-11”, входящий в состав базовой конфигурации комплекса, включает интерфейсные модули как взрывобезопасного, так и общепромышленного исполнений: модуль интерфейса термометров МИТ2 (1 шт.), модуль токовых входов МТВ3 (2 шт.), модуль расходомера МР2 (1 шт.), модуль дискретного ввода МВ2 (1 шт.) и модуль ключей МК3 (1 шт.). С их помощью для каждого из контролируемых насосных агрегатов обеспечивается:

- запитка до шести термопреобразователей сопротивления искробезопасным стабилизированным током, измерение падения напряжения на них и преобразование результатов измерения в соответствующие коды значений температур в диапазоне от –50 до +150 °С с погрешностью ±0,2 °С;
- искробезопасное питание и одновременное измерение четырех токовых сигналов взрывобезопасных датчиков, имеющих стандартный токовый выход 4...20 мА, по двухпроводной схеме включения с погрешностью ±5 мкА;
- гальваническую изоляцию всех каналов измерения температуры и тока как между собой, так и от общего провода прибора;
- ввод состояний до 22 гальванически изолированных дискретных сигналов с внешних устройств типа “сухой контакт”;

Рис. 1. Внешний вид шкафа контроля и управления ШкУ

- ввод и обработку двух гальванически изолированных дискретных частотных сигналов или искробезопасное питание и обработку двух сигналов с магнитных турбинных преобразователей расхода;
- вывод до 16 дискретных сигналов типа “сухой контакт” на внешние устройства.

Обязательным компонентом комплекса, в силу его большой ответственности, является местный пульт управления. Он выполнен на базе Терминала-2 КПК “Гамма-11”. Инструментальные средства программирования Терминала-2 обеспечивают формирование пакета экранов отображения состояния НА по требованию Заказчика, при этом поле экрана может содержать и текстовые диагностические сообщения. На полноформатном образе экрана удалось целиком разместить всю телеметрическую информацию по отдельному НА с возможным маркированием аварийного параметра.

Исполняемый алгоритм работы НА 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

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	IP20
3. Климатическое исполнение	УХЛ4
4. Питание	От 180 до 242 В, частотой 50 Гц
5. Потребляемая мощность	До 1000 В•А для настенного исп., До 1800 В•А для напольного исп.
6. Габаритные размеры	До 600x800x320 мм для настенного исп. До 800x2100x700 мм для настенного исп.

мере необходимости. 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.

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 выполнен в виде шкафа контроля и управления (далее "ШкУ") в двух исполнениях:

- настенное, с возможностью управления одним или двумя НА;
- напольное, с возможностью управления от одного до четырех НА.

На рис.1 показано конструктивное оформление комплекса для двух НА. В ШкУ устанавливаются модули КПК "Гамма-11", источник бесперебойного питания, клеммные соединители, реле и выключатели. На дверце ШкУ размещены Терминал-2, кнопки управления насосами и электрозадвижками и сигнальные лампы.

В заключение о том, что удалось (или явные преимущества в сравнении с известными системами):

- отказаться от внешних барьеров искробезопасности, используя интерфейсные модули КПК "Гамма-11" с видом взрывозащиты "Искробезопасная электрическая цепь";
- формировать комплекс адекватно задаче (от двух до четырех насосных агрегатов), применив модульную бескаркасную структуру КПК "Гамма-11", тем самым избавив комплекс от незадействованных лишних каналов ввода/вывода;
- реализовать легко редактируемое, простое в восприятии программное обеспечение комплекса;
- обеспечить как автономную работу комплекса, так и органичное его интегрирование в состав АСУ ТП через сетевой интерфейс;
- обеспечить высокий уровень надежности комплекса посредством реализации принципа локальных автоматов без доступа к процессу управления ЭВМ верхнего уровня;
- посредством базового набора алгоритмов охватить практически весь спектр задач автоматизации процессов перекачки жидкостей на установках подготовки нефти.

***Дубасов Юрий Борисович** – заместитель коммерческого директора, ЗАО "Альбатрос",*
***Прокофьев Александр Викторович** – начальник отдела проектирования систем автоматизации ЗАО "Альбатрос".*
***Контакты:** Россия, 127434, г. Москва, ул. Немчинова, д.12.*
Телефоны/факс: (495) 921-4173 (многоканальный), 976-4038, 976-4213.
E-mail: market@albatros.ru, www.albatros.ru

НОВОСТИ

«ЭНЕРКОН–2010» – ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

22-23 июня в рамках 13-й международной выставки «Нефтегаз-2010» состоялась 1-я международная конференция «Энергетическая эффективность и энергетическая безопасность через инновационное развитие – «Энеркон-2010». Организаторами конференции выступили Торгово-промышленная палата РФ и ЦВК «Экспоцентр» при поддержке профильных комитетов Государственной Думы Федерального собрания РФ и федеральных органов исполнительной власти. Устроитель конференции – ООО «ПромЭкспо-К».

Открыл конференцию заместитель генерального директора ЦВК «Экспоцентр» **М.П. Толкачев.**

От лица организаторов к участникам конференции обратился вице-президент Торгово-промышленной палаты Российской Федерации **С.Н. Катырин.**

На конференции выступили: глава администрации Ненецкого автономного округа **И.Г. Федоров**, заместитель директора Департамента государственной энергетической политики и энергоэффективности Министерства энергетики РФ **С.И. Доржинкевич**, советник генерального директора ОАО «Зарубежнефть» **А.А. Боксерман**, первый заместитель генерального директора ООО «Газпром добыча шельф» **Р.М. Тер-Саркисов**, директор Института нефти и газа РАН **А.Н. Дмитриевски**й, проректор Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова **А.Р. Хохлов**, директор дирекции по геологии и разработке ОАО «Газпромнефть» **В.А. Савельев**, другие представители вузовской науки и отраслевые специалисты.

Участники конференции смогли задать вопросы экспертам отрасли, обменяться мнениями о перспективах российской нефтегазовой индустрии, определить основные направления дальнейшего развития и взаимодействия.

Сайт конференции: http://www.enercon-ng.ru/

ИНФОРМАЦИОННО-УПРАВЛЯЮЩАЯ СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ (ИУС ДУ) ООО «Газпром добыча Ямбург»

ОАО "Газавтоматика"

Рассматриваются проблемы создания ИУС ДУ, обеспечившей сбор и обработку в реальном времени информации о состоянии производства, хранение архивных данных и представление информации специалистам для оперативного управления предприятием и анализа его работы.

ООО "Газпром добыча Ямбург", входит в структуру ОАО "Газпром" – крупнейшей газовой компании в мире. Основные направления деятельности – геологоразведка, добыча, транспортировка, хранение, переработка и реализация газа и других углеводородов.

Газпром располагает самыми богатыми в мире запасами природного газа. Его доля в мировых запасах газа составляет 17 %, в российских – 60 %. Запасы газа Газпрома оцениваются в 29,85 трлн м^3, а их текущая стоимость в 182,5 млрд долларов США. Газпрому принадлежит крупнейшая в мире система транспортировки газа – Единая система газоснабжения России. Ее протяженность составляет 156,9 тыс. км. В 2007 году капитализация ОАО "Газпром" составила на конец года 329,563 млрд долларов США. По уровню рыночной капитализации Газпром вошел в тройку крупнейших энергетических компаний мира, уступая только китайской PetroChina и американской ExxonMobil. ООО "Газпром добыча Ямбург" – лидер добычи в структуре ОАО "Газпром". ООО "Газпром добыча Ямбург" извлекает из недр примерно каждый второй в структуре добычи Газпрома (около 44 %) и каждый третий в России (около 38 %) кубометр газа, поступающий в единую газотранспортную сеть страны.

Общество имеет самые крупные текущие балансовые запасы природного газа – 15 % разведанных запасов газа России и 52 % из вовлеченных в разработку залежей севера Тюменской области. Суммарные начальные запасы углеводородного сырья составляли более 10 триллионов кубометров газа, 240 миллионов тонн газового конденсата и 370 миллионов тонн нефти.

ООО "Газпром добыча Ямбург" владеет лицензиями на разработку трех крупнейших месторождений:

- Ямбургского газоконденсатного (ЯГКМ);
- Заполярного газонефтеконденсатного (ЗГНКМ);
- Тазовского газонефтеконденсатного (ТГНКМ) (готовится к вводу в опытно-промышленную эксплуатацию).

Всего по ООО "Газпром добыча Ямбург" насчитывается около 2000 газовых и газоконденсатных скважин. Суммарная протяженность эксплуатируемых газопроводов-шлейфов и межпромысловых коллекторов составляет свыше 2000 км. Отрасль промышленности: нефтегазовая промышленность. Местонахождение: ЯНАО, г. Новый Уренгой, Россия.

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Информационно-управляющая система диспетчерского управления. Интеграция на базе ПО Wonderware территориально распределенных АСУ ТП (АСУ ТП газовых и газоконденсатных промыслов, газораспределительных станций, нефтебаз, конденсатопроводов, подземных хранилищ газа и т.д.).

ЗАДАЧИ СИСТЕМЫ

ИУС ДУ ООО "Газпром добыча Ямбург" предназначена для автоматизированного контроля и диспетчерского управления объектами месторождений, решения задач планирования, контроля, учета и анализа производственной деятельности предприятия.

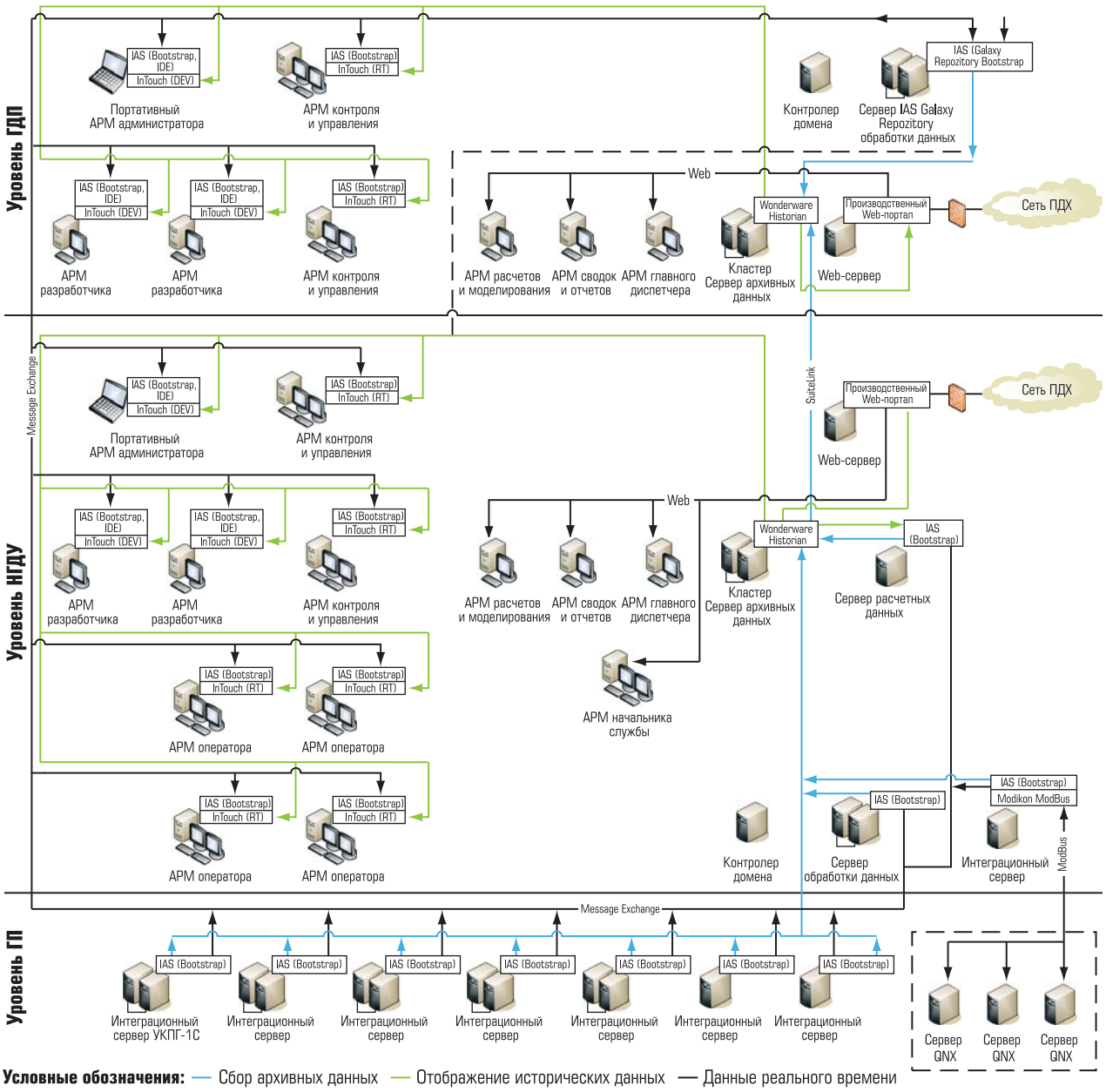


Рис.1. Схема информационного взаимодействия ИУС ДУ ООО "Газпром добыча Ямбург"

КОНЦЕПЦИЯ НОВОЙ СИСТЕМЫ

ИУС ДУ ООО "Газпром добыча Ямбург" реализована на двух уровнях управления предприятием:

- уровень газодобывающего предприятия;
- уровень нефтегазодобывающего управления.

Структурная схема информационного взаимодействия ИУС ДУ приведена на рис. 1.

ИУС ДУ ООО "Газпром добыча Ямбург" состоит из трех основных частей:

- ИУС ДУ ООО "Газпром добыча Ямбург";
- программного комплекса уровня ПДС Заполярного ГНКМ;
- программного комплекса уровня ПДС Ямбургского ГНКМ.

ФУНКЦИИ ИУС ДУ ООО "ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ЯМБУРГ":

- контроль за работой производства в реальном масштабе времени (прием и обработка информации от систем нижнего уровня, выдача отчетных документов);

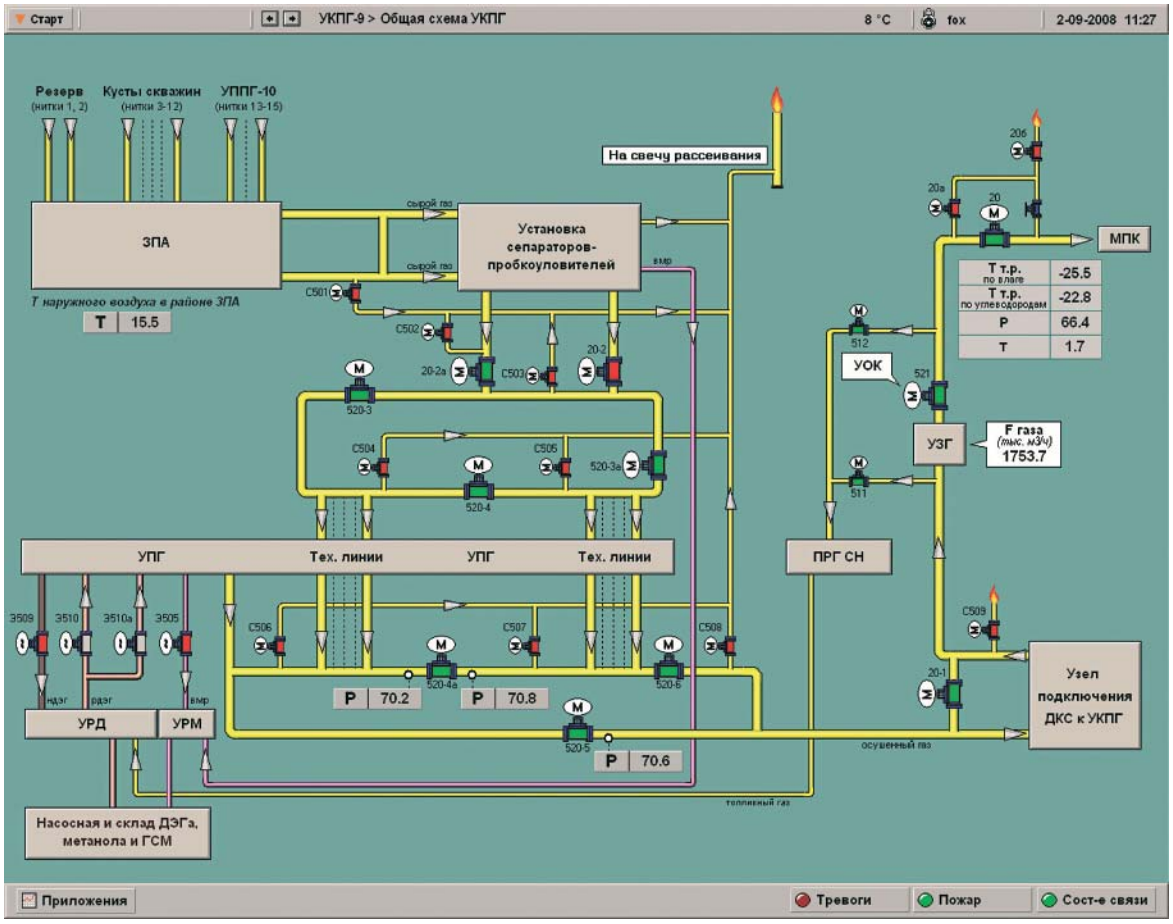


Рис. 2. Установки комплексной подготовки газа – УКПГ-9

- оперативное планирование производства (расчет резервов и ограничений производственных мощностей, а также режимов работы для достижения планового задания);
- управление производством (выдача режимных заданий на нижестоящий уровень);
- управление кранами межпромыслового коллектора на месторождениях;
- обеспечение информационного взаимодействия с производственными диспетчерскими службами смежных предприятий;
- обеспечение информационного взаимодействия Центрального Диспетчерского Пункта ООО “Газпром добыча Ямбург” с ЦПДУ ОАО “Газпром”.

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС УРОВНЯ ПДС ЗАПОЛЯРНОГО ГНКМ

В ИУС ДУ на уровне ПДС Заполярного ГНКМ интегрируются следующие объекты разных производителей: установки комплексной подготовки газа (УКПГ), рис. 2 и газопровод подключения; нефтебаза и база метанола; установка подготовки моторных топлив (УПМТ); автоматизированная газораспределительная станция (АГРС); газоизмерительная станция ГИС 1.1 -1.3 Заполярного ГНКМ.

Таблица 1.
Интегрируемые системы и интерфейсы к ним

Объект	АСУ ТП	Интерфейс
УКПГ-1С	I/A Series (Foxboro)	OPC
УКПГ-2С	I/A Series (Foxboro)	OPC
УКПГ-3С	I/A Series (Foxboro)	OPC
Нефтебаза и база метанола	DeltaV (Fisher Rosenmaunt)	OPC
УПМТ	Cimplicity (GE Fanuc)	OPC
АГРС	Cimplicity (GE Fanuc)	OPC
ГИС	САУ ГИС (ЗАО “СовТИГаз”)	ModBus

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС УРОВНЯ ПДС ЯМБУРГСКОГО ГНКМ

Программный комплекс ИУС ДУ уровня ПДС Ямбургского ГКМ по составу ПО Wonderware имеет структуру, аналогичную программному комплексу ПДС Заполярного ГНКМ. ПТК АСУ ТП промыслов, интегрируемых в систему, очень разнороден. Объекты с АСУ ТП промыслов, построенных на базе PCS7 (Siemens), а также ДКС, автоматизированных МСКУ 4510 (ООО "Система Сервис") и ДКС автоматизированных ССС, интегрируются в ИУС ДУ по OPC-протоколу.

Большая часть АСУ ТП промыслов, оснащенных "Электроника-60", интегрируется в ИУС ДУ через систему сбора данных, построенную на пересылке файлов по запросу. Эти данные собираются на сервере баз данных CASHE и через DDE-интерфейс передаются на сервер ИУС ДУ в базу данных реального времени Wonderware Historian.

В ИУС ДУ на уровне ПДС Ямбургского ГКМ интегрируются следующие объекты: установки комплексной подготовки газа, дожимные компрессорные станции, АСКУЭ:

Таблица 2.
Интегрируемые системы и интерфейсы к ним

Объект	АСУ ТП	Интерфейс
УКПГ-1 - УКПГ-8	СУБД Cache	DDE
УКПГ-1В	СУБД Cache	DDE
УППГ-2В	PCS 7 v.5.1 (Siemens)	OPC
УППГ-3В	СУБД Cache	DDE
ДКС-1 - ДКС-7	Аргус (ЗАО "НПФ Система сервис"), ССС (Compressor Control Corporation)	OPC
АСКУЭ	СУБД Microsoft SQL Server	DDE

ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ДИСПЕТЧЕРСКИЙ ПУНКТ ООО "ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ЯМБУРГ"

В ИУС ЦДП ООО "Газпром добыча Ямбург" интегрируются:

- ИУС ПДС ЗГНКМ;
- ИУС ПДС ЯГКМ;
- АРМ производственных отделов Объединения.

Программный комплекс ИУС ДУ уровня ЦДП ООО "Газпром добыча Ямбург" по составу специализированного ПО Wonderware имеет структуру, аналогичную программному комплексу ПДС Заполярного ГНКМ. Для информационного обмена между уровнями системы используется протокол SuiteLink, который является внутренним протоколом передачи данных между компонентами ПО Wonderware. Общая информационная емкость системы – 30 000 параметров.

Максимальное время сбора всей технологической информации – не более 10 секунд. Внедрение проекта было осуществлено системным интегратором ОАО "Газавтоматика" ОАО "Газпром".

ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРЕИМУЩЕСТВА, ПОЛУЧЕННЫЕ В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРИМЕНЕНИЯ НОВЫХ ПРОДУКТОВ WONDERWARE

Создание ИУС ДУ позволило обеспечить сбор и обработку в реальном времени информации о состоянии производства, хранение архивных данных и представление текущей и исторической информации специалистам для оперативного управления предприятием и анализа его работы.

Wonderware Application Server позволяет осуществлять централизованную настройку и конфигурирование всех серверов системы, централизованный сбор данных реального времени с объектов предприятия, оснащенных различными типами АСУ ТП и РСУ.

Wonderware Historian обеспечивает архивацию всей технологической информации и предоставление пользователям системы с минимальными задержками.

Применение InTouch 10 позволяет обеспечить качественное предоставление информации пользователям системы в графическом виде.

Данный документ был подготовлен при участии специалистов компании ОАО "Газавтоматика", сертифицированного системного интегратора Wonderware.

Для компании ЗАО «Клинкманн СПб» (Wonderware Russia)
(812) 327-37-52 www.wonderware.ru

БУЙКИ VS. ВОЛНОВОДЫ

В.И. ГРИГОРЧУК (Компания Метран)

Буйковые уровнемеры являются одними из наиболее часто используемых в промышленности средств измерений уровня различных типов жидкостей. Применяя их в производстве, специалисты служб КИПиА часто сталкиваются с различными проблемами обслуживания данного оборудования. Какая же существует альтернатива, чтобы сократить издержки и оптимизировать процесс измерений?

К достоинствам уровнемеров буйкового типа относят хорошо известный принцип измерения, основанный на измерении выталкивающей силы, действующей на буек. Такие уровнемеры в большинстве случаев применяются для контроля уровня взлива жидкости в резервуаре, реже – для контроля уровня границы раздела жидкостей, обладающих разной плотностью, или для измерений плотности в таких отраслях, как нефтедобыча, нефтепереработка, нефтехимия, химия и др. Несмотря на возможность измерения различных параметров одним устройством, приборам данного типа присущ ряд недостатков, обусловленных принципом измерения. Это прежде всего метод косвенного измерения, в основе которого лежит зависимость выталкивающей силы от степени погружения буйка и плотности измеряемой среды. К примеру, такая зависимость критична при измерении уровня нефти, поступающей с различных месторождений на НПЗ для дальнейшей переработки. В таких случаях для снижения погрешности измерений уровнемеры необходимо настраивать в соответствии с плотностью нефти, которая в данный момент находится в резервуаре.

Плотность среды, в свою очередь, также зависит от изменений её температуры. Подобная проблема часто возникает в котлах-утилизаторах, при останове и запуске этих аппаратов, а также при изменении температуры и давления процесса (изменении нагрузки на котел). При измерении уровня границы раздела буйковые уровнемеры чувствительны к изменению плотностей обеих жидкостей. Такой эффект наблюдается на электрообессоливающих установках на НПЗ, где из сырой нефти удаляются содержащиеся в ней соли. Изменение плотности обеих жидкостей отрицательно сказывается на погрешности измерений буйкового уровнемера (рис. 1).

Такие условия техпроцесса как кипение среды, турбулентность (примеры: измерение уровня сжиженных газов, измерение уровня в кубе ректификационной колонны) осложняют работу буйкового уровнемера из-за того, что выталкивающая сила изменяется в среде, насыщенной пузырьками газа.

Поскольку буйковые уровнемеры являются механическими средствами измерений, имеющими подвижные части, то их конструкция может являться источником проблем. К примеру, подвижность частей может быть

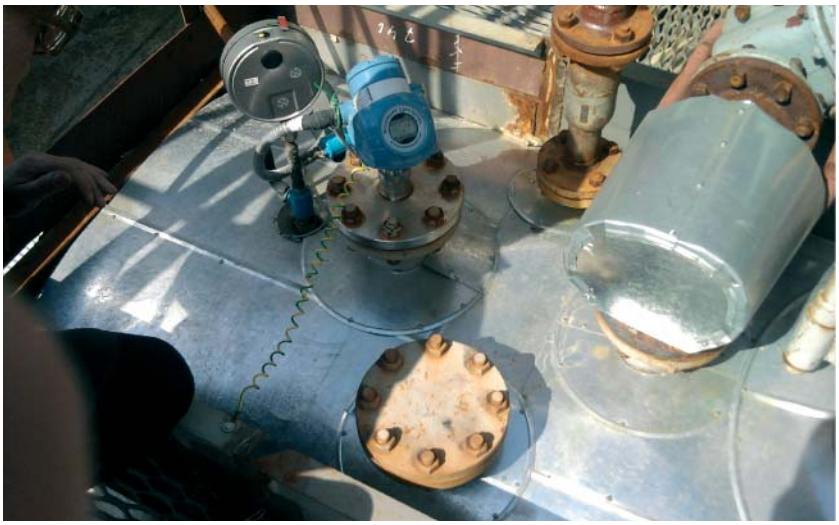


Рис. 1. Rosemount 5300 смонтирован на выпарной аппарат установки сероочистки в успокоительной трубе вместо буйкового уровнемера

Рис. 2. Rosemount 5300 смонтирован на сепараторе. Измеряет уровень границы раздела вода/дизельное топливо

ограничена осаждениями или обмерзанием подвижных элементов при низких температурах. Осаждения продукта на буйке уменьшают его плавучесть, что является дополнительным источником увеличения погрешности измерений.

На практике отмечаются случаи срыва буйков с подвеса. Причинами подобных проблем могут быть различные факторы – вибрация в месте установки, избыточная турбулентность или кипение, т. е. факторы, которые могут привести к резким перемещениям буйка. И, конечно же, трение подвижный частей вызывает механический износ, который, в свою очередь, приводит к нелинейности измерений и нестабильности показаний уровнемера при прямом и обратном ходе.

Если Вы и Ваше предприятие заинтересованы в сокращении издержек на содержание и обслуживание парка буйковых уровнемеров, сокращении запасов ЗиП, повышении стабильности и надежности измерений, повышении уровня безопасности на предприятии, то в качестве альтернативы стоит рассмотреть волноводные радарные уровнемеры. В России волноводные уровнемеры также известны как рефлекс-радары или тросовые, а в литературе используется аббревиатура GWR (Guided Wave Radar – волноводный радар). В основу принципа измерения волноводным радаром заложен метод прямого измерения, основанный на измерении времени прохождения микроволновым импульсом расстояния от опорной поверхности до поверхности технологической среды. Такой метод называется TDR (Time-Domain Reflectometry) или метод рефлектометрии с временным разрешением.

Для замены устаревших буйковых уровнемеров компании Emerson Process Management и Метран предлагают высокопроизводительные волноводные уровнемеры Rosemount 5300, которые появились на отечественном рынке в 2008 г., и с момента появления которых непрерывно расширяется спектр их применений в различных отраслях (рис. 2).

Важной особенностью радаров Rosemount 5300 является способность работы с одинарными зондами практически во всех процессах при значении диэлектрической постоянной измеряемой среды до 1,4, а при использовании коаксиальных зондов – даже до 1,2. При использовании одинарных зондов существенно увеличивается время работы уровнемера при измерении уровня вязких, налипающих или осаждающихся на поверхность зонда сред.

Физически замена буйкового или другого типа уровнемеров на волноводные радары является достаточно простой операцией: Rosemount 5300 можно установить непосредственно на имеющийся ответный фланец, патрубок или выносную камеру.

Особо следует отметить, что волноводные радары Rosemount являются цифровыми интеллектуальными приборами, позволяющими производить их удаленную настройку и диагностику по протоколу HART, стандартному для приборов КИПиА уже много лет, или по протоколу Foundation Fieldbus. Диагностическое программное обеспечение (ПО) – Rosemount Radar Master (RRM), входящее в комплект поставки, позволяет обеспечивать непрерывный мониторинг состояния и корректность работы электроники, проверять состояние поверхности зонда, целостность уплотнений и фактически “заглянуть” в резервуар без его разгерметизации, не проводя операций по демонтажу уровнемера и останова технологического процесса. Тем самым возможно реальное сокращение финансовых и временных затрат на текущее обслуживание уровнемеров, а инженерам КИПиА не нужно будет лишний раз пребывать в местах повышенной опасности рядом с резервуарами, цистернами или трубопроводами, находящимися под высокими давлением и температурой. Доста-

точно лишь освоить RRM, чтобы научиться понимать и читать графики эхо-сигналов (рис. 3).

Что касается диагностических *возможностей* уровнемеров Rosemount 5300, то, кроме диагностики, доступной благодаря анализу графика эхо-сигнала, компания Emerson Process Management предлагает архитектуру цифрового предприятия PlantWeb®, в рамках которой можно реализовать централизованный мониторинг показателей качества работы всех радарных уровнемеров Rosemount. В последние версии ПО блока электроники 5300 добавлена возможность автоматической оценки параметров работы радарных уровнемеров, которые можно передавать в систему управления или на рабочую станцию с ПО AMS Suite по протоколам HART или Foundation Fieldbus. В таком случае, обладая актуальной и систематизированной информацией о состоянии зондов, можно спланировать техническое обслуживание таким образом, что данные работы (чистка зондов) будут проводиться именно на тех уровнемерах, которым это действительно необходимо.

Применение уровнемеров серии 5300 для измерения уровня границы раздела сред позволяет оценить работу водонефтяных сепараторов, т.к. есть возможность организовать мониторинг амплитуды эхо-сигнала от границы раздела. Величина амплитуды зависит от состояния поверхности раздела, и, если сепаратор работает должным образом, то, к примеру, можно гарантировать отсутствие нефти в технологических стоках. Конечно, не всегда поверхность раздела бывает четкой. При сильно размытой границе раздела (толщина эмульсии 30 см и более) волноводный радар не способен корректно выделить ее эхо-сигнал. Однако такое состояние границы раздела нельзя признать нормальным, т.к. не происходит удовлетворительного разделения сред, и можно констатировать, что в условиях наличия значительного эмульсионного слоя, применение большинства методов измерения уровня границы раздела дает только приблизительное представление об ее уровне, но не позволяет оценить ее состояние и степень разделения жидкостей. В этих условиях применение волноводных радарных уровнемеров дает возможность качественной оценки работы сепаратора и принять меры для ее нормализации.

Рис. 3. Rosemount 5300 смонтирован взамен отказавшего буйкового уровнемера на емкости со сжиженным аммиаком

В некоторых условиях наличие пены на поверхности среды влияет на стабильность измерений, поскольку пена может значительно ослаблять или даже поглощать отраженный сигнал от поверхности среды. Но в большинстве случаев, когда речь идёт об измерении сред с низким значением диэлектрической проницаемости (ДП), таких как углеводороды, волноводные уровнемеры серии 5300 обеспечивают надежную работу благодаря специальному режиму измерений “Проецирование конца зонда”. В случае потери сигнала от поверхности, радар автоматически переходит в режим измерений, при котором отслеживается эхо-сигнал от конца зонда, обеспечивая таким образом надежные измерения даже при отсутствии эхо-сигнала от поверхности. Если среда обладает высокой ДП, надежность измерений в значительной степени будет зависеть от свойств пены: как показывает практика, небольшой (10-15 см) слой пены не оказывает существенного влияния на работу волноводных уровнемеров.

Специалисты компаний Emerson Process Management и Метран рассматривают волноводные радарные уровнемеры как наиболее перспективный метод

измерения среди существующих, благодаря возможности одновременных многопараметрических измерений, высокой функциональности, интеллектуальности, расширенным диагностическим возможностям и т.д. Важно отметить то, что на сегодняшний день волноводные уровнемеры Rosemount способны работать в экстремальных условиях, где диапазон температуры процесса может быть в пределах от –196 до 400 °С, а давление процесса – до 34,5 МПа. Подобным образом в подавляющем большинстве случаев волноводные радары Rosemount позволяют повысить стабильность и надежность измерений за счёт прямого метода измерений, не чувствительного к изменениям плотности или других свойств среды, снизить погрешность измерений, начать внедрение новых технологий автоматизации на производстве.

Прогностическое техническое обслуживание, благодаря наличию постоянной диагностической информации, позволяет проводить работы только на тех позициях, где это действительно необходимо.

Таким образом, можно сократить и объем работ, и количество внештатных ситуаций, возникающих из-за отсутствия достоверных данных о состоянии измерений уровня. Кроме того, благодаря унификации блока электроники может быть значительно сокращена и номенклатура ЗиП: для серии 5300 он един для всех типов зондов.

Если у вас ещё остались сомнения о целесообразности замены механических средств измерений на волноводные уровнемеры Rosemount 5300, позвоните в ближайшее региональное представительство компаний Emerson Process Management и Метран и поинтересуйтесь, как получить уровнемер для опытно-промышленной эксплуатации. Будьте уверены, что получив уровнемер в эксплуатацию, перед его запуском ваши инженеры службы КИПиА будут обучены квалифицированными специалистами нашей компании, и будет оказана поддержка и сопровождение.

Григорчук Виталий Игоревич – инженер по применениям уровнемеров Rosemount.

Контакты региональных представительств для размещения заказов – на www.metran.ru, www.emersonprocess.ru

Технические консультации по выбору и применению продукции осуществляет Центр поддержки Заказчиков. Телефоны: +7 (351) 247-16-02, 247-1-555. Факс +7 (351) 247-16-67.

НОВОСТИ

«СЕТЕВАЯ АКАДЕМИЯ ЛАНИТ» ОТМЕЧАЕТ СВОЕ 15-ЛЕТИЕ

2 сентября 2010 г. в учебном центре “Сетевая Академия ЛАНИТ” ведущие российские эксперты, организаторы авторизованного и авторского обучения в сфере информационных технологий обсудили опыт, проблемы и перспективы ИТ-образования в России. Мероприятие было приурочено к юбилею “Сетевой Академии ЛАНИТ”: учебному центру, созданному в 1995 году в составе группы компаний ЛАНИТ, исполнилось 15 лет.

Во встрече с журналистами ведущих отраслевых и деловых СМИ приняли участие директор учебного центра “Сетевая Академия ЛАНИТ” **Дмитрий Изместьев**, менеджер по развитию бизнеса с учебными центрами Microsoft Россия **Мария Солодянкина**, руководитель учебного центра IBM в регионе Восточная Европа, Азия **Владимир Луньков**.

Экспертами обсуждались такие темы, как эволюция рынка IT-обучения, современные формы и методы IT-обучения, влияние кризиса на отношение IT-специалистов и компаний к обучению и сертификации. Журналистов также интересовало, какие IT-специалисты сегодня являются наиболее востребованными, как увеличить конкурентоспособность на рынке труда с помощью IT-обучения, а также какие информационные технологии интересны топ-менеджерам компаний.

Сотрудники “Сетевой Академии ЛАНИТ” поделились опытом, накопленным за 15 лет работы учебного центра, рассказали о своих наиболее заметных достижениях. На протяжении многих лет академия была одной из первых, кто предлагал в России сертифицированное обучение по самым новым технологиям таких вендоров как Novell, Microsoft, Oracle, Citrix Systems, IBM, Intel, Cisco, SCO Group, Informix, BEA Systems, Security Certified Program (SCP), «Инфотекс», AlliedTelesis, программ Certified Internet Webmaster (CIW), Adobe. На сегодняшний день учебному центру “Сетевая Академия ЛАНИТ” удалось создать одну из крупнейших сетей учебных центров в регионах, чтобы сделать качественное обучение доступным не только в Москве, но и в ругих городах России.

www.lanit.ru

Обеспечивая высокую производительность и безопасность. Соответствуя требованиям нормативных документов. Исключая беготню по лестницам.

Восхищайтесь возможностями интеллектуальных средств измерения уровня.

Все это становится возможным благодаря продукции от компании Emerson и людям, работающим в ней. Номенклатура приборов Rosemount для измерения уровня охватывает все разнообразие сегодняшних передовых, а также будущих инновационных технологий. Мы расширяем возможности Ваших технологий для измерения уровня с помощью новых беспроводных решений Smart Wireless и расширенной диагностики. И, конечно же, в Вашем распоряжении весь необходимый инструментарий и высококвалифицированные специалисты компании Emerson по применениям, готовые помочь Вам получить максимум от Вашего технологического процесса. Поэтому перестаньте бегать по лестницам и начните получать больше. Более подробную информацию Вы можете найти на сайтах **Rosemount.com/Level, www.metran.ru**

Датчики дифференциального и гидростатического давления • Волноводные радары • Бесконтактные радары
Ультразвуковые уровнемеры • Реле уровня

ROSEMOUNT®

EMERSON™
Process Management

Логотип Emerson является торговой маркой и знаком компании Emerson Electric Co. © 2009 Emerson Electric Co.
Rosemount и логотип Rosemount являются зарегистрированными торговыми марками компании Rosemount, Inc.

EMERSON. CONSIDER IT SOLVED.™

ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ АВТОМАТИЗАЦИИ

ПТА

ВЫСТАВКА

www.pta-expo.ru

VI Международная специализированная выставка

Передовые Технологии Автоматизации

ПТА-Урал 2010

7-9 декабря

ГРВЦ «ИНЭКСПО»

г. Екатеринбург,
ул. Громова, д. 145

При поддержке:

Организатор:

Экспоэлектроника

Екатеринбург:
Тел.: (343) 376-24-76
E-mail: info@ural.pta-expo.ru

Москва:
Тел.: (495) 234-22-10
E-mail: info@pta-expo.ru

НЕФТЬ ДОЛЖНА ИСПОЛЬЗОВАТЬСЯ В КАЧЕСТВЕ ХИМИЧЕСКОГО СЫРЬЯ ДЛЯ ТАКИХ ВЕЩЕЙ, КАК ОДЕЖДА, СТРОИТЕЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ И ЖИЛЬЕ, НО НЕ КАК ТОПЛИВО

УОЛТ БОЙС (CONTROL magazine)

Обсуждается ситуация, вызванная катастрофой на поисковой нефтяной скважине в Мексиканском заливе на побережье США.

“Это, безусловно, наша ответственность”, – сказал генеральный директор BP (Бритиш Петролиум) Tony Hayward в интервью NPR (*национальное общественное радио США*). “Мы полностью оплатим операции по очистке. Это наша ответственность, и мы вполне ее принимаем”. BP и все другие нефтяные компании находятся в неблагоприятном положении. СМИ представляют ситуацию таким образом, что из-за плохих решений, принятых как BP, так и Transocean, события произошли по аварийному сценарию, имевшему крайне низкую вероятность. Такое представление похоже на сговор с целью сделать BP главным виновником оффшорной нефтедобычи. Говорят о прекращении всех исследований на побережье Соединенных Штатов. Говорят о карательных штрафах применительно к BP. В сущности, в прессе или со стороны широкой публики нет понимания того, что случилось. Мы начинаем узнавать, что произошло, а компания BP к настоящему времени установила защитный купол стоимостью 75 миллионов долларов, полностью окружающий скважину, затратив на это свыше 500 миллионов долларов. Несмотря на это, есть люди, которые доверяют BP, и при логическом рассуждении все нефтяные компании так или иначе “причастны” к этой “катастрофе окружающей среды”.

С 2005 г., когда катастрофический, но предотвратимый несчастный случай разрушил значительную часть нефтеперерабатывающего завода в Texas City, были профинансированы и реально достигнуты изменения в управлении установками, расположенными выше и ниже по ходу технологического процесса, чтобы обеспечить “приоритет номер один нашей безопасности”, как это определил Hayward. Спокойно и без фанфар BP модифицировала программы обучения, планирование и внедрение систем безопасности. Система безопасности DuPont является стандартом отрасли, и она принята BP в массовом порядке. Так что шло неправильно?

Разумеется, BP не может изменить тот факт, что подводное бурение является опасным. В случае с произошедшей катастрофой все системы безопасности не выдержали испытания, включая последнюю, самую большую надежду – противовыбросный превентор[1]. Вероятность случившегося для компании с хорошей, если вообще ранее не существовавшей, культурой безопасности настолько низка, что не поддается измерению. И обе компании, BP и Transocean, были успокоены фантастическими показателями безопасности оборудования.

Это говорит о том, что оффшорные разработки, подобные нефтеперерабатывающим заводам, включают комплекс сложных систем и не могут быть защищены от риска с помощью линейных технических систем. Все системы безопасности, будь то SIS[2] в обрабатывающей промышленности или защита от горения или наличия газа в условиях прибрежной окружающей среды, проектируются с допустимым риском управления, но не устраняют его полностью.

Разрушение буровой установки BP вызвало значительную экологическую угрозу. Но будем ли мы использовать это как повод, чтобы остановить оффшорные исследования и разработки?

[1] Превентор (от лат. Praevenio – предупреждаю), устройство для герметизации устья буримой скважины; служит для предотвращения открытого фонтанирования нефти или газа.

[2] Безопасность Инструментованные Системы.

Нет, этого не будет до тех пор, пока кто-то не преуспеет с источником топлива, не требующим углеводородов. Ветровая и солнечная энергия способны заменить максимум около 10 % нашей потребности в нефти в качестве топлива. Аккумуляторная технология за последние 20 лет улучшилась незначительно. Водород все еще остается за горизонтом.

Некоторые полагают, что мы должны остановить разработки, чтобы преднамеренно снизить наши потребности в нефти. Это сущая бессмыслица. Единственный путь, ведущий к сдерживанию потребления нефти, заключается в том, чтобы производить автомобили и энергетические установки, которые не используют нефть. Ядерная техника, генерирующая электричество без углеводородов для эксплуатации электрических транспортных средств, далеко продвинулась, чтобы удержать нас от исчерпания запасов нефти. Нефть должна использоваться как химическое сырье для вещей, подобных одежде, строительным материалам и жилью, но не как топливо.

Нам нужен наш бензин, наш нейлон, наши пенополистироловые тарелки и все другие вещи, которые делаются из нефти, но мы не хотим принимать последствия от возможных катастроф и смягчать их за свой счет.

Даже когда компания, подобная BP, делает все возможное для минимизации риска в своей работе, на самом деле все может пойти не так. Хорошо, что господин Hayward выделил ресурсы компании для оплаты операций по очистке. Но не хорошо, что мы, наше правительство и СМИ берем его за горло, не принимая на себя никакой ответственности, хотя нас тоже затрагивает случившееся в Мексиканском заливе.

__Уолт Бойс__ – главный редактор «CONTROL magazine».
Статья опубликована в Control magazine, печатается по разрешению http://www.controlglobal.com и подготовлена к печати __В.С. Шерманом.__

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ ПРАВИТЕЛЬСТВА РФ ОЗНАКОМИЛСЯ С ОБОРУДОВАНИЕМ РОССИЙСКОЙ КОРПОРАЦИИ СРЕДСТВ СВЯЗИ

В августе 2010 г. Председатель Правительства РФ Владимир Путин провел заседание правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям в Научно-исследовательском институте природных газов и газовых технологий "ГазпромВНИИГАЗ". Перед заседанием В.В. Путин посетил выставку "Инновации в крупнейших госкомпаниях". Свои экспозиции премьер-министру представили госкомпании, неразрывно связанные с высокими технологиями, – "Ростехнологии", "Газпром", РЖД, "Росатом". В.В. Путину было представлено высокотехнологичное телекоммуникационное оборудование Российской корпорации средств связи (РКСС), входящей в состав госкорпорации "Ростехнологии":

- оборудование локальных и глобальных вычислительных сетей, которое производится компанией РКСС по соглашению с Alcatel-Lucent на базе эксклюзивно полученных от зарубежного производителя технологических данных;
- IP-шифратор "Заслон" – первый отечественный IP-шифратор с высокой пропускной способностью.

Производство оборудования РКСС ведется на предприятиях ГК "Ростехнологии", которые оснащены современным сборочным и измерительным оборудованием, системой контроля качества и обширной лабораторно-исследовательской базой. Отличительная особенность оборудования РКСС – это его "доверенность", которая обеспечивается за счет сертификации в соответствии с требованиями российского законодательства (в том числе по требованиям информационной безопасности), сборки на сертифицированных российских предприятиях, установки эталонного программного обеспечения.

Целью деятельности Государственной корпорации "Ростехнологии" является содействие разработке, производству и экспорту высокотехнологичной промышленной продукции путем обеспечения поддержки на внутреннем и внешнем рынках российских организаций – разработчиков и производителей высокотехнологичной промышленной продукции, организаций, в которых Государственная корпорация "Ростехнологии" в силу преобладающего участия в их уставных капиталах и в соответствии с заключенными между ними договорами либо иным образом имеет возможность влиять на принимаемые этими организациями решения, а также путем привлечения инвестиций в организации различных отраслей промышленности, включая оборонно-промышленный комплекс.

ЗАО "Российская корпорация средств связи" – первая в России компания, которая специализируется на производстве и разработке доверенного телекоммуникационного оборудования и обеспечивает адаптацию технологий мировых лидеров ИТ-индустрии с учетом требования российского рынка. Основная задача РКСС – инновационное развитие отечественной ИТ-отрасли, обеспечение надежного и безопасного функционирования сетей связи и ИТ-систем в государственных ведомствах, системообразующих отраслях российской экономики и коммерческих организациях. Российская корпорация средств связи была создана в декабре 2007 г. и входит в состав ГК "Ростехнологии". Компания производит доверенное оборудование, прошедшее сертификацию в соответствии с требованиями российского законодательства на отсутствие недекларированных возможностей. РКСС осуществляет проверку комплектующих и сборку на отечественных предприятиях, принадлежащих ГК "Ростехнологии".

***Ольга Калинина** – директор по связям с общественностью.*
ЗАО "Российская корпорация средств связи".
Телефон + 7 (985) 255-34-11.
E-mail: okalinina@pkcc.ru

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ, МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ И ГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Открытое акционерное общество "Газавтоматика" Открытого акционерного общества "Газпром"

Владислав Васильевич Никаноров

Анатолий Евгеньевич Наумец

7-10 июня 2010 года в городе Светлогорск Калининградской области ОАО “Газавтоматика” под руководством Департамента автоматизации систем управления технологическими процесссами ОАО “Газпром” провело ежегодное совещание по теме “Разработка и внедрение автоматизированных систем управления. Энергетическое, метрологическое и газовое оборудование для промышленных предприятий”.

В этом году в совещании приняли участие более 120 участников из дочерних предприятий ОАО “Газпром” и организаций нефтегазовой, металлургической и химической промышленности РФ и стран СНГ.

В соответствии с утвержденной программой совещания работа участников была организована в двух секциях: “Разработка и внедрение автоматизированных систем управления” и “Разработка и внедрение оборудования для энергетики, распределения и добычи газа”. Двухсекционный формат совещания, как и в 2009 году, признается наиболее эффективной формой мероприятия, позволяющей участникам выбрать тематику в соответствии со своим направлением деятельности, а также расширить круг обсуждаемых вопросов.

С приветственными словами к участникам секции “Разработка и внедрение автоматизированных систем управления” обратились: начальник Управления автоматизации производственно-технических процессов Департамента автоматизации систем управления технологическими процессами ОАО “Газпром” В.В. Никаноров, руководители ОАО “Газавтоматика” и его дочерних предприятий. Владислав Васильевич поздравил Общество “Газавтоматика” с 50-летием, которое отмечается в 2010 году, и отметил, что подобные мероприятия являются необходимым инструментом взаимодействия между проектными, производственными и эксплуатирующими предприятиями отрасли.

В докладе первого заместителя генерального директора по автоматизированным системам управления ОАО “Газавтоматика” А.Е. Наумца было показано, каким образом при грамотной реализации современные системы автоматизации позволяют достичь основных

Участники совещания

целей производственно-технологических комплексов и бизнес-целей ОАО "Газпром". При этом ОАО "Газавтоматика" как генеральный системный интегратор АСУ ОАО "Газпром" выступает основным инструментом в построении Единого информационного пространства ОАО "Газпром".

В качестве основных направлений реализации целей производственно-технологических комплексов Анатолий Евгеньевич отметил следующие:

- обеспечение комплексной автоматизации объектов добычи, транспортировки, хранения и переработки газа и жидких углеводородов;
- внедрение инновационных технологий при построении систем автоматизации;
- формирование базовых требований к автоматизации производственно-технологических комплексов.

В заключение своего доклада А.Е. Наумец отметил, что основной целью ОАО "Газавтоматика" является обеспечение функционирования разрабатываемых различными производителями систем автоматизации как единого информационно-управляющего механизма.

В докладах специалистов и руководителей ОАО "Газавтоматика" и дочерних обществ были рассмотрены следующие основные вопросы:

- роль и задачи ОАО "Газавтоматика" как Генерального системного интегратора АСУ ОАО "Газпром" в создании высокотехнологичных интегрированных систем автоматизации;
- основные принципы и направления комплексной автоматизации объектов добычи, транспортировки, хранения и переработки газа и жидких углеводородов;
- современные решения в области метрологии, учета сырья и товарной продукции;
- концепция технического регулирования и стандартизации в области автоматизации, метрологии и связи;
- передовые технологии и современное оборудование для автоматизации, телемеханизации, распределения и добычи газа, оборудование для энергетики;
- возможности комплексной поставки оборудования ОАО "Газавтоматика" для промышленных предприятий, реализация проектов в нефтегазовой отрасли.

Свои доклады выступающие подкрепляли живыми примерами по автоматизации стратегически важных объектов ОАО "Газпром" как действующих, так и вновь создаваемых. В частности, были затронуты вопросы реализации систем автоматизации на объектах Ямбургского НГКМ, Уренгойского НГКМ, Заполярного НГКМ, Астраханского ГКМ, а также вопросы автоматизации, метрологии и связи для объектов транспортировки газа, включая СЕГ, СМГ Бованенково-Ухта. Каждый из докладов становился началом оживленной дискуссии, в которой принимала участие вся аудитория секции.

По направлению энергетики на совещании были представлены новые разработки блочно-комплектного оборудования для объектов ОАО "Газпром" производства ДОАО "Электрогаз", силовые трансформаторы производства ОАО "Электрощит", а также хорошо известные и востребованные на рынке КРУ на базе ячеек серии MCset, Nexima и НКУ на базе шкафов Okken и Prisma производства ООО Завод "Калиниградгазавтоматика".

После завершения заседаний участники смогли ознакомиться с производственными мощностями и выпускаемым оборудованием ООО Завод "Калининградгазавтоматика", а также осмотреть включенный в список Всемирного наследия ЮНЕСКО национальный парк "Куршская коса".

Телефоны: (499) 580-41-00, (499) 580-41-01.
E-mail: gazauto@gazauto.gazprom.ru
http://www.gazauto.gazprom.ru

ГАЗПРОМ ИСПОЛЬЗУЕТ MasterSCADA ДЛЯ КОНТРОЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ

Компания Турбоконтроль – один из лидеров рынка систем в области технической диагностики оборудования для предприятий. Это системы контроля термо- газодинамических процессов, вибрации и промышленной безопасности. Лидирующие позиции Турбоконтроля во многом обусловлены применением надежных тиражируемых решений. Новинка компании – типовое решение для мониторинга динамически напряженного состояния трубопроводных обвязок газоперекачивающих агрегатов, разработанное на базе программного комплекса MasterSCADA. Это решение успешно внедряется в ОАО "Газпром". На сегодняшний день внедрено уже 5 систем на различных участках трубопроводной системы российского газового гиганта (рис. 1). Внедрения продолжаются в плановом порядке.

Чтобы контролировать напряжение металла оборудования и трубопроводов, используются специальные струнные датчики, имеющие цифровой выход. Они крепятся на трубопроводную обвязку и передают в режиме реального времени значения деформации и температуру контролируемого оборудования. Полученные с датчиков данные по протоколу ModBus через интерфейс RS-485 передаются в MasterSCADA. Система следит одновременно за более чем 300 параметрами состояния трубопроводной обвязки. В MasterSCADA реализуется контроль значений наблюдаемых параметров, формирование сообщений, визуализация, протоколирование, архивирование и другие функции операторского интерфейса и документирования работы системы. Кроме того, MasterSCADA непрерывно ведет контроль работоспособности системы измерения.

Рис. 1

В проекте используется MasterSCADA Archive Server (MAS), который принимает данные от датчиков, сохраняет их в SQL-архивы и обеспечивает взаимодействие с внешней базой данных, реализованной на базе MS SQL Server. АРМ оператора, на котором установлена MasterSCADA, связывается по сети с архивным сервером и обеспечивает обслуживающий персонал всей необходимой информацией. Структура системы контроля представлена на рис. 2.

Разработка типового решения заняла у специалистов компании Турбоконтроль менее 3 месяцев.

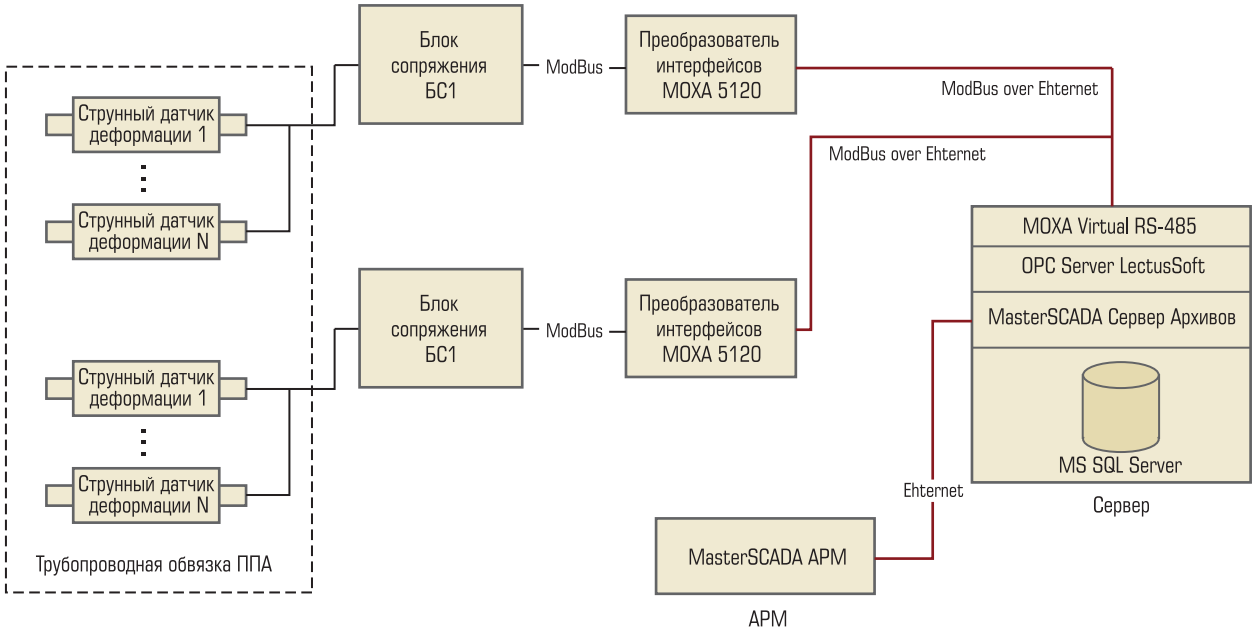


Рис. 2

Создание системы велось в версии MasterSCADA 3.1. В процессе работы над проектом ими были сформулированы ряд пожеланий по расширению функциональности MasterSCADA с учетом специфики задач технической диагностики. Благодаря постоянной готовности компания ИнСАТ оперативно реагирует на пожелания пользователей, и большинство этих предложений реализованы в версии 3.2.

Компания Турбоконтроль выбрала MasterSCADA после тщательного сравнения программы с конкурирующими SCADA-пакетами. Выбор разработчиков компании был обусловлен высоким качеством продукта, удобством разработки и тиражирования проектов, быстрым откликом ИнСАТ на пожелания заказчика, а также стоимостью MasterSCADA, которая не только изначально ниже, чем у конкурентов, но немаловажно и то, что и в дальнейшем практически не требуется дополнительных затрат.

InSAT
E-mail: office@insat.ru

«НЕФТЬ И ГАЗ. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС 2010»

17-я Специализированная нефтегазовая выставка. 14–17 сентября 2010 г., г. Тюмень

Технологии и оборудование в области поисков, разведки, разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, транспортировки и переработки сырья.

Крупнейшая нефтегазовая выставка региона привлекает ежегодно большое количество руководителей и специалистов нефтегазовой отрасли не только из Тюменской области, но и со всей России. В 2008 году выставку осмотрело 6,5 тыс. специалистов отраслевых и смежных предприятий из многих регионов России, Казахстана, Украины, Белоруссии и др. Таким образом, 262 компании-участницы имели возможность представить свою продукцию потенциальным клиентам не только из Тюмени и Тюменской области, но и из других регионов страны, а также иностранным организациям.

Участие в 17-й специализированной выставке “Нефть и Газ. ТЭК 2010” – уникальная возможность представить Вашу продукцию на рынке одного из богатейших регионов страны – Тюменской области, встретиться с широкой аудиторией специалистов, изучить конъюнктуру рынка и установить прочные деловые отношения.

Тематика выставки:

- разведка и добыча нефти и газа;
- транспортировка и хранение нефти и газа;
- переработка нефти и газа;
- сбыт нефти, нефтепродуктов и газа;
- производство и поставка нефтегазового оборудования, средств автоматизации;
- нефтегазовое строительство;
- научно-исследовательские разработки;
- охрана окружающей среды, безопасность, противопожарная защита;
- подготовка кадров для ТЭК.

Нефтегазовый комплекс нашей области вносит решающий вклад в производство энергоносителей и бесперебойное снабжение внутригосударственных и экспортных поставок. Здесь добывается 67 % нефти и 91 % естественного газа от общего объема по стране. Важное направление нового этапа развития – формирование отраслей глубокой переработки углеводородного сырья: производство нефтепродуктов, химическое, нефтехимическое производство.

Организатор:
ОАО “Тюменская ярмарка”. Телефон/факс (3452) 50-46-88.
E-mail: vistavki@land.ru

Дата проведения:
14-17 сентября 2010 г.

Место проведения:
г. Тюмень, ул. Севастопольская, д. 12.

EMERSON PROCESS MANAGEMENT ПРЕДСТАВЛЯЕТ НОВЫЙ РАСХОДОМЕР Метран-150 RFA

Расходомер переменного перепада давления оптимизирует процесс измерения расхода, сокращает затраты и повышает надежность измерений.

Компания Emerson Process Management приступила к выпуску новых расходомеров переменного перепада давления Метран-150RFA на базе осредняющей напорной трубки Annubar® 485. Данный продукт повышает эффективность измерений расхода и уменьшает затраты при проектировании, установке и эксплуатации. По сравнению с традиционными измерительными комплексами на базе стандартных сужающих устройств (диафрагм) Метран-150RFA обладает рядом существенных преимуществ. Одним из них является интегральная конструкция расходомера, которая исключает потребность в импульсных линиях и дополнительных устройствах, сокращает количество потенциальных мест утечек среды до 70 %. Метран-150RFA – это сочетание осредняющей напорной трубки Annubar 485, датчика давления Метран-150CDR и вентильного блока. Расходомер поставляется как единый узел в сборе, поверенный и готовый к установке.

Благодаря применению осредняющей напорной трубки в качестве первичного элемента расхода безвозвратные потери давления, присущие сужающим устройствам, минимальны. Экономия электроэнергии и снижение эксплуатационных затрат происходит за счет сокращения издержек на энергоснабжение насосов, нагнетающих жидкость, издержек на компрессию газа и издержек на энергоносителе для выработки пара.

Установка Метран-150RFA экономична и менее трудоемка по сравнению с установкой традиционного измерительного комплекса на базе диафрагм и состоит из четырех основных этапов – достаточно просверлить отверстие в трубопроводе, приварить фланец или бобышку, вставить расходомер и подключить. Целостность трубопровода при этом сохраняется.

Метран-150RFA – повышает эффективность измерений расхода и уменьшает затраты при проектировании, установке и эксплуатации

Метран-150RFA предназначен для измерений объемного расхода среды (воды, пара, газа и других энергоносителей) в рабочих условиях с основной относительной погрешностью измерений расхода ±2,5 % на динамическом диапазоне 5:1 и дополняет линейку современных расходомеров переменного перепада давления интегральной конструкции.

Компания Emerson Process Management, одна из бизнес-платформ корпорации Emerson, и Промышленная Группа “Метран”, как часть этой известной международной компании, – лидеры в разработке и поставке систем автоматизации технологических процессов для всех отраслей промышленности. Мы предлагаем приборы измерения давления, температуры, уровня, расхода, плотности; аналитическое оборудование, клапаны, регуляторы, компактные проверочные установки, метрологическое оборудование, программные продукты и аппаратные средства для оптимизации использования технологических активов предприятия.

Корпорация Emerson, Сент-Луис, Миссури, США – мировой лидер, объединяющий технологии и инженерные разработки, обеспечивающий инновационные решения для Заказчиков посредством различных бизнес-платформ, специализирующихся в областях энергетики, управления процессами, автоматизации в промышленности, климатических технологиях, инструментах. *www.Emerson.com.*

Emerson Process Management.
Телефон +7 (495) 981-981-1. Факс +7 (495) 981-981-0.
E-mail: Info.RU@EmersonProcess.ru http://www.emersonprocess.com
Промышленная группа “Метран”.
Телефон/факс +7 (351) 799-51-51.
E-mail: Info.Metran@Emerson.com http://www.metran.ru

НОВЕЙШАЯ ВЕРСИЯ СЕТИ OneWireless КОМПАНИИ HONEYWELL ОБЕСПЕЧИВАЕТ ГИБКОСТЬ БЕСПРОВОДНЫХ СЕТЕЙ

Корпорация Honeywell объявила о внесении усовершенствований в OneWireless™ – систему, которая откроет перед промышленными предприятиями новые возможности построения беспроводных сетей в полном соответствии со своими потребностями. Система OneWireless R200, полностью соответствующая стандарту ISA100.11a, позволяет строить беспроводную сеть в мульпротокольном режиме. В зависимости от планируемого применения предприятия теперь могут строить сети, обеспечивающие либо беспроводное покрытие только для устройств КИП, либо покрытие как для КИП, так и для устройств Wi-Fi. Это дает предприятиям дополнительную гибкость, одновременно уменьшая совокупную стоимость владения.

В OneWireless R200 появились компоненты, способные снизить стоимость монтажа и обслуживания сетей беспроводной периферийной аппаратуры на 50 %. Наличие этих компонентов упрощает монтаж и расширение беспроводных сетей и позволяет максимизировать срок работы периферийных датчиков от батареи.

“Многие предприятия перерабатывающей промышленности ищут небольшие беспроводные сети “тактического назначения” для периферийной аппаратуры, которые можно было бы расширить до комплексного беспроводного решения в масштабе предприятия, – говорит Норм Гилсдорф, президент Honeywell Process Solutions. – Последняя версия OneWireless дает возможность строить сети, удовлетворяющие потребностям объекта как сейчас, так и в будущем. Одновременно сокращается время на настройку, стоимость эксплуатации беспроводных сетей в течение их жизненного цикла”.

OneWireless – первая в отрасли универсальная система для построения резервированных беспроводных сетей. Она позволяет предприятиям использовать единственную беспроводную сеть для соединения тысяч беспроводных периферийных устройств, выполняющих самые разные функции, – от текущего контроля активов до управления некритическими процессами.

В OneWireless R200 предусмотрены два новых компонента для создания сетей периферийной контрольно-измерительной аппаратуры – точка доступа периферийных устройств (Field Device Access Point) и диспетчер беспроводных устройств (Wireless Device Manager). Точка доступа периферийных устройств предназначена для поддержки периферийной аппаратуры стандарта ISA100.11a: она берет на себя функции маршрутизации сообщений, позволяя пользователям подключать беспроводную периферийную аппаратуру к сети управления технологическими процессами и передавать в нее полевые данные. Предприятия смогут воспользоваться возможностями маршрутизации периферийной аппаратуры, позволяющими организовать сеть обменивающихся данными периферийных устройств с питанием от аккумуляторных батарей и направлять сообщения от соседних периферийных устройств (в том числе устройств других изготовителей, совместимых со стандартом ISA100.11) приложениям, управляющим технологическим процессом.

Диспетчер беспроводных устройств служит для управления сетями периферийной аппаратуры, играя роль системы шлюзов и диспетчера безопасности, обеспечивающего защиту всех данных, которыми обмениваются периферийная аппаратура и сеть предприятия. Он обладает эргономичным интуитивно понятным веб-интерфейсом, позволяющим пользователям – инженерам-технологам и инженерам КИПиА – с базовыми познаниями в информационных технологиях быстро настраивать свои сети стандарта ISA100.11a. В результате сокращаются затраты времени на ввод беспроводной сети периферийной аппаратуры в эксплуатацию, ее мониторинг и устранение неполадок.

“Сеть OneWireless объединяет экономичность беспроводных сетей периферийной аппаратуры с производительностью проводных сетей, – говорит Вимал Капур, вице-президент по стратегическому развитию и маркетингу Honeywell Process Solutions. – Увеличение дальности передачи показаний КИП, продление срока работы от батарей, снижение стоимости монтажа и обслуживания – эта новая версия в очередной раз иллюстрирует преимущества, которые сеть OneWireless способна обеспечить пользователям”.

Сведения о системе OneWireless и других решениях Honeywell, способных повысить безопасность, надежность и эффективность производства в целом, можно найти на сайтах *www.honeywell.com/ps* и *www.thewirelessplant.com*.

Степан Гвоздик
Телефон +7 (495) 797- 61-61.
E-mail: stepan.gvozdik@honeywell.com

Василий Мельников
Телефон +7 (495) 937- 31-70.
E-mail: honeywell@prp.ru

НПО «СЕНСОРИКА»

Основанная в 1991 г. Научно-производственная фирма “Сенсорика” является одним из лидеров среди отечественных производителей контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации технологических процессов (КИПиА).

Приоритетными направлениями деятельности фирмы являются:

- *разработка и производство датчиков* (первичных преобразователей) температуры, давления, уровня, влажности и др.;
- *разработка и производство приборной продукции:* вторичные приборы, безбумажные регистраторы, регуляторы, нормализаторы, блоки питания, приборы экспресс-анализа в металлургии, аппаратура виброконтроля, барьеры искрозащиты, модули защиты от импульсных перенапряжений, блоки силовых реле и т.п.;
- *разработка и производство аппаратных средств промышленной автоматизации:* программируемые логические контроллеры (ПЛК), измерительные контроллеры, модули ввода/вывода, модули преобразования интерфейсов, пульты управления;
- *разработка комплексного программного обеспечения;*
- *проектирование и сборка шкафов (щитов) автоматики;*
- *разработка и внедрение систем автоматизации для различных отраслей промышленности:* нефтегазодобычи и транспортировки; нефтехимии, химии, металлургии, машиностроения, энергетики, жилищно-коммунального хозяйства, пищевой промышленности, сельского хозяйства.

Все выпускаемые средства измерения сертифицированы и внесены в Госреестр средств измерения РФ. Большая часть выпускаемых средств измерения внесена также в соответствующие реестры Украины, Белоруссии и Казахстана.

Предприятие выпускает продукцию в общепромышленном исполнении, в исполнении для взрывоопасных условий эксплуатации, для систем ПАЗ (с наработкой 360 часов), для объектов атомной энергетики. Изделия, предназначенные для взрывоопасных условий, имеют соответствующие сертификаты и разрешения на применение.

Предприятие имеет лицензии на производство и ремонт средств измерения, на конструирование и производство оборудования для объектов атомной энергетики, на монтажные и пусконаладочные работы на магистральных газо- и нефтепроводах.

Система качества предприятия сертифицирована на соответствие требованиям ГОСТ Р ИСО 9 001-2000.

Продукция НПФ “Сенсорика” широко применяется в металлургии, энергетике (в т.ч. атомной), нефтехимии, нефтегазовой промышленности и других отраслях. Постоянными заказчиками фирмы являются многие крупные промышленные предприятия России, Украины, Белоруссии, Казахстана.

Предприятие постоянно увеличивает номенклатуру, а также модернизирует уже выпускаемые изделия. Выпускаемые НПФ “Сенсорика” датчики и приборы заменяют ряд аналогичных изделий других зарубежных и отечественных производителей. Рекомендации по замене приведены в разделе “Продукция”.

ПРОДУКЦИЯ:

- датчики температуры;
- уровнемеры;
- датчики давления;
- измерители-регистраторы;
- вторичные преобразователи;
- регуляторы;
- блоки питания;
- устройства защиты;
- многоканальные устройства сбора информации;
- приборы экспресс-анализа;
- прикладное программное обеспечение (ПО).

ИНЖИНИРИНГ:

- аппаратура виброконтроля;
- модули и распределенные системы;
- видеографические регистраторы;
- шкафы серии ШС.

620026, г. Екатеринбург, а/я 784.
Юридический адрес: 620049, г. Екатеринбург, ул. Комсомольская, 51.
Местоположение: 620075, г. Екатеринбург, ул. Мамина-Сибиряка, 145.
Телефоны: отдел сбыта (343) 365-82-20; 350-90-31, 379-65-49, 310-19-07, 378-73-95; производственный цех: 310-19-08.
Факсы: (343) 310-19-07, 263-74-24.
E-mail: mail@sensorika.ru
http://sensorika.org

ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭМИКОН»

ЗАО "ЭМИКОН" с 1988 года успешно работает на российском рынке автоматизации технологических процессов, специализируясь на проектировании и поставке "под ключ" АСУ ТП в различные отрасли промышленности и коммунального хозяйства как для вновь устанавливаемого оборудования, так и для замены или модернизации устаревших отечественных или импортных систем на действующем оборудовании.

НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:

- разработка и производство программируемых логических контроллеров ЭМИКОН (в т.ч. для взрывоопасных производств, встраиваемых систем, централизованных и распределенных АСУ ТП) для предприятий всех отраслей экономики России;
- поставка "под ключ" программно-технических комплексов систем автоматизации (ПТК СА) для объектов трубопроводного транспорта и программно-технических комплексов для систем автоматического пожаротушения (ПТК САП);
- обучение специалистов заказчиков;
- пожизненное обслуживание поставленных ПТК СА и ПТК САП;
- поставка широкой гаммы панелей оператора производства фирмы Exor International, Inc.

Контроллеры ЭМИКОН являются импортозамещающей продукцией, соответствующей лучшим мировым образцам. Измерительные системы на их базе, а также модули связи с объектом, входящие в состав ПЛК, зарегистрированы в Государственном реестре средств измерения и допущены к применению в Российской Федерации.

ПЛК ЭМИКОН позволяют снижать стоимость систем автоматизации (по сравнению с системами, построенными на базе импортных контроллеров) примерно на 30 %. При этом по всем техническим характеристикам (в т.ч. по надежности) они не уступают, а по некоторым характеристикам (например, помехозащищенности) и превосходят аналогичные изделия импортных производителей.

В арсенале средств автоматизации компании имеются три серии модулей (ЭК-2000, DCS-2000 и DCS-2001), из которых формируются контроллеры. Использование той или иной серии зависит от объекта автоматизации, географического расположения датчиков и исполнительных устройств. Поэтому на базе контроллеров ЭМИКОН можно строить системы автоматизации практически любой сложности.

Наряду с выпуском серийных ПЛК фирма "ЭМИКОН" осуществляет разработку и *производство ПЛК и отдельных модулей УСО по техническим требованиям заказчиков* (контрактное производство).

Многолетний опыт эксплуатации контроллеров на таких ответственных объектах, как нефтеперекачивающие станции, резервуарные парки, линии обогащения урана, прокатные станы, линии непрерывной разливки стали, печи металлизации, в системах автоматического пожаротушения резервуарных парков и нефтебаз, в наземном оборудовании космодромов и др., доказывает их высокую надёжность и удобство эксплуатации.

Фирма "ЭМИКОН" предоставляет заказчикам 18-месячную гарантию на контроллеры и обеспечивает сервисное обслуживание систем автоматизации, построенных на их базе, до полного морального и физического износа.

В настоящее время в различных отраслях экономики России на базе контроллеров ЭМИКОН работает более 600 систем автоматизации технологических процессов и систем автоматического пожаротушения.

Развитая система кооперации как с российскими, так и с зарубежными фирмами позволяет производить и поставлять все необходимое *оборудование для АСУ ТП* в кратчайшие сроки.

Одновременно с основной научно-производственной деятельностью ЗАО "ЭМИКОН" является эксклюзивным дистрибьютором Exor International, Inc. по поставке в Россию *панелей оператора серий UniOP и DomiOP.*

Поставляемые панели оператора, используемые в качестве средств отображения, прекрасно зарекомендовали себя в различных сферах производства (например, на объектах трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа, предприятиях нефтехимии, атомной энергетики, черной металлургии и т.д.).

Фирма имеет все необходимые лицензии, разрешения и сертификаты надзорных органов России, а также располагает необходимыми производственными и испытательными площадями и оборудованием, что позволяет обеспечивать высокое качество и надежность выпускаемой продукции.

Россия, 107241, Москва, а/я 15.
Телефоны/факсы: +7 (495) 785-51-82, 460-38-44, 460-40-59.
E-mail: emicon@dol.ru http://www.emicon.ru

НАУКА И ЖИЗНЬ

Все теоремы запомнить нельзя, а забыть можно все.

Старый ученый доказал новую теорему, но забыл какую.

Заставьте ученых говорить только правду, и наука погибнет.

Найти себя в науке трудно, а потерять легко.

Наука открывает истины, а жизнь их создает.

Искать истину – главная забота ученого. Иногда он мучительно ищет ответ: "Что же я такое съел сегодня?"

Химия разума: мудрость конденсирует, а глупость растворяет.

В своей области он классный ученый, но на вопрос чуть влево или вправо уверенно отвечает: "Не знаю".

Защитив диссертацию по математике, можно подумать и о жизни. Бизнес в палатке на рынке поможет хорошему приложению высоких знаний.

Молодость дана человеку, чтобы делать глупости, зрелость – чтобы грешить, а старость – чтобы успеть покаяться.

Жизнь – это суета, как на вокзале. Каждый день прощаешься с настоящим и встречаешь будущее, которое сразу уезжает в прошлое.

© 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 2010 г. Вы можете через редакцию, это:

КАЧЕСТВЕННО – гарантированная доставка изданий под контролем редакции

ВЫГОДНО – при оплате подписки через редакцию скидки до 20%

УДОБНО – любая форма оплаты

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

КАЛЕНДАРЬ
www.mioge.ru

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ ПО НЕФТИ И ГАЗУ

2010 • 2011

ufi Approved Event

KIOGE

18–я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
6 — 9 октября 2010
Алматы, Казахстан

NEW

PETROTECH 2010

9–я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
31 октября — 3 ноября 2010
Нью Дели, Индия

MANGYSTAU OIL & GAS

5–я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ, ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ»
2 — 4 ноября 2010
Актау, Казахстан

OILTECH MANGYSTAU

2–я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО НЕФТЕГАЗОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ
2 — 3 ноября 2010
Актау, Казахстан

OGT 2010

15–я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»
17 — 19 ноября 2010
Ашхабад, Туркменистан

NEW

SEA5

5-я АЛЖИРСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ НЕДЕЛЯ
28 ноября — 2 декабря 2010
Оран, Алжир

TUROGE

10–я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
16 — 17 марта 2011
Анкара, Турция

ufi Approved Event

OGU

15–я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
17 — 19 мая 2011
Ташкент, Узбекистан

TGC 2011

2–й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА
1 — 2 июня 2011
Аваза, Туркменбаши, Туркменистан

ufi Approved Event

CASPIAN OIL & GAS

18–я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»
7 — 10 июня 2011
Баку, Азербайджан

ufi Approved Event

MIOGE

11–я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»
21 — 24 июня 2011
Москва, Россия

RPGC

9–й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС в рамках выставки «НЕФТЬ И ГАЗ»
21 — 23 июня 2011
Москва, Россия

ОРГАНИЗАТОРЫ

ITE LLC МОСКВА
Тел.: +7 (495) 935 7350
+7 (495) 788 5585
oil-gas@ite-expo.ru

ITE

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

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