АВТОМАТИЗАЦИЯ & IT в нефтегазовой области

№ 2 (4)

ежеквартальный отраслевой научно-производственный журнал

апрель-июнь 2011

Бизнес–мотивация на внедрение средств автоматизации для эффективной эксплуатации САР 5

Создание информационно–управляющей системы линейной телемеханики конденсатопровода «Юрхаровское месторождение – Пуровский ЗПК» 9

Современные программные средства для создания АСУ ТП от компании «ФИОРД»: открытость и синергетический эффект 13

Проблемы модернизации систем управления объектами газовой отрасли 19

Эффективные решения для учета попутного нефтяного газа 24

Мониторинг и диагностика состояния оборудования КИПиА на действующих технологических объектах. Часть 2 28

Антипомпажное и топливное регулирование газотурбинных газоперекачивающих агрегатов 36

А что у вас в резервуаре? Мощный инструмент диагностики уровнемеров Rosemount 47

Стандарт EDIG@S: возможность применения в газовой промышленности России 51

Контроллеры PLC и промышленные компьютеры 58

НПА Вира Реалтайм

СИСТЕМЫ ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ

VIRA REALTIME

Совершенный мир автоматизации и связи

Приглашаем посетить стенд нашей компании на
11-й МОСКОВСКОЙ МЕЖДУНАРОДНОЙ ВЫСТАВКЕ
«НЕФТЬ и ГАЗ» / MIOGE - 2011
21-24 июня 2011 года • Москва, ЦВК «Экспоцентр»

НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:

- Разработка, проектирование и поставка «под ключ» АСУ ТП
- Разработка и производство программных средств для систем диспетчерского контроля и управления
- Распространение продукции фирмы Motorola на территории России.

УСЛУГИ:

- Проектно-изыскательские работы
- Разработка и производство аппаратных средств АСУ ТП
- Разработка прикладного и системного программного обеспечения
- Строительно-монтажные работы
- Пусконаладочные работы
- Обучение эксплуатационного персонала
- Гарантийное и послегарантийное обслуживание
- Поддержка партнеров

ОБЛАСТИ ВНЕДРЕНИЯ:

- Газовая промышленность
- Нефтяная промышленность
- Нефтехимическая промышленность
- Энергетика
- Тепло и водоснабжение
- Коммунальное хозяйство
- Транспорт

КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ:

Россия, 107497, г. Москва, Щёлковское шоссе, 77
Телефоны: (495) 742 68 81 742 59 94 742 68 63
Телефон/факс: (495) 742 68 80 http:\\www.rlt.ru

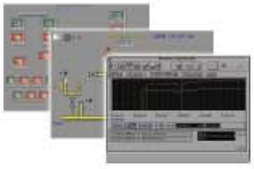
ПРОДУКЦИЯ:

Шкафы РЛТ - ТМ

Шкаф ТМ является программируемым, интеллектуальным устройством и используется в качестве аппаратуры телемеханики в составе автоматизированной системы диспетчерского контроля и управления.

Система обнаружения утечек

Система обнаружения утечек (PAS, Чехия) служит для защиты трубопроводов с жидкообразной и газообразной средой, а также их смесью.



ПО реального времени «Сириус-ИС»

ПО реального времени «Сириус-ИС» представляет собой комплекс программ для построения:

- систем автоматизации локальных промышленных установок
- систем управления сложными, территориально распределенными промышленными объектами
- систем автоматизации научных исследований.

Система «Сириус-ИС» работает под управлением различных операционных систем.

Отраслевой
научно-производственный журнал
Свидетельство Федеральной службы по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзора) ПИ №ФС77-44435 от 31 марта 2011 г.

Учредитель-издатель
ООО "ИД "АВИТ-ТЭК" г. Москва
Генеральный директор
Егоров А.А.

Редакционная коллегия:

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

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

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

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

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

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

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

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

Корнеева А.И., к.т.н

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

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

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

Шерман В.С., к.т.н.

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

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

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

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

Тираж: 5000 экз.

Редакция не несет ответственности за достоверность рекламных материалов.

Точка зрения авторов может не совпадать с точкой зрения редакции.

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

Уважаемые коллеги!

Вы держите в руках номер журнала, который приурочен к проведению 21 – 24 июня 2011 г. крупнейшей в России международной нефтегазовой выставке «НЕФТЬ и ГАЗ» / MIOGE 2011 (1000 компаний-участников из более 40 стран мира, 900 делегатов 9-го Российского Нефтегазового Конгресса, планируется более 30 000 посетителей-специалистов нефтегазовой отрасли).

Мы надеемся, что наши читатели обязательно посетят эту Выставку, предоставляющую уникальную возможность для лидеров отечественной и мировой нефтегазовой промышленности представить новейшие разработки и технологии, в том числе в области автоматизации и информационных технологий, широкой аудитории специалистов-нефтяников, установить прямые деловые контакты и решить задачи по развитию бизнеса на целый год. Выставка будет проходить в ЦВК «Экспоцентр» – на одной из лучших выставочных площадок Москвы и имеет сертификат Всемирной Ассоциации выставочной индустрии (UFI), подтверждающий качество и соответствие мероприятия мировому уровню. В рамках выставки состоится крупнейший форум нефтяников – 9-й Российский Нефтегазовый Конгресс.

Энергетика и нефтегазовая индустрия в России в основном будут представлены крупными вертикально-интегрированными предприятиями. Многообразие и сложность технологических и бизнес-процессов делают их автоматизацию чрезвычайно сложной задачей, которая под силу только крупным системным интеграторам с опытом создания корпоративных информационных систем именно в этой сфере деятельности.

Сегодня корпорации топливно-энергетического комплекса (нефте- и газодобывающие компании, энергетические компании, управляющие магистральными линиями электропередачи и электрическими подстанциями, управляющие концерны атомной энергетики) с точки зрения задач управления объективно являются наиболее сложными хозяйственными структурами современной России.

Применение современных информационных технологий, помимо достижения указанных выше целей, позволяет приблизиться к международным стандартам корпоративного управления и организационно-финансовой прозрачности и сделать предприятие более конкурентоспособным и привлекательным для инвесторов.

Из последних наиболее важных событий хотелось бы отметить II Конференцию «IT в ТЭК», проведенную компанией AHConferences. Эта Конференция объединила специалистов и экспертов отрасли для совместного обсуждения тенденций автоматизации и информатизации, презентации инновационных IT-решений и успешных IT-проектов. В мероприятии приняли участие руководители, директора по IT и телекоммуникациям предприятий ТЭК, представители компаний разработчиков и интеграторов IT-решений. Конференция была призвана ответить на такие вопросы, как: «Какие технологии уже прочно закрепили свое место в ИТ-архитектуре предприятий ТЭК? По какому пути пойдет развитие ИТ-инфраструктуры? Как правильно расставить приоритеты при формировании стратегии по развитию ИТ-инфраструктуры предприятий?»

Первым выступил заведующий лабораторией автоматизации производства ИПУ РАН им. В.А. Трапезникова д.т.н., профессор, член редколлегии нашего журнала Э.Л. Ицкович. Он проиллюстрировал причины недостаточной эффективности систем автоматизации объектов на предприятиях ТЭК. Так, говоря о состоянии систем автоматизированного контроля, учета и управления технологическими объектами (АСУ ТП), он отметил, что концепция рациональной временной последовательности разработки АСУ, как правило, отсутствует. При разработке не учитывается связь с MES-системой, не вырабатываются рекомендации по рациональной эксплуатации, обслуживанию и модернизации системы. А финансовые ограничения приводят к тому, что объект автоматизируется частично, не предусматривая дальнейшего развития.

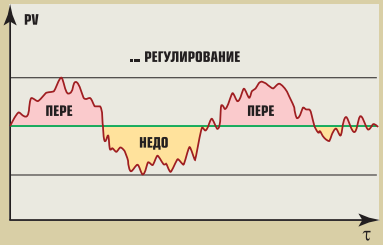
Хотелось бы отметить также и положительные примеры внедрения современных информационных технологий. ОАО АНК «Башнефть», компания «SAP СНГ» и ОАО «СИТРОНИКС» завершили внедрение системы управления предприятием SAP ERP в ОАО «Уфанефтехим». Это позволит увеличить прозрачность бизнес-процессов, сократить затраты и повысить достоверность данных производственных и иных операций.

Внедрение системы SAP ERP на предприятиях ОАО АНК «Башнефть» реализуется в рамках трехлетней комплексной программы развития интегрированной системы планирования и управления деятельностью ключевых предприятий ОАО АНК «Башнефть». ERP-платформа от SAP автоматизирует обмен информацией по основным направлениям деятельности, включая финансовые потоки, производство, материально-техническое обеспечение, имущественный комплекс и пр. Это позволит создать единое информационное пространство для всех предприятий компаний и существенно повысит эффективность управления.

Надеемся, что информация, размещенная в нашем журнале, окажется для вас полезной!

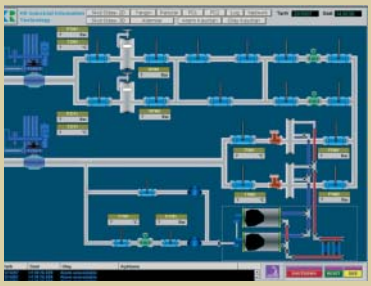
Мы предлагаем Вам сотрудничество в области предоставления актуальной и оперативной информации по автоматизации и информатизации ТЭК, а также по продвижению Вашего оборудования, технологий и услуг в России и странах СНГ.

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

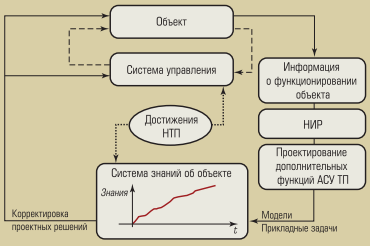


5 *Снижение отклонений в обе стороны от задания позволяет выбрать так называемый "запас по качеству"*

9 *Солнечные модули, используемые на каждом КП ИУС ЛТК*



13 *Пример мнемосхемы PcVue в проекте по транспортировке нефти*



19 *Цикл проектирования и развития системы на действующих объектах*

СОДЕРЖАНИЕ

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

Общие вопросы

5 Л.П. СЕРЕЖИН (НПО ТЕХНОКОНТ)
Бизнес-мотивация на внедрение средств автоматизации для эффективной эксплуатации САР

9 Р.М. МИНИГУЛОВ (ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ»), Г.Б. ГРИБАНОВ (ООО «НОВАТЭК»), А.Р. СТЕПАНОВ, А.Е. ЧЕРНОВ, А.В. БОЧКАРЕВ (ООО «НПФ «Вымпел»)
Создание информационно-управляющей системы линейной телемеханики конденсатопровода «Юрхаровское месторождение – Пуровский ЗПК»

Человеко-машинный интерфейс и SCADA-системы

13 А.В. КОЛТУНЦЕВ, С.В. ЗОЛОТАРЕВ (Компания «ФИОРД»)
Современные программные средства для создания АСУ ТП от компании «ФИОРД»: открытость и синергетический эффект

Управление проектами

19 В.В. РАДКЕВИЧ (ООО «ИНЭКО-А»)
Проблемы модернизации систем управления объектами газовой отрасли

ТЕХНИЧЕСКИЕ И ПРОГРАММНЫЕ СРЕДСТВА СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ

Решения для технического и коммерческого учета энергии в нефтегазовом комплексе

24 В.Р. ЗУЛЬКАРНАЕВ (ОАО ИПФ «Сибнефтеавтоматика»)
Эффективные решения для учета попутного нефтяного газа

Автоматизированные системы диспетчерского и технологического управления НГК

28 А.И. НИКУЛИН, А.А. АЛФЕРОВ (ООО «Автоматика-сервис»)
Мониторинг и диагностика состояния оборудования КИПиА на действующих технологических объектах. Часть 2

36 Я.А. ЕВДОКИМОВ (ООО «НПК «ЛЕНПРОМАВТОМАТИКА»)
Антипомпажное и топливное регулирование газотурбинных газоперекачивающих агрегатов

Измерители и регуляторы для НГК

47 В. ГРИГОРЧУК
(Компании Метран, Emerson Process Management)
А что у вас в резервуаре? Мощный инструмент диагностики уровнемеров Rosemount

СТАНДАРТИЗАЦИЯ И СЕРТИФИКАЦИЯ СА В НГК

Стандарты в области систем автоматизации

51 Н.К. БОГДАНОВ
(ЗАО «АтлантикТрансгазСистема»)
Стандарт EDIG@S: возможность применения в газовой промышленности России

ОПЫТ АВТОМАТИЗАЦИИ В ЗАРУБЕЖНОМ НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

США

58 Контроллеры PLC и промышленные компьютеры

КОМПАНИИ ОТРАСЛИ

64 Фирма ЛИМАКО

ХРОНИКА И НОВОСТИ

67 Выставка «Нефть и Газ. Топливно-энергетический комплекс 2011»

68 Компания Emerson наращивает инвестиции в Челябинске с целью стимулирования развития научно-исследовательской деятельности и роста объема продаж на рынке России и СНГ

69 Технологии GE способствуют развитию российской нефтегазовой отрасли

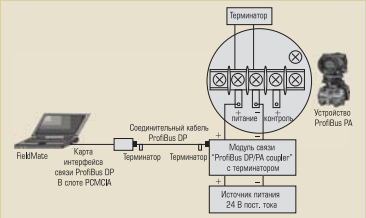
71 Компания «Спецэнержи» будет управлять сервисным обслуживанием с помощью TRIM

РАЗНОЕ

Разминки словом

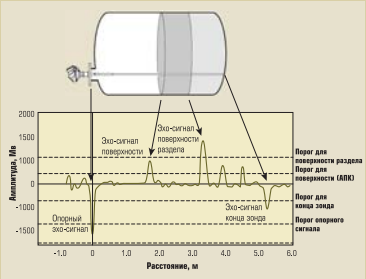
72 Б.В. ВОЛЬТЕР. Раздумки о творчестве

24 *ДРГ.М – полноврезные вихревые датчики для трубопроводов Ду от 50 до 200 мм для учета газовых сред и ПНГ с рабочими давлениями от 0,003 до 16 МПа в диапазоне расходов от 1 до 10000 м³/ч*



28 *Подключение FieldMate к PROFIBUS-устройствам*

36 *Газоперекачивающие агрегаты ГТК-10-4 на компрессорной станции в Тюменской области*



47 *Общий вид графика эхо-сигнала*

58 *Панельный PC Allen-Bradley для экстремальных окружающих условий*

Регулирование - дело тонкое!

P.I.D. - expert

станция инженерного сопровождения
систем автоматического регулирования

ПРОСТАЯ и ЭФФЕКТИВНАЯ
НАСТРОЙКА ПИД - РЕГУЛЯТОРОВ!

Статья на странице 5:
“Бизнес-мотивация на внедрение средств автоматизации для эффективной эксплуатации САР”

ТЕХНОКОНТ

105318, г. Москва, ул. Ткацкая, д. 1
Телефон: +7 (495) 652-9130
www.technocont.ru
www.planttriage.ru
info@technocont.ru

БИЗНЕС-МОТИВАЦИЯ НА ВНЕДРЕНИЕ СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ САР

Л.П. СЕРЕЖИН (НПО ТЕХНОКОНТ)

Для чего на предприятии тратят изначально в среднем не менее 5000 долларов на установку каждой системы автоматического регулирования (САР)? Для того, чтобы в любой технологической ситуации, в каждый момент времени технологический параметр был равен технологическому заданию на этот параметр.

...снижение отклонений регулируемого технологического параметра в 2 раза дает экономию материального или энергоресурса 0.5 – 2%...

При поддержании технологического параметра на заданном уровне предприятие постоянно расходует управляющий ресурс: топливо, пар, воду, электроэнергию, химические вещества и пр, то есть постоянно расходуется энергоресурс или материальный ресурс, который имеет свою цену. В "отлично" работающей САР управляющий "клапан" в каждый момент времени "открыт" ровно настолько, чтобы обеспечить отпуск технологическому процессу столько ресурса, сколько ему объективно требуется на данный момент, и не грамма больше. Но "отлично" работающих САР в природе не бывает. Реально иметь "хорошо" работающие САР (рис. 1), в которых расход ресурса оптимизирован различными эксплуатационными мероприятиями и модернизациями.

Взгляните на ваши графики поведения регулируемых технологических параметров. Все отклонения регулируемого параметра от технологического задания в сторону "пере-" означают, что предприятие на этот момент ПЕРЕрасходовало какой-то энергетический или материальный ресурс. При этом далеко не всегда отклонения регулируемого параметра от задания в сторону "недо-" может компенсировать ресурс, который был перерасходован при отклонениях "пере-". Очень похоже на управление скоростным режимом автомобиля: расход топлива в режиме движения "газ-тормоз" всегда больше, чем в режиме "ровное движение". Кроме того, снижение отклонений в обе стороны от задания позволяет выбрать так называемый "запас по качеству". Это уменьшение задания регулятору с максимально возможным приближением его значения к минимальному регламентному ограничению (рис. 2). Не так много таких САР, но экономический эффект от уменьшения "запаса по качеству" позволяет за несколько дней окупить все текущие затраты на эксплуатацию САР.

4 **"ХОРОШО"**
– при сохранении "удовлетворительных" взаимоотношений с технологическим персоналом оптимизирована работа ИМ и/или успешно проведена тонкая доводка САР с получением экономического эффекта

3 **"УДОВЛЕТВОРИТЕЛЬНО"**
– полное доверие к САР со стороны технологического персонала в различных технологических режимах. САР постоянно работает в "автомате"

2 **"ПЛОХО"**
– все остальные варианты функционирования САР

Рис. 1

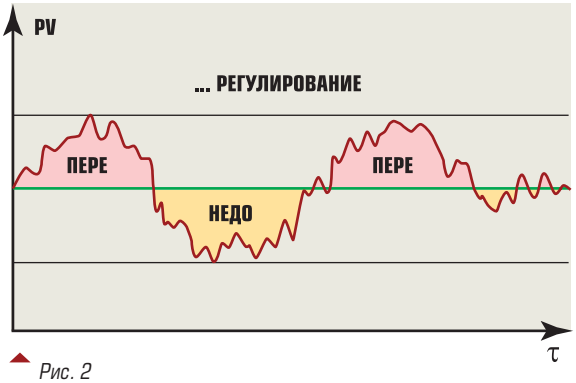


Рис. 2

Ведущие мировые эксперты приводят следующую зависимость между снижением отклонений регулируемого параметра от задания (эксплуатационный KPI "Отклонение технологического параметра") и получаемому при этом снижению расхода энергетического или материального ресурса: при выводе функционирования САР на "хорошо" *снижение отклонений регулируемого параметра в 2 раза дает экономию участвующего ресурса 0,5 – 2 %*. При этом очевиден улучшающий вклад такой САР в общезаводской KPI "Качество", но он не оценивается в цифрах. А с KPI "Производительность" нужно разбираться в каждом конкретном случае, т.к. возможны ситуации, когда "Себестоимость" и "Качество" конфликтуют с "Производительностью".

Для вывода САР предприятия на оценку "хорошо" и поддержания её на этом уровне необходимо каждодневное движение эксплуатационного персонала в рабочем цикле: мониторинг текущего функционирования – выявление неиспользованного потенциала улучшения – проведение мероприятий по улучшению – мониторинг функционирования. Это очень напряженная работа, требующая не только высокой квалификации, но и обязательной автоматизации труда эксплуатационного персонала. Автоматизация позволяет повысить производительность труда такого специалиста в несколько раз. Без такой автоматизации выйти на уровень функционирования САР "хорошо" невозможно в принципе, т.е. без этого невозможным становится и использование очевидного потенциала экономии энергетических и материальных ресурсов.

Автоматизация труда эксплуатационного персонала – каждодневное применение компьютерных инструментов для непрерывного мониторинга САР предприятия и тщательной их настройки.

P.S.:

1. Общее количество САР на промышленном предприятии от нескольких десятков до нескольких тысяч. Из них на "хорошо" работает не более 5 %. Потенциал экономии энергетических и материальных ресурсов, вовлеченных в автоматическое регулирование значителен.
2. Представлена только минимальная, очевидно обсчитываемая бизнес-мотивация. Увеличение общей производительности, улучшение качества, увеличение безопасности нам экспертно оценить не по силам.

ОТ АВТОРА

Эту "бизнес-мотивацию" я отправил нескольким хорошо знакомым мне руководителям служб автоматизации предприятий из различных отраслей. Как я понимаю, большинство решило меня не расстраивать, но один ответ, как мне кажется, выражающий общее мнение, все-таки пришёл.

"Такая бизнес-мотивация может быть только у директоров. Для начальников цехов снижение затрат ресурсов не является мотивацией. Главное для них – дать "производство-объём" любой ценой. При этом качество важно, но не является приоритетом: "третий сорт – не брак". Т.к. цель оправдывает средства, то пусть что-то не работает или работает не так, как надо, но при этом производство останавливать нельзя, поэтому необходимо иметь запас по ресурсам. Снижать лимиты, а после настройки регуляторов их сразу снижать на проценты, которые будут заявлены, начальники цехов и производств не заинтересованы".

В принципе это мнение перекликается с тем, что я раньше уже слышал от специалистов из служб автоматизации: когда цеха вынуждены разгонять оборудование на "150 %" от проектной мощности, то о какой оптимизации затрат материальных и энергетических ресурсов может идти речь, а по качеству – это уже повезет/не повезет. Но всё же где-то должно быть не совсем так мрачно. Поэтому далее небольшое продолжение, для тех предприятий и производств, где "третий сорт по сути брак", на тему:

САР и KPI "Производительность": ЧЕРЕЗ КАЧЕСТО К КОЛИЧЕСТВУ.

Системы мониторинга функционирования САР "озвучили" сам факт неудовлетворительного функционирования САР и обозначили возможные причины такого функционирования. Какие мероприятия по исправлению ситуации возможны в принципе? Это:

- тщательная настройка САР;
- изменение стратегии (алгоритма, программы) управления;
- замена или ремонт оборудования КИПиА САР;
- ремонт или модернизация технологического оборудования.

Настройку/подстройку САР можно и нужно выполнять тогда, когда это требуется. Для этого *не нужна остановка* технологического процесса. Изменение стратегии управления

требует, *как минимум*, внесения изменений в программное обеспечение реализующего алгоритм регулирования. Т.е. требуется отключение самого регулятора на некоторое время для загрузки обновления программного обеспечения. Можно ли это сделать без остановки технологического процесса? По нашим оценкам, “50 на 50”. Замену или ремонт КИПиА, ремонт и модернизацию технологического оборудования в подавляющем большинстве случаев без остановки технологического процесса выполнить нельзя.

Итак, можно уверенно рассматривать только мероприятие “Тщательная настройка регулятора”, выполнение которого направлено на улучшение краткосрочного эксплуатационного KPI “Отклонение технологического параметра”. Как минимум, они не приводят к останову оборудования и процесса.

Что может дать тщательная настройка регулятора с точки зрения увеличения производительности?

1. *Увеличение выхода годного, улучшение сортности. Любое уменьшение* отклонения значения технологического параметра от задания – и “недо-”, и “пере-” – всегда *какое-то улучшение* качества выпускаемого этой технологией продукции. Это тяжело предварительно просчитать, но любой эксперт это улучшение подтвердит.
2. *Делает в принципе возможным работу “на грани”*, т.к. уменьшение отклонения значения технологического параметра от заданного значения позволяет поднять его заданное значение ближе к верхнему ограничению безопасности ведения процесса. Это действенно там, где величина регулируемого параметра влияет на скорость протекания технологического процесса, а увеличение скорости протекания даёт увеличение производительности. Это называется “Выбрать запас на безопасность”. Звучит нехорошо, но, по существу так и есть.
3. *Уменьшить вероятность выхода из строя регулирующего клапана* за счет обеспечения его более спокойной работы.

Крамольный 2-ой пункт далее не рассматриваем, вероятностный 3-ий пункт не рассматриваем. Дальше только по очевидному пункту № 1.

Таким образом, улучшение (причем не технологическими мероприятиями) краткосрочного эксплуатационного KPI “Отклонение технологического параметра” для многих технологий дает улучшение такого долгосрочного KPI, как “Качество”, а через него, через увеличение выхода годного, для многих технологий и KPI “Производительность”. На сколько? Предварительно просчитать невозможно. Только по результатам “до” и “после”. Найденная нами экспертная оценка, сформированная по опыту работы ведущих мировых промышленных брендов, обозначает прирост производительности 1-5 %.

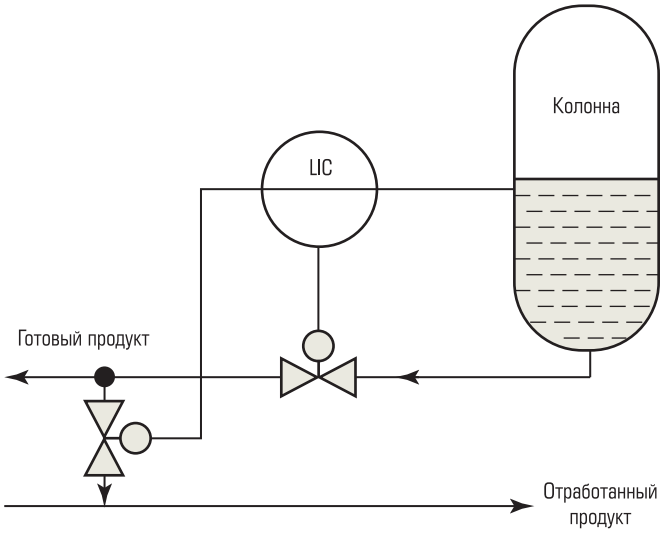


Рис. 3

У многих технологических процессов и установок существует потенциал роста Производительности через улучшения Качества, и все это за счет уменьшения Отклонения. Приведу небольшой пример из нефтепереработки.

Уровень в колонне поддерживается за счёт изменения расхода готового продукта (рис. 3). Схема управления построена таким образом, что если отклонение уровня велико и полностью открытого клапана на расходе готового продукта не хватает для того, чтобы не допустить отклонение уровня выше технологически допустимого, то начинает открываться перепускной клапан, который сбрасывает часть готового продукта в линию с отработанным продуктом, который также поступает потребителю, но его стоимость на порядок ниже.

Регулятор уровня был настроен эмпирически (т.е. “на глазок”) и допускал значительные отклонения уровня, что, в свою очередь, приводило к срабатыванию перепускного клапана и сливу дорогостоящего продукта в линию с отработанным продуктом. С помощью инструментальных средств (в данной ситуации “P.I.D.-expert”) были проведены работы по качественной настройке регулятора. Оптималь-

ные настройки были рассчитаны и установлены в регулятор. В результате значительно повысилось качество стабилизации уровня, регулятор не допускал значительных отклонений регулируемой переменной, и как следствие, случаи срабатывания перепускного клапана были существенно сокращены. По разнице расходов продукта в линию с отработанным продуктом "до" и "после" проведения работ по настройке регулятора и известной стоимости продукта удалось посчитать экономию, которая составила 450 тысяч рублей в месяц.

Но дальше начинается самое интересное. Инженер, настроивший этот регулятор и получивший такой внушительный результат, проводил эти работы по своей собственной инициативе. На наш вопрос, не получил ли он за это премию, он ответил: "Вы что, с ума сошли? Я об этом никому не сказал. Премию не дадут – это точно! А вот наказать могут и притом прилично. За что? За то, что до этого регулятор так плохо работал". Думаю, что теперь читателю понятно, почему данный пример максимально анонимен. Но связь "настройка – улучшение сортности – производительность" очевидна. От себя отмечу, что это стало возможным только с появлением соответствующих компьютерных инструментов. (Энтузиазм инженера) × (Применение средств автоматизации его труда) = 450 000 рублей экономического эффекта на одном регуляторе!

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Потенциал получения экономического эффекта в работе САР предприятия огромен. Но извлечь его без автоматизации труда эксплуатационного персонала, невозможно.

Сережин Леонид Павлович *– генеральный директор ООО "НПО ТЕХНОКОНТ".*
Телефон/факс (495) 652-91-60.
E-mail: info@technocont.ru www.technocont.ru www.planttriage.ru

СОЗДАНИЕ ИНФОРМАЦИОННО-УПРАВЛЯЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЛИНЕЙНОЙ ТЕЛЕМЕХАНИКИ КОНДЕНСАТОПРОВОДА «ЮРХАРОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ – ПУРОВСКИЙ ЗПК»

Р.М. МИНИГУЛОВ (ООО "НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ"),
Г.Б. ГРИБАНОВ (ООО "НОВАТЭК"),
А.Р. СТЕПАНОВ, А.Е. ЧЕРНОВ, А.В. БОЧКАРЕВ (ООО "НПФ "Вымпел")

Рассмотрено использование в газодобывающей отрасли в труднодоступных районах крайнего Севера систем телемеханики с электроснабжением от возобновляемых источников энергии (ВИЭ), производимых ООО "НПФ "Вымпел".

Использование систем телемеханики в газодобывающей отрасли не является новым явлением. Ввиду специфики добываемой рабочей среды, а также процессов ее добычи и транспортировки необходимость непрерывного контроля за рядом параметров и управления технологическим оборудованием возникла с началом работы первых газовых промыслов.

Инновационным комплексом технических решений, позволяющим повысить эффективность создания и дальнейшую эксплуатацию систем телемеханики в труднодоступных районах крайнего Севера, являются системы телемеханики с электроснабжением от возобновляемых источников энергии (ВИЭ), производимые ООО "НПФ "Вымпел". Информационно-управляющая система линейной телемеханики конденсатопровода "Юрхаровское месторождение – Пуровский ЗПК" (ИУС ЛТК) является примером реализации системы (рис. 1).

ИУС ЛТК длиной более 300 километров предназначена для автоматического сбора, архивирования и передачи данных о параметрах транспортируемой среды подземного конденсатопровода, электрохимической защиты трубопровода (СКЗ), обнаружения утечек транспортируемой среды (СОУ), контроля прохождения средства очистки и диагностики (СОД), обеспечения охранной сигнализации, управления исполнительными устройствами (шаровыми кранами), обеспечения электропитанием технологического оборудования конденсатопровода в условиях преимущественного отсутствия внешнего сетевого электроснабжения. В качестве объектов автоматизации в составе ИУС ЛТК выступают крановые узлы и узлы приема-пуска очистных устройств (рис. 2), рассредоточенные по длине конденсатопровода.

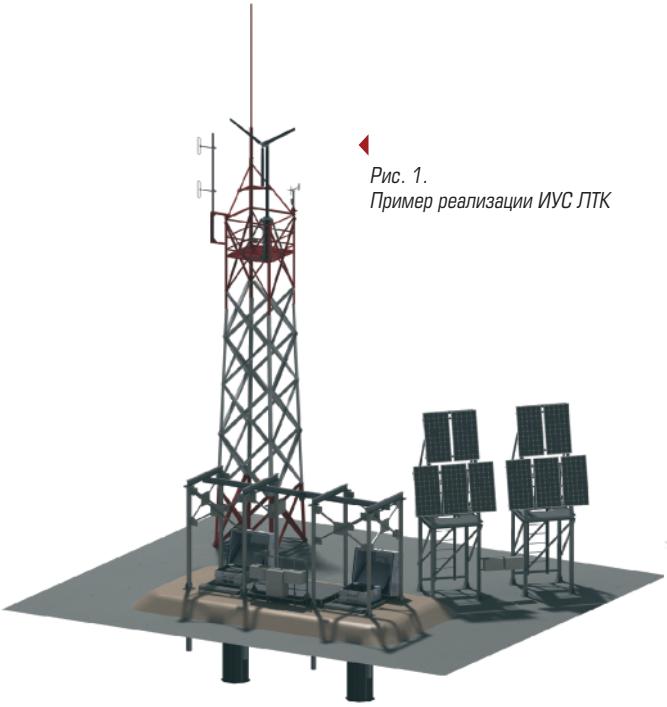


Рис. 1. Пример реализации ИУС ЛТК

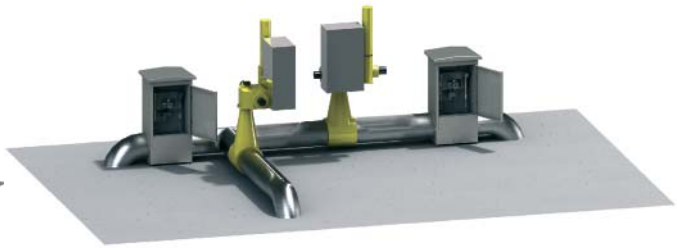


Рис. 2. Крановые узлы и узлы приема-пуска очистных устройств

Цель создания ИУС ЛТК:

- обеспечение надежной и эффективной работы основных и вспомогательных производственных объектов за счет оптимального управления режимами их работы в соответствии с требованиями технологических регламентов, своевременного обнаружения и ликвидации отклонений и предупреждения аварийных ситуаций;
- выполнение установленных производственных заданий по объемам транспортируемой товарной продукции, снижение потерь материально-технических и топливно-энергетических ресурсов и сокращение эксплуатационных расходов;
- обеспечение управления запорно-регулирующей арматурой при выполнении технологических операций по транспортированию рабочей среды и техническому обслуживанию трубопроводов;
- сокращение эксплуатационных расходов и трудовых затрат на обследование и обслуживание линейных трубопроводов, улучшение технико-экономических показателей работы промысла;
- обеспечение противоаварийной и противопожарной защиты объектов с целью повышения экологической безопасности производства.

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ ФУНКЦИОНАЛЬНОСТЬ ИУС ЛТК

1. Применение резервированных систем электропитания аппаратуры телемеханики.
2. Малое потребление электроэнергии конечными потребителями.
3. Максимальное использование малообслуживаемых технических решений, позволяющих осуществление технического обслуживания вне объекта, агрегатирования и унификации.
4. Обеспечение эксплуатационных параметров в широком диапазоне температур и влажности.

СОСТАВ ИУС ЛТК

ИУС ЛТК имеет в своей структуре два уровня:

- верхний уровень – пункты управления (ПУ) в количестве 3 шт;
- нижний уровень – базовые контролируемые пункты (БКП) в количестве 7 шт., расположенные в блок-контейнерах связи рядом с существующими РРС, и контролируемые пункты (КП) ИУС в количестве 54 шт., рассредоточенные по длине конденсатопровода, размещенные в заглубленных в грунт монтажных модулях.

В составе ИУС ЛТК могут быть выделены подсистемы:

- энергоснабжения оборудования неэлектрифицированных КП с питанием от ВИЭ;
- информационного обеспечения и управления исполнительными устройствами, предназначенными для контроля технологических параметров перекачиваемой среды и управления запорно-регулирующей арматурой с электрогидроприводами фирмы SCHUCK или электроприводами фирмы AUMA;
- обнаружения утечек;
- катодной защиты;
- очистки и диагностики;
- контроля загазованности;
- охранной сигнализации.

СОСТАВ, УСТРОЙСТВО И ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ПОДСИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ИУС ЛТК

Затрудненный доступ к КП вследствие удаленности и климатических условий зоны расположения объекта делает необходимым использование в системе энергоснабжения необслуживаемых или редко обслуживаемых устройств. Данным обстоятельством продиктована необходимость оснащения системы энергоснабжения интеллектуальными средствами поддержания энергетического баланса, что позволяет без участия человека осуществлять выбор наиболее приемлемого режима расходования электроэнергии, использовать оригинальные алгоритмы управления выбором наиболее актуального внешнего источника энергии (солнечных модулей или ветрогенератора), поддерживать аккумуляторную батарею в заряженном состоянии.

Интеллектуальные электронные устройства управления системой энергообеспечения, разработанные ООО “НПФ “Вымпел”, позволяют реализовывать поддержание энергобаланса в системе без участия человека.

В качестве основного источника электроэнергии на каждом КП ИУС ЛТК используются солнечные модули в количестве 10 шт. мощностью 175 Вт (рис. 3). Вторым основным источником электроэнергии для неэлектрифицированных КП ИУС ЛТК является ветрогенератор мощностью 1000 Вт. В системе также предусмотрен резервный источник энергообеспечения, используемый при отсутствии поступления электроэнергии с солнечных модулей и ветрогенератора, – блок аккумуляторов мощностью 800 А·ч.

При наличии солнечного света и/или ветра электроэнергия от возобновляемых источников – солнечных панелей и ветрогенератора – расходуется на питание оборудования неэлектрифицированного КП ИУС ЛТК и заряд блока аккумуляторов. При достижении заданного напряжения на блоке аккумуляторов и избытке электроэнергии ее часть утилизируется при помощи балластных шкафов. При этом аккумулятор находится в полностью заряженном состоянии и при снижении освещенности солнечных панелей (уменьшении скорости ветра) автоматически осуществляется переход на питание от блока аккумуляторов.

Рис. 3. Солнечные модули, используемые на каждом КП ИУС ЛТК

СОСТАВ, УСТРОЙСТВО И ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ПОДСИСТЕМЫ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ ИСПОЛНИТЕЛЬНЫМИ УСТРОЙСТВАМИ ИУС ЛТК

На верхнем уровне ИУС ЛТК в составе каждого из трех ПУ размещены по две рабочие станции, на которых установлено ПО АРМ, разработанное ООО “НПФ “Вымпел”. На нижнем уровне оборудование, входящее в подсистему информационного обеспечения и управления, установлено в составе 7 базовых контролируемых пунктов и 54 контролируемых пунктов ИУС ЛТК.

В контроллеры MOSCAD и ACE-3600 загружается разработанное ООО “НПФ “Вымпел” программное обеспечение, позволяющее осуществлять управление оборудованием КП и информационный обмен с ПУ. Передача данных между БКП и ПУ осуществляется посредством радиорелейной связи (РРС) с использованием арендуемых радиорелейных каналов на существующих станциях РРС. На крановых узлах конденсатопровода располагаются узлы контроля давления и температуры, содержащие первичные датчики и вычислительные устройства для измерения параметров транспортируемой рабочей среды.

Для решения задач коммутации периферийного оборудования (возобновляемых источников энергии, КИП и исполнительных устройств) в составе неэлектрифицированных КП и узлов пуска-приема СОД предусмотрено коммутационное оборудование. Собранные данные отображаются на экране терминала АРМ оператора и инженера, архивируются и могут передаваться в ИУС верхнего уровня.

СОСТАВ, УСТРОЙСТВО И ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ СОУ ИУС ЛТК

Подземный конденсатопровод, имеющий длину более 300 километров, рас-

положен в районе, характеризующемся наличием многолетнемерзлых грунтов, оттаивающих в летний период, что вкупе с избыточным количеством осадков приводит к образованию множества ручьев, речек, озер и болот. Возможный порыв трубопровода в данных условиях должен быть ликвидирован в максимально короткие сроки и сопровождаться минимальным разливом рабочей среды. В комплексе технических решений, направленных на обеспечение экологической безопасности при эксплуатации объекта, заметная роль отведена СОУ перекачиваемой рабочей среды. Ввиду протяженности трассы, удаленности от населенных пунктов и сравнительной труднодоступности задача контроля за отсутствием утечек рабочей среды возложена на ИУС ЛТК и оперативный персонал пункта управления.

Реализация СОУ не требует установки дополнительного оборудования – в работе подсистемы используются данные с датчиков давления, расположенных на крановых узлах. Данные измерений с датчиков давления поступают на сервер СОУ, расположенный в ПУ помещения ООО "НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ" г. Новый Уренгой, где происходит обработка данных и формирования сообщения на АРМ ПУ при обнаружении утечки.

GPS приемник, устанавливаемый в составе КП, позволяет принимать спутниковый сигнал, который используется для синхронизации оборудования СОУ (контроллеров телемеханики) на КП (узлах приема-пуска СОД).

Подсистема катодной защиты (СКЗ) конденсатопровода предназначена для защиты подземных частей сооружения от коррозии. Вдоль трассы трубопровода установлено 27 комплексов катодной защиты, включающих блок катодной защиты "Пульсар ЛА-0,2А", анодный заземлитель "Менделеевец" и КИП катодной защиты.

Подсистема очистки и диагностики используется при эксплуатации конденсатопровода для очистки его внутренних стенок от различного рода отложений. В целях очистки трубопровода из камеры пуска устройства очистки и диагностики внутри трубы конденсатопровода давлением рабочей среды "проталкивается" поршень, извлекаемый вместе с удаляемыми загрязнениями при помощи камеры приема поршня, оснащенной дренажной емкостью.

Задача *контроля загазованности* окружающей среды в месте пересечения трассы конденсатопровода с автомобильной и железной дорогами решена путем установки на отдельных кронштейнах в непосредственной близости от трубопровода газоанализаторов СГОЭС в соответствии с проектной документацией.

МНОГОАСПЕКТНЫЙ ЭФФЕКТ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ИУС КОНДЕНСАТОПРОВОДА ЮРХАРОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ – ПУРОВСКИЙ ЗПК

- Снижение объема и стоимости строительно-монтажных работ.
- Короткий срок строительства.
- Отсутствие потребления электроэнергии из внешних источников электроснабжения.
- Низкие затраты на эксплуатацию и обслуживание (безлюдная технология).
- Минимизация экологического ущерба на этапе строительства и эксплуатации.
- Минимизация эксплуатационных расходов за счет применения "безлюдных" технологий.

***Минигулов Рафаиль Минигулович** – директор департамента добычи газа ООО "НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ",*
***Грибанов Григорий Борисович** – начальник управления АСУ и метрологии ООО "НОВАТЭК",*
***Степанов Андрей Робертович** – директор ООО "НПФ "Вымпел",*
***Чернов Александр Евгеньевич** – главный инженер ООО "НПФ "Вымпел",*
***Бочкарев Александр Викторович** – ведущий инженер проектирования систем автоматизации ООО "НПФ "Вымпел".*
Телефон (495) 933-29-39.
E-mail: vympelm@aha.ru
www.npovympel.ru

MIOGE

21-24 ИЮНЯ 2011

11-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

ufi Approved Event

МОСКВА
ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЬ И ГАЗ

www.mioge.ru

www.mioge.com

RPGC

21-23 ИЮНЯ 2011

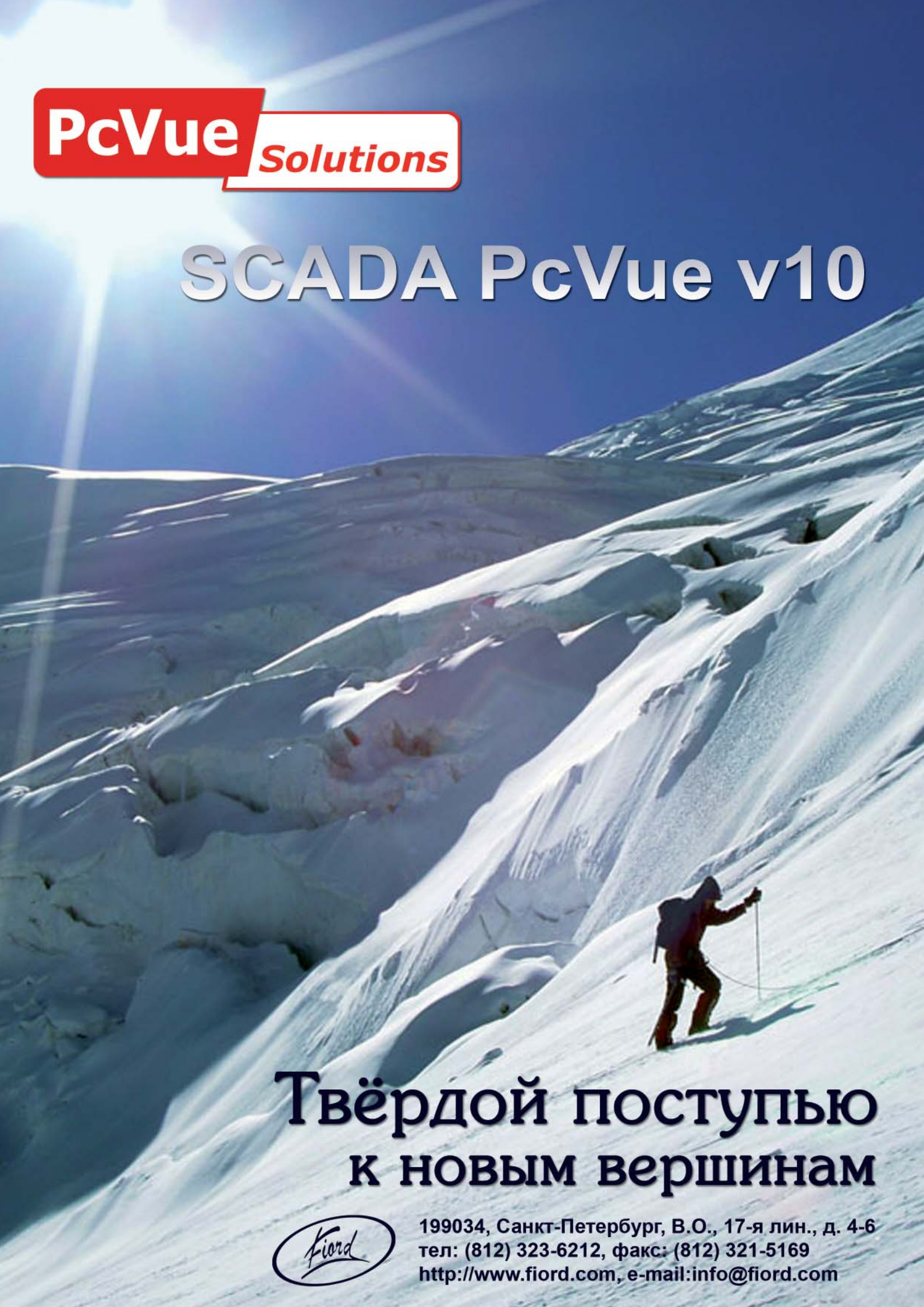
9-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

ОРГАНИЗАТОРЫ

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

ITE

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


PcVue Solutions
SCADA PcVue v10
Твёрдой поступью
к новым вершинам
Fiord
199034, Санкт-Петербург, В.О., 17-я лин., д. 4-6
тел: (812) 323-6212, факс: (812) 321-5169
http://www.fiord.com, e-mail:info@fiord.com

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОГРАММНЫЕ СРЕДСТВА ДЛЯ СОЗДАНИЯ АСУ ТП ОТ КОМПАНИИ «ФИОРД»: ОТКРЫТОСТЬ И СИНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ

А.В. КОЛТУНЦЕВ, С.В. ЗОЛОТАРЕВ (компания “ФИОРД”)

Дается обзор набора взаимодополняющих программных средств создания АСУ ТП, предлагаемый заказчикам компанией “ФИОРД” как дистрибьютора ведущих мировых производителей в этом сегменте рынка. Этот набор включает комплекс инструментов для сбора данных и диспетчерского контроля PcVue Solutions, специализированный генератор отчетов Dream Report и систему программирования контроллеров ISaGRAF с поддержкой международных стандартов IEC 61131-3 и IEC-61499. Особенность предлагаемого подхода – открытость, расширяемость и масштабируемость.

Вопрос о том, имеет ли смысл в АСУ ТП использовать продукты одного или нескольких производителей, давно волнует пользователей и заказчиков. Не вдаваясь в детали этого спора, в контексте данной статьи отметим лишь основной положительный аспект второго подхода – синергетический (от греческого Synergos – (syn) вместе; (ergos) действующий, действие) эффект, то есть возрастание эффективности решения в результате интеграции, слияния отдельных частей в единую систему. Однако надо понимать, что этот эффект возникает только в том случае, если в качестве компонентов решения используются лучшие в своем классе продукты, которые интегрируются профессиональной командой специалистов в конкретной предметной области, глубоко знающих и грамотно применяющих все элементы. Компания “ФИОРД” является поставщиком современных программных и аппаратных средств и решений для АСУ ТП, выступает в качестве системного интегратора, проектировщика архитектуры и разработчика приложений и использует в качестве “кирпичиков” в своих проектах следующие продукты мирового уровня: комплекс средств сбора данных и диспетчерского контроля PcVue Solutions, специализированный генератор отчетов Dream Report и ведущую мировую систему программирования контроллеров ISaGRAF [1-3].

SCADA-ПАКЕТ PcVue И КОМПЛЕКС ИНСТРУМЕНТОВ PcVue Solutions

Система сбора данных и диспетчерского контроля PcVue компании ARC Informatique (Франция) является одним из наиболее известных и популярных SCADA-пакетов, особенно в Европе. PcVue предназначен для создания систем диспетчерского контроля и управления различного масштаба, начиная от автономных операторских мест и кончая распределенными АСУ ТП, в которых задействованы сразу несколько рабочих станций, объединенных в сеть с возможностями избыточности, дублирования и безопасности (в том числе шифрования данных). Как и в любом современном SCADA-пакете, в PcVue имеются такие компоненты как внутренняя или внешняя база данных реального времени и истории, мощный 2D- и 3D-графический редактор, генератор отчетов, встроенный язык программирования, поддержка web-интерфейса (“тонкий клиент”), средства разграничения прав доступа и поддержки версий проектов, подсистемы обработки тревог, событий, трендов реального времени и истории, аналитика и статистика, настройка языка интерфейса (русский, английский, французский, немецкий,...), локализованная документация и подсказки, средства календарного планирования, рецепты, поддержка OPC-интерфейса и промышленных протоколов и многое другое. Другими словами, в PcVue реализован весь современный “джентельменский набор” средств, присущий ведущим SCADA-пакетам. Как показывает практика, в очень

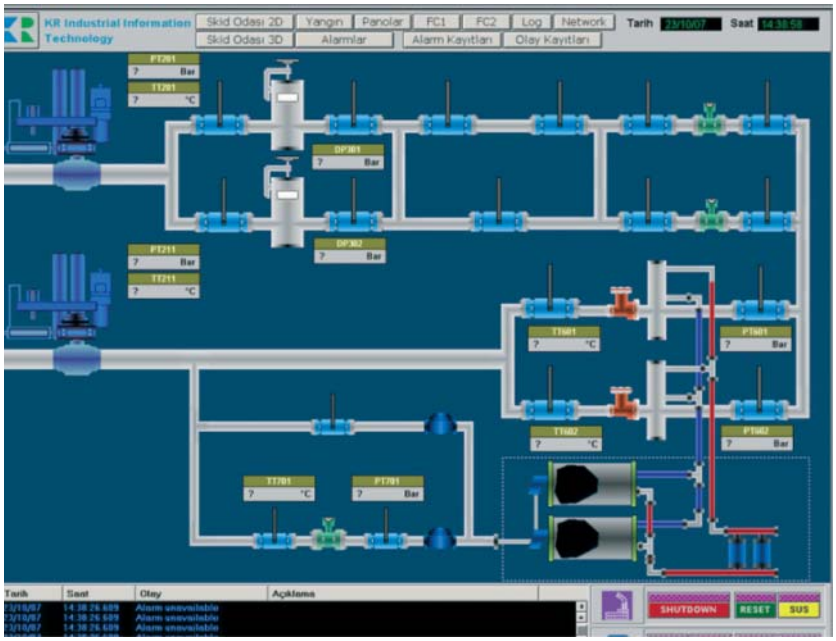


Рис. 1. Пример мнемосхемы PcVue в проекте по транспортировке нефти

многих случаях при выборе SCADA-пакета для АСУ ТП системные интеграторы в Европе отдают предпочтение именно PcVue. Попытаемся выделить основные мотивы такого выбора.

1. Огромный портфель серьезных реализованных проектов на базе PcVue (особенно в Европе). Именно завоеванная репутация PcVue (и пакетов на его основе – SVS3000, Easergy) как функционального и надежного SCADA-пакета для задач АСУ ТП – основной мотив выбора PcVue (рис. 1). В настоящее время установлено более 37000 рабочих мест (лицензий). В России в нефтегазовой отрасли PcVue используется, например, такими компаниями, как Газпром, Роснефть, Транснефть.
2. Возможность импорта мнемосхем из систем автоматизации проектирования (на базе Autocad).
3. Возможность импорта конфигурационных баз данных из доминирующих на рынке средств программирования контроллеров – ISaGRAF, CoDeSys и Unity Pro.
4. Встроенная подсистема поддержки видеонаблюдения и воспроизведения видеозаписей.

SCADA-пакет PcVue, дополненный другими инструментальными средствами компании ARC Informatique, получил название PcVue Solutions. В таблице 1 приведены основные компоненты PcVue Solutions.

В дистрибутив PcVue включен набор OPC-серверов компании Kepware – мирового лидера в области промышленных средств связи. ARC Informatique включил программное обеспечение KEPServer в поставку PcVue 9.0. Таким образом, теперь в PcVue стали доступны более чем 100 новых протоколов через OPC KEPServer. Доступны два варианта: “стандартный” набор, который включает протоколы для самых распространенных промышленных ПЛК (Allen-Bradley, Beckhoff, Cutler-Hammer, GE Fanuc, Yokogawa и т.д.), и “премиум” набор, который ориентирован на специальные рынки (нефть и газ, управление зданиями, распределение энергии, ИТ & Инфраструктура). Теперь в набор средств PcVue Solutions включен генератор отчетов Dream Report. Недавно анонсирована новая версия – PcVue 10.0. Одной из наиболее интересных возможностей в PcVue 10.0 является поддержка современных протоколов для энергетики, таких как IEC 61850 (“Сети и системы связи на подстанциях”) и IEC 60870-5-104 (“Устройства и системы телемеханики”). Отметим еще тот факт, что SCADA-пакет PcVue “дает новую жизнь” для

Таблица 1. Основные компоненты PcVue Solutions

Продуктовая линейка PcVue Solutions	
Продукт	**Описание**
PcVue	Полнофункциональный HMI/SCADA пакет для Windows 7, Vista, XP, 2003/2008 Server& VMWare
FrontVue	Графический интерфейс пользователя
PlantVue	Автономный, программный HMI (Человеко-Машинный Интерфейс), являющийся простым, гибким и мощным решением для визуализации технологических процессов
WebVue	Средство удаленного доступа через обычный Web-браузер, позволяющее осуществлять контроль и управление процессом удаленно через сеть Internet или Intranet
Alert	Программное обеспечение для оповещения различных служб в случае аварийных или нештатных ситуаций
IntraVue	Мониторинг и обслуживание промышленных IP устройств TCP/IP
Dream Report	Мощный генератор отчетов, ориентированный на применение в АСУ ТП и BMS

приложений FactoryLink с минимальными затратами при обеспечении максимальной совместимости и безопасности. Проблема возникла из-за того, что в июле 2007 г. компания Siemens (ранее купившая FactoryLink у компании USDATA) объявила о том, что поставки и техническая поддержка SCADA-пакета FactoryLink прекратятся с октября 2012 г. На этот момент во всем мире насчитывалось более 80 000 инсталляций FactoryLink, поэтому актуальность решаемой с помощью PcVue задачи очень высока. PcVue Solutions включает средство миграции, Smart Generator (Интеллектуальный Генератор). Оно позволяет преобразовать значительную часть приложения FactoryLink в PcVue. Процесс миграции использует мастер процесса и не требует специальных средств разработки. Вы можете конвертировать мнемосхемы и шаблоны мнемосхем, собственные и общие библиотеки (символы, изображения), набор переменных для приложения (включая таблицы переменных, конфигурации тревог и истории), конфигурации OPC, если они есть (OPC-серверы и OPC-группы), связи между переменными и OPC элементами, математические и логические процедуры (они передаются и комментируются), все VBA программы, используемые в мнемосхемах.

ГЕНЕРАТОР ОТЧЕТОВ Dream Report – ЛУЧШЕЕ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ АСУ ТП

Для АСУ ТП требуется создание динамичных и всеобъемлющих отчетов с помощью средства, которое, с одной стороны, интегрируется с системой диспетчеризации и сбора данных и общепризнанными протоколами, а с другой – обеспечивает гибкий интерфейс с корпоративными базами данных. Dream Report – система интеграции производственной информации и генерации отчетов французской компании Ocean Data Systems является идеальным решением для такого класса задач. Пример использования Dream Report – формирование отчетов в системе управления трубопроводом длиной 390 км Carling (Мозель) – Viriat (Айн) компанией Total Petrochemicals. Dream Report позволяет формировать и генерировать отчеты на основе данных из различных источников (SCADA, PLC/RTU, СУБД и других) и распределять отчеты по адресатам (в файл, на печать, по электронной почте или через Интернет/Интранет) по расписанию, событию или требованию. Благодаря своим привлекательным функциональным возможностям Dream Report широко используется во всем мире и начинает применяться в России в области АСУ ТП. Благодаря тому, что Dream Report разработан специально для систем автоматизации, в нем уже реализовано большинство функций, используемых в них. Именно поэтому время разработки и дальнейшей поддержки отчетов в Dream Report в 15-20 раз меньше, чем у других систем. Для работы с Dream Report не требуется специальных знаний (например, глубокого знания SQL или языка VBA). Dream Report включает весь спектр функциональных возможностей для создания отчетов именно в АСУ, а большинство конкурирующих генераторов отчетов – это продукты общего назначения. Концепция продукта основана на интеграции модулей по сбору и записи данных, интуитивным графическим редактором и мощным генератором отчетов (рис. 2). Следует сразу отметить, что для всех компонент Dream Report реализована полноценная поддержка русского языка. Архитектура Dream Report базируется на распределенных серверах, работающих либо независимо для локальных конфигураций, либо предоставляя друг другу информацию в случае распределенных, глобальных конфигураций. Когда это необходимо, пользователи могут объединять все станции между собой. Способность Dream Report поддерживать централизованную и распределенную архитектуры позволяет его пользователям легко строить различные иерархические архитектуры управления данными.

Ядро Dream Report – база данных (БД), в которой могут храниться данные реального времени, тревог и истории. В качестве такой БД может использоваться собственная внутренняя БД, MS Access, MS SQL Server либо любая другая БД, с которой Dream Report будет взаимодействовать через ODBC-драйвер. Все данные, хранимые в БД Dream Report, имеют временные отметки с точностью до миллисекунд. Для каждого источника данных в БД Dream Report создается свой набор таблиц (тревог, истории, активных тревог). В отчеты, генерируемые с помощью Dream Report, могут включаться любые данные (не только данные реального времени, тревог или истории) из СУБД, таких как Oracle, Sybase, DB2, Access, MySQL и других, используя SQL-запросы.

Dream Report позволяет получать данные из различных разнородных источников. В Dream Report существует три типа драйверов, с помощью которых данные записываются в БД Dream Report: драйверы доступа к данным реального времени, доступа к тревогам и к внешним данным истории. В базовую поставку Dream Report входят следующие коммуникационные драйверы: OPC DA, OPC AE, OPC HAD, ODBC, OLE DB, драйвер дан-

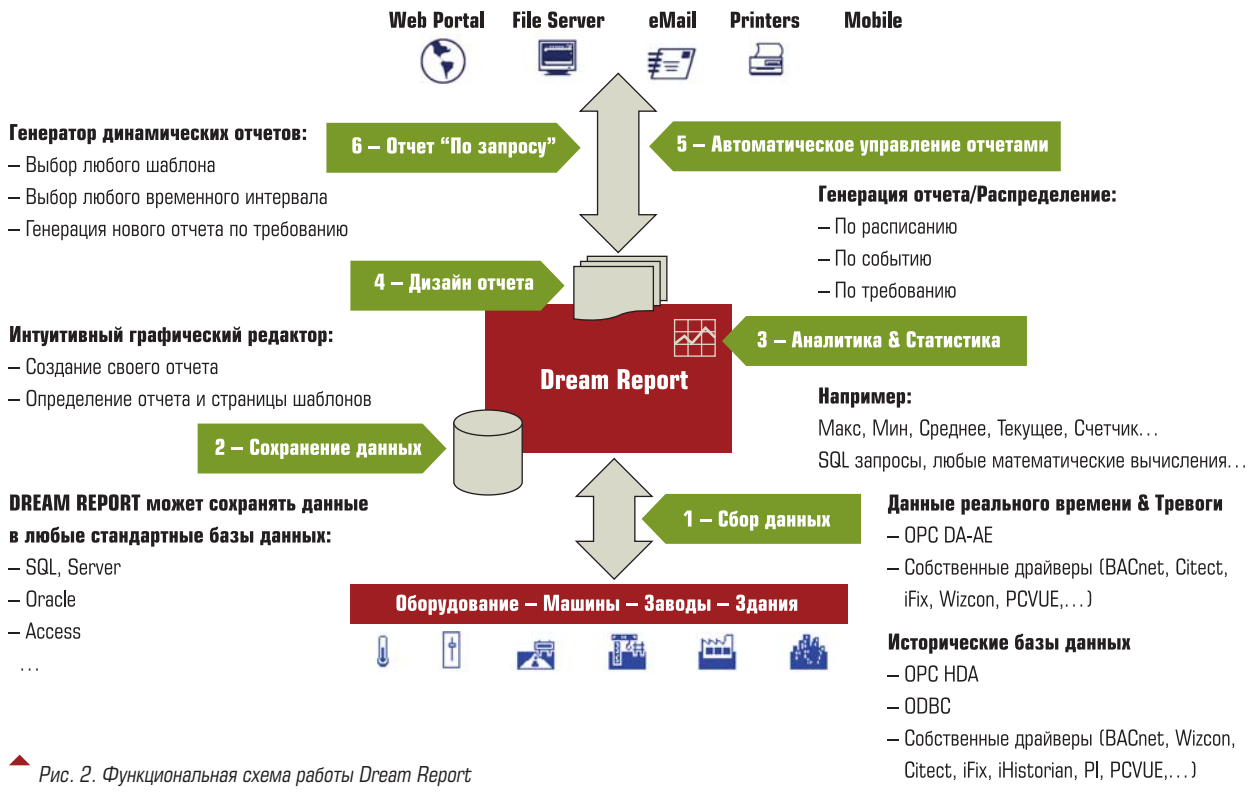


Рис. 2. Функциональная схема работы Dream Report

ных и тревог в текстовом формате CSV, SNMP, BACnet. Dream Report интегрирован с различными SCADA-системами и в базовую поставку входят драйверы для взаимодействия с ними. Полная интеграция (доступ к данным реального времени, тревогам и истории) обеспечена для DeltaV, iFix, P-CIM, PcVue, Wizcon. Частичная интеграция обеспечивает взаимодействие со следующими SCADA-системами Eurotherm Review, iHistorian, FactoryCast, TVIEW. Кроме того, ряд производителей имеют собственные драйверы для связи с Dream Report.

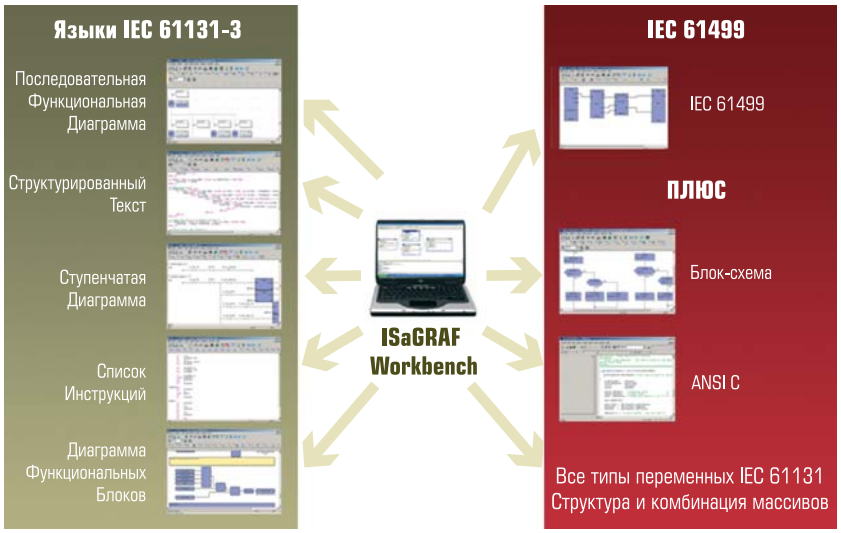


Рис. 3. Архитектура ISaGRAF 5

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОГРАММИРОВАНИЯ КОНТРОЛЛЕРОВ ISaGRAF 6: ПРЕВРАЩЕНИЕ В ЕДИНУЮ ПЛАТФОРМУ АВТОМАТИЗАЦИИ

Комплекс средств ISaGRAF компании ISaGRAF Inc. широко известен как инструмент разработки приложений для программируемых логических контроллеров на языках стандарта IEC 61131-3 и IEC 61499, который позволяет создавать локальные или распределенные системы управления процессами. Основа технологии – среда разработки приложений *ISaGRAF Workbench* и адаптируемая под различные аппаратно-программные платформы исполнительная система *ISaGRAF Runtime (Target)*. В *ISaGRAF* поддерживаются все пять языков стандарта IEC 61131-3 плюс языки FC (Flow Chart, Потоковая диаграмма, Блок-схема) и ANSI C (рис. 3).

На протяжении своей истории среда ISaGRAF во многом определяла основные тенденции развития в области систем программирования контроллеров (SoftPLC). Особенно отчетливо это проявилось при создании последних версий ISaGRAF. ISaGRAF 4 стал первым инструментом на рынке SoftPLC, позволяющим создавать распределенные системы управления за счет встроенных средств связывания переменных (binding). В версии *ISaGRAF 5* впервые была реализована поддержка нового типа функциональных блоков, определяемых стандартом IEC 61499. На основе вычислительного ядра ISaGRAF Target разработаны расширения, которые позволили рассматривать ISaGRAF 5 в качестве универсальной среды для создания интегрированных решений в области АСУ ТП [4]. Основные расширения ISaGRAF 5 Target реализованы специалистами компании "ФИОРД" и их демоверсии можно скачать с сайта *www.isagraf.ru*. Технология ISaGRAF 5 позволяла реализовать очень мощные и удобные для системных интеграторов и производителей контроллеров средства расширения со стороны исполнительной системы (Target) и весьма слабые возможности адаптации к требованиям производителей контроллеров со стороны Workbench. Однако рынок SoftPLC требовал наличия развитых средств проблемной ориентации не только со стороны Target, но и со стороны Workbench. Чтобы предоставить такую возможность, компании ISaGRAF Inc. пришлось кардинально переработать парадигму ISaGRAF Workbench. Теперь ISaGRAF 6 стал одной из компонент ("конкретных моделей") *Единой Платформы Автоматизации (АСР, Automation Collaborative Platform)*. Включение ISaGRAF 6 Workbench в АСР повлекло за собой существенные изменения не только с точки зрения технологии программирования, но и в некоторых других аспектах использования продукта. Цель этих изменений – уменьшить время вывода решения на рынок и сделать его более удобным для конечного пользователя. Главное новшество в бизнес-модели продукта – среда программирования (Workbench) ISaGRAF 6 может поставляться производителем контроллеров конечному пользователю БЕСПЛАТНО.

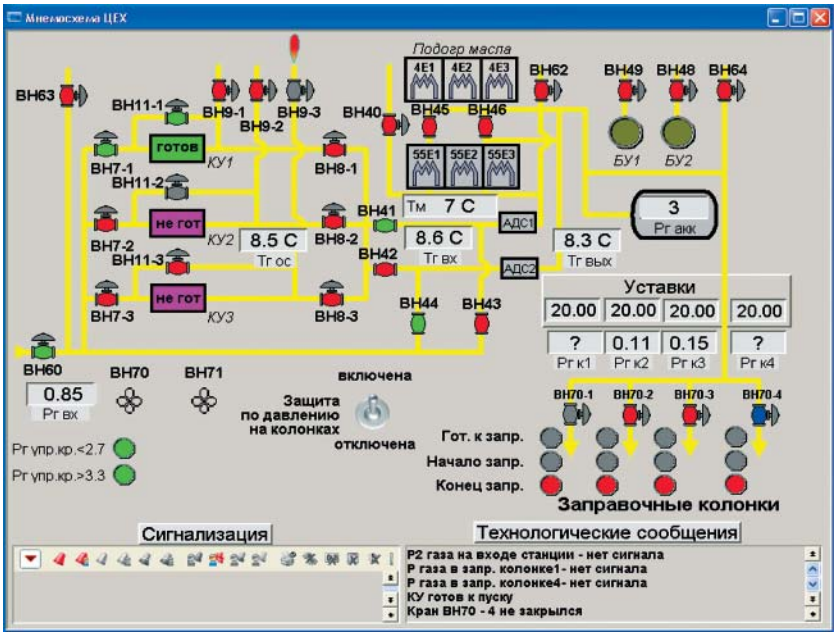


Рис. 4. Структурная схема АГНКС г. Тосно в среде SCADA-пакета PcVue

В качестве примера совместного применения ISaGRAF и PcVue и Dream Report приведем проект САУ (системы автоматического управления) КР-1200 на АГНКС (автомобильная газонаполнительная компрессорная станция) в г. Тосно (рис. 4), реализованный специалистами ООО "КРОНА". Общее количество точек ввода/вывода устройства управления – около 450. Верхний уровень реализован на SCADA-системе PcVue версии 8.10. Используя мощные средства разработки PcVue, компания "КРОНА" реализовала следующую функциональность: отображение текущих значений аналоговых параметров (в числовой и графической формах) и состояние исполнительных механизмов, список активных на данный момент аварийных и предупредительных сообщений (с соответствующей звуковой сигнализацией), сообщения о текущем режиме работы технологического оборудования, перечень неисправностей аппаратуры САУ, хранение и отображение ретроспективной информации в виде графиков и журналов событий, разграничение прав доступа к информации и управлению. С помощью среды разработки ISaGRAF 5 Workbench реализован алгоритм управления тремя компрессорами, общецеховым оборудованием и процессом заправки. При внедрении данного проекта отчетливо проявился синергетический эффект: возрастание эффективности решения в результате интеграции, слияния отдельных частей в единую систему за счет использования лучших в своем классе продук-

тов, интегрируемых профессиональной командой специалистов. Другие примеры проектов приведены на сайте компании "ФИОРД".

Список литературы

1. *Колтунцев А.В., Золотарев С.В.* Dream Report – система интеграции производственной информации и генерации отчетов для АСУ ТП // Rational Enterprise Management. 2009. № 2, 3.
2. *Колтунцев А.В., Золотарев С.В.* Применение SCADA-пакета PcVue для создания распределенных систем управления // Автоматизация в промышленности. 2008. № 11.
3. *Золотарев С.В.* Технология программирования контроллеров ISaGRAF 6: превращение в Единую Платформу Автоматизации // Информатизация и системы управления в промышленности (ИСУП). 2011. № 2.
4. *Золотарев С.В., Яковлев А.В., Липовец А.В.* Расширения ISaGRAF – комплекс программных средств для создания интегрированных решений на базе программируемых логических контроллеров // Промышленные АСУ и контроллеры. 2009. № 7.

Колтунцев Алексей Владимирович *– коммерческий директор,*
Золотарев Сергей Викторович *– канд. техн. наук, ведущий эксперт.*
Компания "ФИОРД".
Телефон (812) 323-62-12.
E-mail: alex@fiord.com, E-mail: zolotarev@fiord.com
http://www.fiord.com

НОВОСТИ

РТСофт УСПЕШНО ЗАВЕРШИЛ ИСПЫТАНИЯ НА ОБЪЕКТАХ ОАО «ГАЗПРОМ»

RTSoft
средства и системы автоматизации

Компания "РТСофт" успешно завершила комплексные межведомственные испытания подсистемы контроля и управления средствами защиты от коррозии, которые проходили на предприятии ООО "Газпром трансгаз Ухта" (Мышкинское ЛПУ) и ООО "Ставропольское управление подземного хранения газа". Организатором испытаний выступил Департамент по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО " Газпром" и ОАО "Газпром автоматизация".

Объектами испытаний являлись программно-аппаратные системы и комплексы, обеспечивающие решение задач противокоррозионной защиты объектов транспортировки, подземного хранения и добычи газа ОАО "Газпром". В рамках испытаний компания "РТСофт" представила свою разработку: программно-аналитический комплекс "АРМ ЭХЗ". Ведущие специалисты предприятий транспортировки, добычи и подземного хранения газа, входящие в состав приемочной комиссии, подтвердили, что программно-аппаратный комплекс разработки РТСофт соответствует техническим требованиям и рекомендован к внедрению на объектах ОАО "Газпром". Внедрение АРМ ЭХЗ позволит повысить эффективность работы служб и отделов защиты от коррозии объектов транспортировки газа за счет повышения оперативности отслеживания и устранения недопустимых отклонений в режимах работы средств защиты от коррозии и оптимизации процессов управления системами защиты от коррозии. Автоматизация функций коррозионного мониторинга позволит оперативно отслеживать отказы средств защиты от коррозии и сократить время простоев, а использование функций дистанционного телеуправления средствами защиты от коррозии позволит решать задачи оптимизации режимов их работы.

Телефоны: (495) 742-68-28, 967-15-05.
E-mail: pr@rtsoft.ru

ПРОБЛЕМЫ МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ОБЪЕКТАМИ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

В.В. РАДКЕВИЧ (ООО "ИНЭКО-А")

Модернизация не должна сводиться к технологическому современному скачку, она невозможна без постоянного обновления, нацеленного на повышение эффективности ведения технологических процессов.

Газовая промышленность относится к ключевым отраслям народного хозяйства. В настоящее время развитие ее характеризуется интенсификацией производственных процессов, применением агрегатов большой единичной мощности, созданием предприятий, состоящих из ограниченного числа крупнотоннажных производств, использованием автоматизированных систем для управления технологическими процессами.

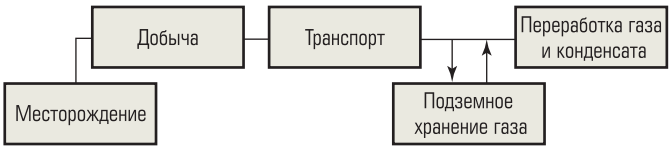
Постоянно расширяющееся внедрение в управление технологическими процессами современных программно-вычислительных комплексов открывает большие возможности по переработке получаемой информации и требует разработки принципиально новой технологии проектирования и управления сложными организационно-технологическими системами, к которым относятся крупные объекты газовой отрасли. Особенно это относится к проведению реконструкции систем управления технологическими процессами на действующих объектах и определяется тем, что в процессе эксплуатации объекта выявляется необходимость расширения функций системы управления предусматривающих моделирование, решение прикладных задач и разработку алгоритмов инженерного анализа. Проектирование этих функций управления невозможно осуществить без проведения научно-исследовательских работ и соответствующей обработки данных эксплуатации.

Основные характеристики базовых объектов газовой отрасли приведены на рис. 1.

На сегодняшний момент модернизация систем управления сложными объектами иногда проводится недостаточно эффективно.

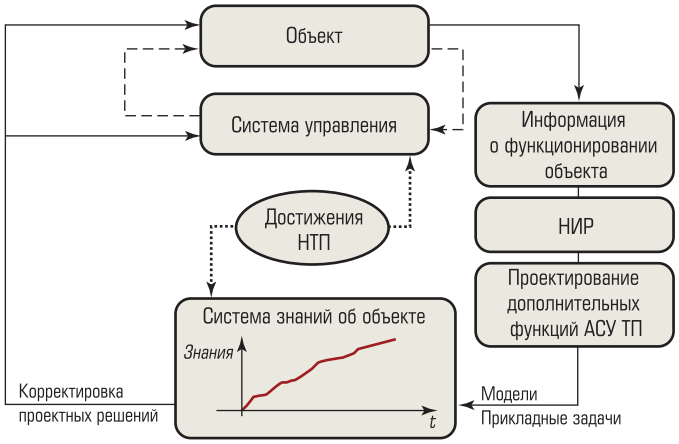
Для этого необходимо проводить исследования на действующих объектах, которые можно сформулировать в следующих задачах:

- обобщить опыт проектирования и функционирования систем автоматизации и управления на объектах;
- провести ретроспективный анализ эффективности принятых решений при создании систем управления технологическими процессами различных объектов;
- определить и обосновать общие принципы проектирования и функционирования систем управления технологическими процессами газовых месторождений, подземного хранения газа, переработки газа;
- на основе результатов промысловых и промышленных экспериментов разработать и внедрить модели и прикладные задачи для управления технологическими процессами конкретных объектов;
- сформулировать научно-практические основы проектирования и внедрения систем автоматизации технологических процессов и способствовать решению народно-хозяйственной проблемы – разработке и внедрению систем управления для объектов газовой отрасли.



1. *Непрерывный характер процессов.*
2. *Территориальная рассредоточенность.*
3. *Технологическая и экологическая опасность.*
4. *Значительный жизненный цикл.*
5. *Многопараметрическая взаимосвязь.*
6. *Природная неопределенность.*

Рис. 1. Основные характеристики базовых объектов



····· – существующая система управления;

– – – – – новые достижения НТП;

——— – дополнительная информация, позволяющая разработать дополнительные функции АСУ ТП и скорректировать проектные решения по управлению объектом и системой управления.

Рис. 2. Цикл проектирования и развития системы на действующих объектах

Цикл проектирования и развития системы на действующих объектах представлен на рис. 2.

Использование научных знаний, навыков и методов по выполнению и корректировке проекта на всем его жизненном цикле позволит достичь необходимых результатов по составу, стоимости, времени и качеству проекта. Если проектируется система управления объектом, то, естественно, необходимо обеспечить ее высокую эффективность.

Этапы проектирования систем управления в жизненном цикле технологического объекта показаны на рис. 3. Как известно, жизненные циклы систем могут начинаться и заканчиваться несколько раз.

При появлении новых данных об объекте или построении математической модели зачастую, используя обратную связь, возможно

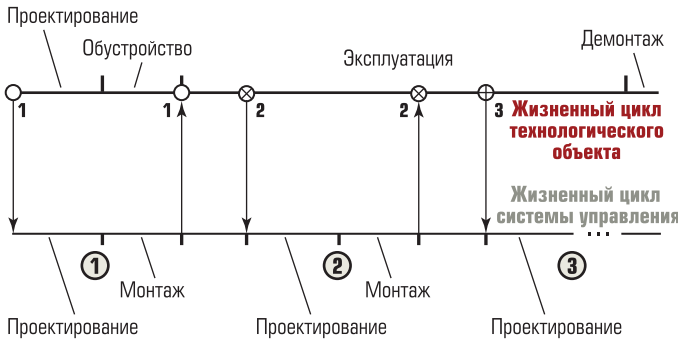


Рис. 3. Этапы проектирования систем управления

скорректировать первоначальный вариант проекта для определения новых возмущающих воздействий с целью получения более эффективной системы управления. Иногда при проектировании возникает недопустимый разрыв органической цепочки “проектировщик – система”. Поэтому становится актуальным проведение анализа теоретических и практических результатов проектирования и внедрения систем управления технологическими процессами действующих сложных объектов газовой отрасли, в результате чего это позволит:

- повысить качество проектных работ в цепочке проектировщик – система, направленное на одновременное совершенствование технологического процесса и системы управления;
- реализовать основные технические решения по проектированию систем управления и тем самым повысить эффективность последних.

По данной проблеме на ряде объектов добычи, переработки, хранения газа были проведены исследования, которые позволили построить новые математические модели и новые системы автоматизации, усовершенствовать технологические процессы, получить конкретные рекомендации по модернизации технологической обвязки аппаратов, запроектировать новые дополнительные функции (задачи) АСУ ТП и даже опровергнуть некоторые мнения зарубежных ученых [1]. Все полученные результаты дали конкретный экономический эффект.

Не рассматривая подробно полученные результаты, которые были включены в АСУ ТП, можно привести два примера.

1. Так, на Оренбургском газоперерабатывающем заводе ведение технологических процессов получения элементной серы по методу Клауса проводились не в оптимальных режимах. Это приводило к неполной конверсии сероводорода в элементарную серу и увеличению количества вредных серосодержащих примесей в отходящих газах, выбрасываемых в атмосферу.

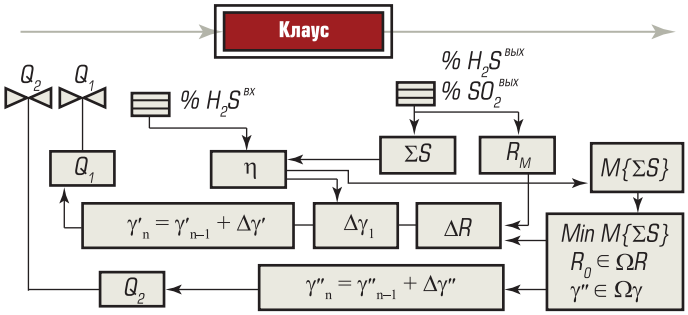
Процесс получения серы подразделяется на две каталитические зоны: высокотемпературную и низкотемпературную. В высокотемпературной зоне происходит сжигание сероводорода с выходом серы до 80 % ее потенциального содержания. В низкотемпературной зоне в присутствии катализатора протекают реакции образования серы из различных соединений, образовавшихся в высокотемпературной зоне. Процесс Клауса

имеет специфическую экстремальную зависимость концентрации SO_2 в отходящих газах от соотношения кислый газ/воздух на входе в реакционную печь. Причем максимальный выход серы соответствует минимуму SO_2 в отходящих газах. С теоретических позиций эта точка соответствует стехиометрическому соотношению H_2S/SO_2, равному двум в технологических газах, подаваемых на вход каталитической ступени процесса [2-8]. Поэтому при функционировании системы автоматического управления процессом соотношение кислый газ/воздух является регулирующим параметром, а соотношение $H_2S/SO_2 = 2$ [2, 9].

Для большинства отечественных заводов управление процессом получения серы по методу Клауса в основном характеризуется применением систем автоматической стабилизации. Режим устанавливается оператором вручную по данным лабораторных анализов состава поступающего и отходящего газов и некоторым технологическим ориентирам: наличие и цвет дыма в дымовой трубе, цвет пламени в топках котла-утилизатора и т.д. Автор совместно с Н.И. Дудкиным, В.Я. Климовым, В.И. Настека и Б.П. Бородиным экспериментально (исследование были проведены на промышленных установках I и II очереди Оренбургского ГПЗ) доказали, что соотношение между H_2S и SO_2, равное двум, не является оптимальным и не должно быть постоянным, так как определяется старением катализаторов [2].

В зависимости от старения катализатора величина соотношения могла изменяться от 2,0 до 2,8. После изучения экспериментальных данных работы установок, был сделан вывод, что основное внимание при синтезе системы оптимизации процесса получения серы должно уделяться определению динамических параметров системы, обеспечивающих минимальное время переходных процессов и незначительное перерегулирование [6].

Учитывая, что процесс получения серы как объект управления мало изучен, а теоретические сведения о кинетике процесса на реальных установках в промышленных условиях отсутствуют, для построения математической модели рациональным являлся подход, при котором объект рассматривался как “черный ящик”. В этом случае модель представлялась уравнением, связывающим основные входные параметры процесса с выходными. На этом принципе были разработаны математическая модель и алгоритм управления процессом.



$Q_1 = \gamma' n_1 + 9{,}52 n_2$ – расходы воздуха в реактор;
$Q_2 = \gamma'' Q_3$ – расходы воздуха в топку подогревателя;
Q_3 – расходы кислого газа;
γ', γ'' – соотношения между Q_1 и Q_3 на входе в установку;
Q_2 и Q_3 на входе в топку подогревателя;
$\Sigma S = H_2S + SO_2$ – сумма сернистых соединений;
$\Delta\gamma' = f(\Delta R, \eta)$, $\Delta\gamma''$ – величины коррекции по γ', γ'';
n_1 – количество H_2S в кислом газе;
n_2 – количество углеводородов в пересчете на метан в кислом газе;
$\eta = f(\gamma, Y)$ – степень конверсии;
γ – коэффициент коррекции модели, по физическому сигналу соответствующей стехиометрическому коэффициенту расхода воздуха на сжатие H_2S (он может изменяться в пределах 2,04 – 2,76);
Y – вектор управляемых параметров объекта;
$\Delta R = R_M - R_0$ – величина коррекции;
R_M – измеренное значение соотношения между H_2S и SO_2 в отходящих газах;
$R_0 = 2{,}0$ – теоретическое оптимальное значение соотношения H_2S и SO_2;
M – математическое ожидание; Ω – интервал области R, γ

Рис. 4. Схема системы оптимизации процесса Клауса

В качестве нового критерия оптимальности процесса использовалась максимизация математического ожидания степени конверсии сероводорода в серу. Сформулированная задача оптимизации сводилась к вероятностной задаче управления квазистационарным процессом при экстремальной медленно плавающей характеристике объекта. Была разработана система оптимизации (рис. 4), относящаяся к классу самонастраивающихся экстремальных систем с эталонной моделью, параметры которой непрерывно корректируются по адаптивному алгоритму вторичной оптимизации, что и отличает ее от уже известных систем процесса Клауса.

Система оптимизации выполняет следующие функции и решает задачи:

- измерения, контроля и хранения информации по расходным показателям и термодинамическим параметрам воздуха на установке;
- измерения, контроля и хранения информации по расходным показателям и термодинамическим параметрам кислого газа на входе в установку и в подогреватель первой ступени;
- измерения, контроля и хранения информации о составе кислого и отходящих газов;

- пересчета на метан углеводородов, содержащихся в составе кислого газа;
- расчета расхода воздуха, поступающего на установку;
- изменения задания регуляторам расхода количества корректирующего воздуха в целях изменения соотношения кислый газ/воздух;
- расчета соотношения между H_2S/SO_2 и $H_2S + SO_2$ в отходящих газах;
- корректировки отношения кислый газ/воздух реактора-генератора в зависимости от отклонения соотношения между H_2S/SO_2 от заданного значения;
- поиска оптимальных значений соотношения между H_2S/SO_2 и отношения потоков кислый газ/воздух, поступающих в топку подогревателя первой ступени, для обеспечения минимальных значений концентраций сернистых соединений в отходящих газах.

Внедрение системы на Оренбургском ГПЗ позволило увеличить выход серы на 2 %. За эту работу автор с коллективом получили авторское свидетельство (№ 1364605 от 08.09.1987 г.) [10].

2. На Оренбургском газодобывающем предприятии проведенные по просьбе заказчика исследования позволили разработать методы измерения расхода газожидкостной смеси по шлейфу и управления процессом добычи газа на завершающей стадии разработки месторождения [1].

Все эти мероприятия преследовали одну цель: повышение эффективности систем управления [11]. Хочется остановиться на новой оценке эффективности внедрения и развития АСУ ТП [12]. Автор считает необходимым переход к новому критерию оценки эффективности – от количественного к качественному.

Следует отметить, что, проводя проектные работы по реконструкции и внедрению систем управления, при оценке их эффективности проектировщики и заказчики исходят из экономических критериев, вводя в расчет коэффициенты увеличения выпускаемой продукции и снижение энергозатрат. Значение этих коэффициентов определяются директивно. Практика показывает, что с заменой старой системы на новую увеличения выпускаемой продукции и уменьшения энергозатрат сразу не происходит, но появляется ряд новых факторов, в явном виде не связанных с экономическими критериями. Эти факторы впоследствии оказывают существенное воздействие на улучшение технологических и экономических показателей процесса. Одним из таких факторов являются информационные технологии.

Внедряя в производство информационные технологии и повышая уровень предоставления информации пользователю, последний неизбежно начинает получать дополнительную информацию, которая, в свою очередь, является потенциальным источником знаний. То есть любая система представляет собой устройство переработки информации, а достигаемая системой эффективность – следствие рационального использования качественной выходной информации. На основе сбора, обработки и хранения информации появляются новые потенциальные возможности, которые реализуются с помощью целенаправленного анализа.

Целенаправленный анализ позволяет глубже понять суть технологического процесса и направить усилия на разработку и применение расчетных методов по совершенствованию и выбору режима эксплуатации. Следствием этого является существенное возрастание роли моделирования как наиболее объективного гаранта всесторонней оценки эффективности создаваемой системы. В результате моделирования углубляются и расширяются знания о системе, о зависимости получаемого качества от различных характеристик самой системы и условий ее функционирования, наконец, о степени достижения тех целей, которые стоят перед системой. В свою очередь, эти знания позволяют заказчику аргументированно сформулировать требования технического задания разработчику – рационально их выполнять без лишних затрат ресурсов, а пользователю – максимально реализовать на практике заложенный потенциал системы. Таким образом, все системы – это, по своей сути, информационные системы с обратной связью. Исходя из этих положений, используя нечеткое моделирование, можно оценить эффективность функционирования АСУ ТП рассмотренных выше процессов.

Полученные результаты были реализованы на объектах газовой отрасли.

В ЗАКЛЮЧЕНИЕ МОЖНО СДЕЛАТЬ СЛЕДУЮЩИЕ ВЫВОДЫ:

1. В чем заключается проблема данного направления?

Необходимо провести аудит теоретических результатов проектирования и внедрения систем управления технологическими процес-

сами сложных объектов газовой отрасли. На основании этого выявить необходимые объекты, на которых надо повысить эффективность управления с проведением НИОКР. Такие работы на части базовых объектов были проведены [1].

2. В чем заключается научная новизна данных работ?

В результате проведения научных, промысловых и промышленных исследований и экспериментов разрабатываются и внедряются новые математические модели и прикладные задачи для оперативного управления действующими технологическими процессами газовых и газоконденсатных месторождений, подземных хранилищ газа и заводов по переработке газа и конденсата. Часть данных работ были проведены на базовых объектах [1, 10].

3. Каких результатов можно достичь, решая данные проблемы?

В результате проведения этих мероприятий получаем новые знания об объекте, необходимые для повышения эффективности систем управления на действующих объектах. Получая новые параметры информативности об объекте и системе управления, мы хотим перейти к новому критерию оценки эффективности системы – от количественных к качественному. Некоторые данные по управлению позволили получить новые модели управления разработкой месторождения, переработкой газа и конденсата и т.д. [1, 11].

4. Где могут быть реализованы полученные результаты на практике?

Полученные результаты должны быть реализованы на действующих объектах. Такие работы уже проводились на Оренбургских ГДП и ГПЗ, Астраханских ГДП и ГПЗ, Северо-Ставропольском ПХГ и т.д.

P.S. *Еще об одном моменте на эту тему. Нельзя составлять программу модернизации технологии и оборудования в отрыве от модернизации систем управления технологическими процессами и самого объекта.*

Список литературы

1. *Радкевич В.В.* Теория и практика проектирования систем управления объектами газовой отрасли. Диссертация на соискание доктора технических наук. Москва, 2009.
2. *Радкевич В.В., Дудкин Н.И., Ульд Буамама Белькасем.* Методы оптимизации процесса получения элементарной серы с помощью ЭВМ / Обзорн. информация, сер. “Автоматизация, телемеханизация и связь в газовой промышленности”, М.: ВНИИЭгазпром, 1986, вып. 1.
3. *Радкевич В.В., Карабедьян Г.К., Самарин А.А. и др.* Модификация серы, образующаяся в процессе Клауса / “Газовая промышленность”, Недра, М., 1982, № 2.
4. *Bennet H.P., Meisen A.* Experimental Determination of Air-H_2S. Egvilibria under Claus Furnace Conditions – The Canadian Journal of Chemical Engineering, 1981, № 59.
5. *Hamilton T.* Control System Must React Quickly to H_2S/SO_2 Ratio in Sulphur Recovery / Oil week, 1976, № 26.
6. *Ould Bouamama Belkacem, V.V. Radkevitch, N.I. Dougkine.* Commande Optimale du procède de production de soufre par mètode de Claus. Journal I.F.P. – Paris, 1987.
7. *Sage B.H., Lacey W.N.* Some properties of ligther paraffin hydrocarbons and nitrogen. Amer. Petr. Inst. New-York, 1950.
8. *Taddart G.* Be Careful of Feedforward for Claus Control / Hydrocarbon Processing, 1981, № 60.
9. *Фишер Х.* Оптимизация работы установок Клауса / Нефть, газ, нефтехимия за рубежом, 1985, № 4.
10. *Радкевич В.В., Дудкин Н.И., Егоров А.В. и др.* Способ управления процессом получения элементарной серы / Авторское свидетельство № 1364605 от 08.09.1987 г.
11. *Радкевич В.В.* Научно-методические основы автоматизированного проектирования систем управления сложными объектами газовой отрасли // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. М.: ОАО “ВНИИОЭНГ”, 2009, № 1.
12. *Радкевич В.В.* Оценка эффективности внедрения и развития АСУ ТП на объектах газовой отрасли // Автоматизация телемеханизация и связь в нефтяной промышленности, ОАО “ВНИИОЭНГ”, 2008, № 5.

Радкевич Влерий Васильевич *– д-р. техн. наук, директор ООО “ИНЭКО-А”.*
Телефоны/факсы: +7 (499) 611-00-19, 611-40-83. E-mail:ink90@pochta.ru

ЭФФЕКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ УЧЕТА ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

В.Р. ЗУЛЬКАРНАЕВ (ОАО ИПФ “Сибнефтеавтоматика”)

СИБНА
ОАО ИПФ “СИБНЕФТЕАВТОМАТИКА”

В статье обобщены основные требования, предъявляемые сегодня к учету попутного нефтяного газа (ПНГ), рассмотрено влияние основных физико-химических свойств ПНГ на метрологические свойства приборов.

В результате оценки преимуществ и недостатков различных типов измерительных устройств при применении их на учет ПНГ предложен оптимальный вариант оборудования, удовлетворяющий основным требованиям и нормативам.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ (ПНГ), факельная линия, учет газа, измерение расхода, счетчик газа, датчик расхода, вихревой метод.

Нерациональное использование попутного нефтяного газа (ПНГ) имеет ряд крайне негативных последствий, в числе которых: загрязнение окружающей среды, потеря энергетических ресурсов, сокращение доходов бюджета РФ. При этом ПНГ является качественным энергетическим топливом и ценным исходным сырьем для химической промышленности. Сегодня бездействие разработчиков недр в отношении рационального использования ПНГ является поводом для применения карательных мер со стороны государства, принявшего ряд известных законов, одним из основных требований которых является осуществление достоверного учета добытого ПНГ. Времени у недропользователей на оснащение объектов добычи приборами учета практически не остается.

Все крупнейшие нефтяные компании РФ серьезно относятся к данной тематике и декларируют реализацию “газовых программ” по оснащению объектов добычи измерительным оборудованием и достижению требуемого показателя использования ПНГ в объеме 95 % от добываемого. Однако анализ показывает, что в отношении факельных установок оснащенность замерными устройствами у разных недропользователей колеблется от 50 % до 90 %. При этом в оснащении зачастую применены устаревшие типы приборов или приборы, не выдерживающие нормативных требований.

Насущность проблемы учета ПНГ очевидна всем, но вот способ ее решения – эффективный и на сто процентов удовлетворяющий нормативным требованиям и пожеланиям нефтяных компаний – вопрос неоднозначный. Основная причина неполного использования ПНГ заключается в его себестоимости. Цена на ПНГ до сих пор остается предельно заниженной. Почти на всех месторождениях, не имеющих достаточно развитой инфраструктуры, подготовка и сама транспортировка ПНГ связаны с высокими затратами на строительство объектов сбора, транспорт и переработку. Кроме этого, ПНГ сжигается в факелах из-за удаленности разрабатываемых месторождений от магистральных газопроводов и ограничений, накладываемых Газпромом на доступ в Единую систему газоснабжения.

Данные обстоятельства остро ставят вопрос об энергоэффективности использования ПНГ, которой можно достичь только на основе достоверного анализа и учета. *Оборудование, предлагаемое ОАО ИПФ “Сибнефтеавтоматика”, позволяет решить данную задачу.* Кроме того, обозначенные проблемы требуют от оборудования приемлемой цены, чтобы не увеличивались и без того немалые расходы нефтяных компаний на обустройство месторождений. *Стоимость оборудования ОАО “Сибнефтеавтоматика” значительно меньше импортных аналогов и сопоставима с другими российскими производителями. При этом основным конкурентным преимуществом* приборов ОАО “Сибнефтеавтоматика”, *по сравнению с российскими аналогами, является низкая “цена потребления”*, обеспечиваемая надежностью, качеством, простотой конструкции и отсутствием затрат на обслуживание оборудования.

Существует несколько целевых методов использования ПНГ. Процессуально – это сбор, подготовка, компримирование (сжатие),

транспортировка. Газ можно закачать обратно в пласт для обеспечения нефтепритока (технология "газлифт"), можно использовать непосредственно на месторождении для выработки электрической энергии, которая значительно дешевле по сравнению с той, которую приходится покупать нефтяным компаниям. Еще один вариант – направлять ПНГ на газоперерабатывающие заводы, что позволяет получить конкурентоспособную и востребованную продукцию: осушенный газ и ШФЛУ. *Оборудование ОАО "Сибнефтеавтоматика" можно использовать во всех перечисленных технологических цепочках, начиная от скважины и до факельных линий.*

Добыча ПНГ имеет свои технологические особенности – многократно меньший дебит и низкое давление по сравнению со скважинами природного газа, высокое содержание механических примесей, жидких углеводородов, воды и сернистых соединений. Это приводит к тому, что в местах врезки приборов учета практически всегда присутствуют различные по составу и плотности примеси и жидкая фаза, влияющие на метрологические свойства применяемого оборудования.

Для решения проблемы учета ПНГ на сегодняшний день пытаются использовать следующие типы оборудования: массомеры, турбинные, ультразвуковые и вихревые расходомеры. Однако ни один из этих вариантов не является на 100 % надежным и эффективным из-за необходимости одновременно решать целый блок проблем:

- достижимые низкие скорости рабочей среды;
- широкий динамический диапазон дебита ПНГ (разброс скоростей от 0,2 до 40 м/с);
- осаждения на чувствительных элементах датчика жидких фракций, конденсата;
- разброс рабочих давлений газа (от атмосферного до 4,0 МПа);
- быстрое накопление в рабочей зоне приборов грязи, сернистых соединений, парафина;
- акустические шумы в трубопроводах;
- нестационарность потока газа.

Это значительно сужает выбор. При поиске конкретных решений недропользователи стараются найти компромиссный вариант. Указанные обстоятельства делают практически неприменимыми для учета ПНГ традиционные методы измерения газа – тахометрические (турбинные и роторные), ультразвуковые, переменного перепада давления.

Турбинные и роторные расходомеры хороши для чистых сред, но на ПНГ они практически не работают – быстро изнашиваются трущиеся элементы, забиваются фильтры и, как следствие, требуется постоянное обслуживание.

Сужающие устройства страдают большой погрешностью и малым динамическим диапазоном.

При использовании массомеров наличие влаги и капельной жидкости приводит к большой погрешности определения объема ПНГ, приведенного к стандартным условиям. Данная погрешность может достигать 30 % и более. Кроме того, не секрет, что массомеры дороже остальных методов на порядок.

Ультразвуковые расходомеры для учета ПНГ также плохо применимы – достоинство в виде возможности измерения низких скоростей отрицательно компенсируется увеличением погрешности измерений, вызванным отложениями на чувствительных элементах.

Вихревой метод измерения был и остается наиболее оптимальным способом учета ПНГ. И практика нефтяных компаний это успешно доказывает – газовые программы таких компаний, как Роснефть, ЛУКОЙЛ, ТНК-ВР, Татнефть и Башнефть, основаны на применении в основном вихревых расходомеров. Надо признать, что в последнее время появилось множество приборов учета, основанных на вихревом методе измерений. Производители разного калибра и рода деятельности, понимая перспективность направления, за год-два выводят на рынок вихревой расходомер, "отличающийся" от конкурентов цветом и формой. Затем следует череда громких презентаций и демпинговая программа.

Такие условия естественно не облегчают выбор. В данной ситуации необходимо доверять только лидерам рынка – разработчикам и производителям с большим опытом и авторитетом. Можно экспертно заявить – *на рынке вихревых приборов учета газа ОАО "Сибнефтеавтоматика" является безоговорочным лидером* с долей рынка более 50 %, 25-летним опытом разработок и производства, собственными конструкторскими решениями и заслуженным авторитетом надежного партнера и поставщика. За годы успешного сотрудничества со всеми российскими нефтяными компаниями *нами установлено более 14 000 узлов учета газа.*

Если перейти к конкретным товарным наименованиям, востребованным рынком, особо нужно выделить следующие приборы производства ОАО "Сибнефтеавтоматика":

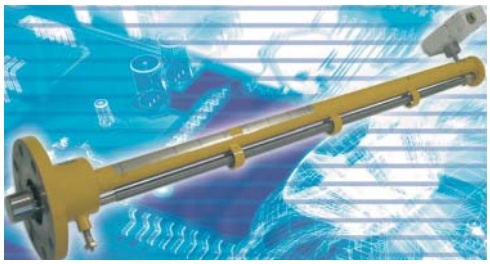
- *Вихревые датчики расхода газа:*

1.

ДРГ.М – полноврезные для трубопроводов Ду от 50 до 200 мм для учета газовых сред, в том числе и ПНГ с рабочими давлениями от 0,003 до 16 МПа в диапазоне расходов от 1 до 10000 м^3/ч. Монтируются между приварными фланцами. *Конденсатоустойчивое исполнение датчиков гарантирует стабильность метрологических характеристик во всем динамическом диапазоне даже при учете газа с высоким содержанием жидкой фазы!*

2.

ДРГ.МЗ – зондовые погружные для трубопроводов Ду от 100 до 1000 мм для учета газовых сред с рабочими давлениями от 0,003 до 4,0 МПа в диапазоне расходов от 125 до 250000 м^3/ч. Монтируются через отверстие без нарушения целостности трубопровода.

3. 

ДРГ.МЗЛ – зондовые погружные с лубрикаторным устройством для трубопроводов Ду от 100 до 1000 мм для учета газовых сред с рабочими давлениями от 0,003 до 4,0 МПа в диапазоне расходов от 125 до 250000 м^3/ч. Монтируются через отверстие без нарушения целостности трубопровода. Оснащены лубрикатором, позволяющим изъять датчик расхода из трубопровода без остановки подачи измеряемой среды.

- *Контроллеры, вычислители:*

1. *Блок БВР.М.*

2. *Контроллер МИКОНТ-186.*

Контроллеры производят вычисление объема и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, имеют удобный и простой интерфейс, передают данные на верхний уровень с помощью стандартов RS-485 и RS-232 протоколом обмена MODBAS, обеспечивают питание датчиков и обработку измеренных и накопленных параметров по нескольким отдельным каналам измерения (газопроводам): БВР.М – 2 канала, МИКОНТ – 8 каналов. В процессе эксплуатации может быть осуществлена (с любой периодичностью) регистрация (запись) информации на внешнее устройство памяти (3,5" флоппи-диск, карта памяти типа MMC/SD, устройство USB или другие специальные считыватели), возможна передача данных с помощью беспроводных GSM/GPRS каналов.

Многолетняя практика успешного использования перечисленных выше приборов и доверие к ним со стороны ведущих нефтяных компаний РФ доказали их состоятельность. Это является весомым аргументом для выбора средств учета ПНГ производства ОАО "Сибнефтеавтоматика" среди широкой гаммы рыночных предложений.

Мы даем рынку главное – эффективные решения по учету ПНГ в любой технологической цепочке по приемлемой цене и в короткие сроки.

***Зулькарнаев Вячеслав Ренатович** – заместитель управляющего директора по контрактации ОАО ИПФ "Сибнефтеавтоматика", г. Тюмень.*
Телефоны: (3452) 225-460, 212-735. Факс (3452) 225-529.
E-mail: sibna@sibna.ru http://www.sibna.ru сибнефтеавтоматика.рф www.grouphms.ru

PETROLEUM

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

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ТРАНСПОРТИРОВКА И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ»

ВЫСТАВКА PETROLEUM В РАМКАХ IDES

ТЕМАТИЧЕСКИЕ РАЗДЕЛЫ ВЫСТАВКИ:

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

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

WWW.IDES-EXPO.RU

МОНИТОРИНГ И ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ КИПиА НА ДЕЙСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТАХ. Часть 2

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

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

FieldMate

FieldMate – это универсальное программное обеспечение фирмы "Yokogawa", предназначенное для настройки и диагностики интеллектуальных устройств КИПиА. Программный пакет FieldMate выпускается в базовой "Basic" и расширенной "Advance" версиях. FieldMate "Basic" в основном используется для конфигурирования и настройки уже существующих средств КИПиА. FieldMate "Advance" в дополнение к функциям "Basic" обеспечивает поддержку автономной базы данных (до 300 зарегистрированных устройств КИПиА) для автоматизации техобслуживания.

FieldMate – это конфигуратор на базе ПК, позволяющий производить начальную настройку, ежедневное техобслуживание, диагностику и резервное копирование конфигурации для быстрой замены устройств КИПиА. Работа FieldMate основана на открытом стандарте FDT/DTM и по DTM соответствует стандарту FDT 1.2. Кроме того, FieldMate поддерживает протоколы HART и Foundation FieldBus H1, используя файлы Devise Description (DD) для устройств, не имеющих DTM.

Протоколы связи. FieldMate поддерживает протоколы HART и Foundation FieldBus H1 (FF-H1). Версия "Advance", используя технологию comDTM, может работать по протоколу PROFIBUS.

Инструменты FieldMate для работы с оборудованием КИПиА.

Обзор сегментов (Segment Viewer). Отображает список устройств, подключенных к сегменту, сгруппированных по типу протокола. Отображается основная информация об устройствах: идентификационный номер, производитель, сетевой адрес, тип устройства, модификация и состояние.

Обзор устройства (Device Viewer). Отображает текущее состояние устройства, включая ошибки и предупреждения. Результаты самодиагностики устройства представляются цветовой пиктограммой состояния устройства: красный – ошибка, желтый – предупреждение, зеленый – нормальная работа.

Менеджер параметров. Используется для устройств с протоколами HART и FF-H1. Менеджер параметров позволяет считывать текущую конфигурацию с устройств и сохранять ее на ПК, а также считывать конфигурацию с ПК и загружать ее в устройства. Позволяет производить коррекцию конфигурации. Позволяет сравнивать значения параметров конфигурации, считанной с устройства со значениями параметров конфигурации, сохраненной на ПК.

Меню описаний устройств (DD). Используется только для устройств с протоколом FF-H1. Используя файлы описаний устройств, позволяет производить конфигурирование функциональных блоков FF-H1 устройств. Функциональные блоки и их содержимое представлены в виде меню.

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

Функция истории. Журналы учета работы ведутся автоматически. Фиксируется дата и время, позиция (ТЭГ) устройства, идентификационный номер, имя пользователя, проводившего работу, тип примененного инструмента, произведенное действие, сообщение о результате действия.

Навигатор устройств. Показывает все зарегистрированные устройства. Обеспечивает поиск по тэгу, имени устройства, сообщениям и т.п.

Информация о техобслуживании устройства. Обеспечивает расширенную информацию о техобслуживании, включающую: информацию об устройстве, заметки пользователя, ссылку на связанный документ, историю проводимых операций. Любую информацию можно экспортировать/импортировать и сохранять как “Шаблон устройства” (Device Template).

Управление доступом. Система идентификации пользователя с паролем. Данные о пользователе регистрируются и отображаются как рабочая запись в истории.

Поддержка comDTM. ComDTM – это DTM интерфейсного модуля. Использование технологии comDTM позволяет использовать интерфейсные модули, отличные от протоколов HART и FF-H1. Например, интерфейсные модули протокола PROFIBUS.

Подключение FieldMate к устройствам производится с помощью интерфейсных модулей:

- для устройств HART используется HART-модем. Подключается к ПК (через USB или RS-232) и к линии связи с HART-устройством 3 (рис. 1);
- для устройств FF-H1 используются интерфейсные платы FBUS фирмы National Instruments. Платы FBUS подключаются к ПК через шины PCMCIA или PCI, в зависимости от модификации. Платы FBUS подключаются к сегменту шины FF-H1, в котором находится нужное устройство (рис. 2, 3). В версии “Advance” возможно подключение через

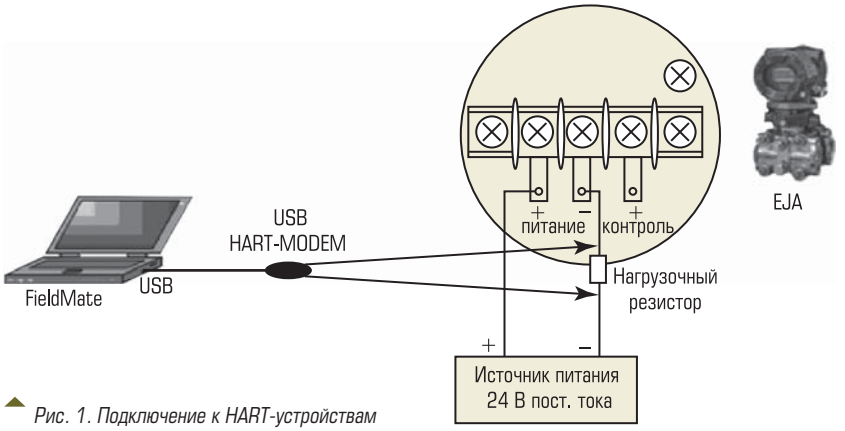


Рис. 1. Подключение к HART-устройствам

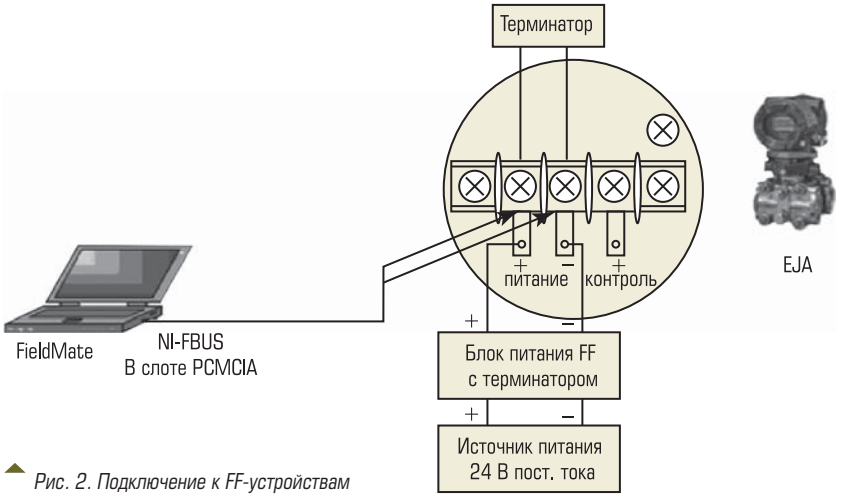


Рис. 2. Подключение к FF-устройствам

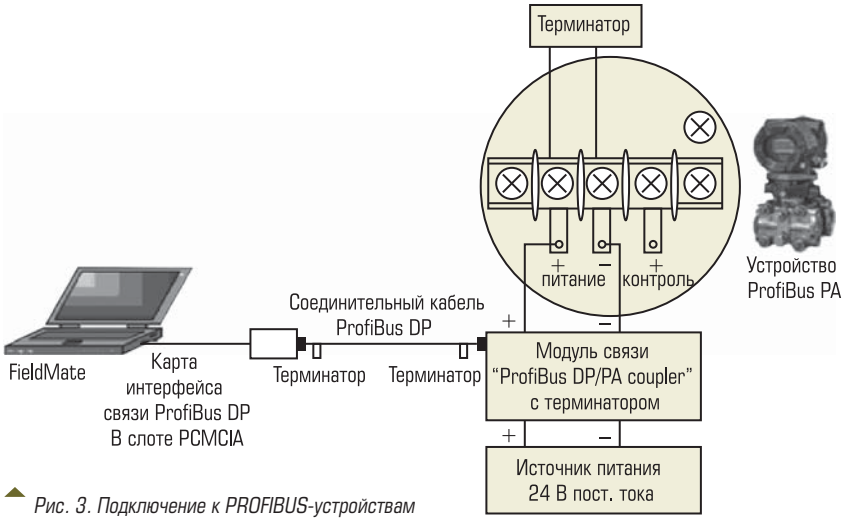


Рис. 3. Подключение к PROFIBUS-устройствам

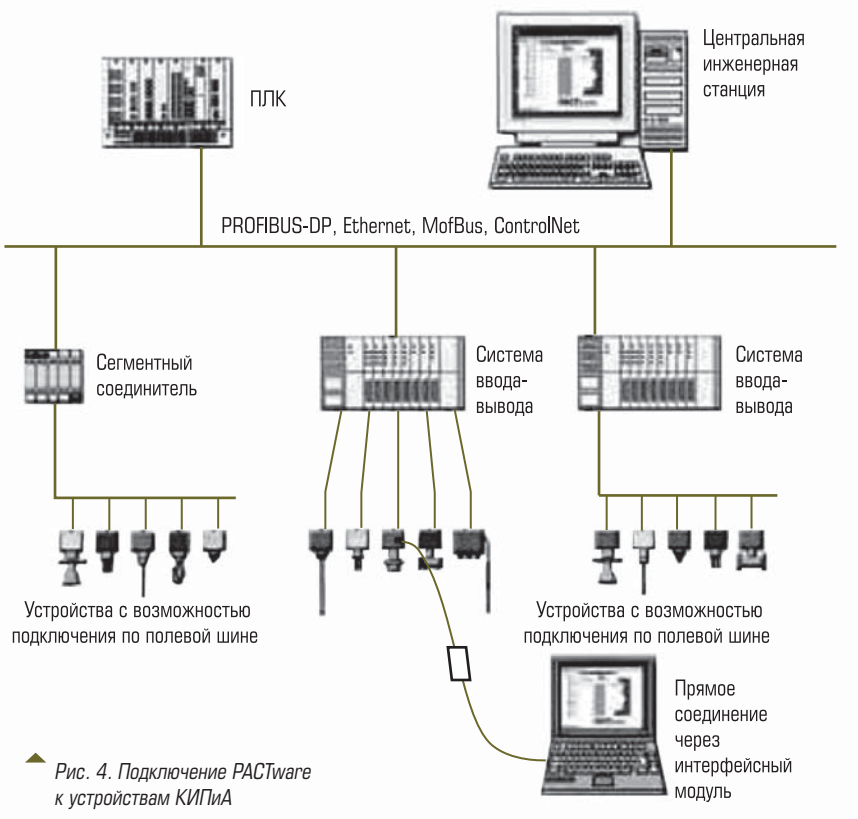


Рис. 4. Подключение PACTware к устройствам КИПиА

другие интерфейсные модули при наличии соответствующих comDTM [2].

PACTware

PACTware (Process Automation Configuration Tool) – универсальное программное средство, разработанное фирмой “Pepper+Fuchs”. PACTware основано на технологии FDT/DTM и не поддерживает технологию EDDL (DD). PACTware является бесплатной свободно распространяемой программой. Данная сервисная программа в процессе своей работы формирует оболочку, которая представлена набором DTM как измерительных, так и коммутационных (интерфейсных карт, модемов и т.п.) устройств и обеспечивает связь через различные протоколы разных устройств КИПиА для реализации функций их конфигурирования, настройки, диагностики и т.п. PACTware объединяет программные модули для фактической настройки измерительных средств и модули для обеспечения связи, позволяя таким образом настраивать средства измерения через индивидуальные средства связи. Уже сейчас PACTware поддерживает все наиболее распространённые коммуникационные протоколы. В настоящее время PACTware поддерживает протоколы сетей: PROFIBUS_DP, PROFIBUS_PA, HART, ModBus, ConrtolNet, Ethernet, Foundation FieldBus (FF), последовательный порт.

Каждое предприятие имеет свои особенности и свою структуру управления технологическими процессами. PACTware можно использовать на различных уровнях: от централизованной инженерной станции до локального выносного устройства (рис. 4).

Для подключения PACTware к устройствам КИПиА необходимо создать сетевой проект, описать маршрут обращения к КИПиА. При создании маршрута подключения необходимо указать типы подключаемых устройств и указать DTM драйвер для каждого устройства. Эти операции выполняются вручную. На данном этапе возможно допущение ошибок (выбор не той версии DTM драйвера и т. д.), которые могут сказаться на надежности технологического объекта. Посредством PACTware все измерительные средства предприятия могут быть легко сконфигурированы и отлажены и, если необходимо, можно произвести их диагностику. При работе PACTware с устройствами КИПиА не производится историческое протоколирование выполняемых операций. PACTware может выдавать результаты самодиагностики устройства КИПиА только при непосредственном обращении пользователя к данному устройству. Отсутствует механизм сигнализации о состоянии устройств КИПиА. PACTware подходит только для настройки устройств КИПиА в лабораторных условиях [1].

FieldCare

FieldCare – это универсальное программное обеспечение фирмы “Endress+Hauser”, предназначенное для настройки и диагностики интеллектуальных устройств КИПиА. FieldCare основано на технологии FDT/DTM. Для работы FieldCare с интеллектуальными устройствами КИПиА необходимо наличие соответствующих DTM драйверов. FieldCare существует в версиях Device Setup, Lite, Standard и Professional.

Версия Device Setup предназначена только для конфигурирования и настройки устройств КИПиА фирмы “Endress+Hauser”. Позволяет работать с HART и PROFIBUS устройствам КИПиА, а также при подключении к КИПиА непосредственно по сервисному интерфейсу фирмы

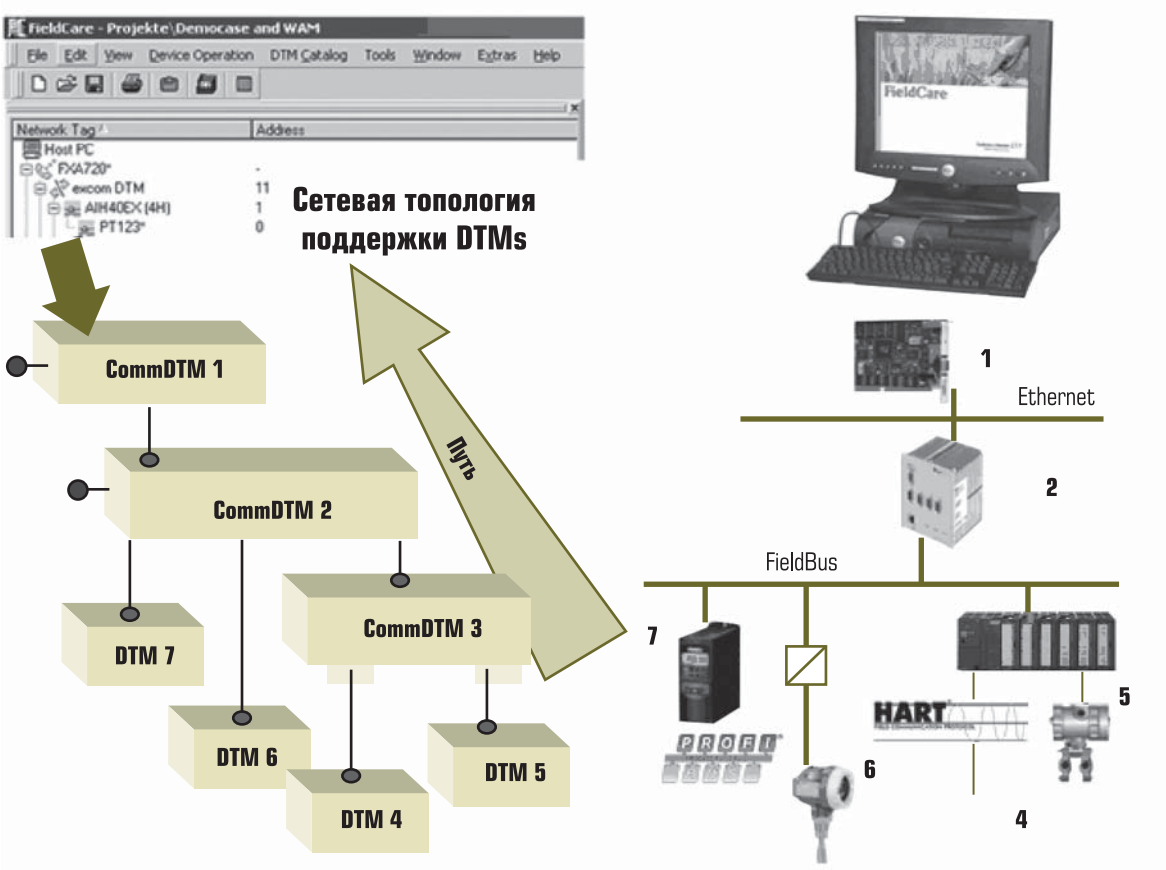


Рис. 5. Принцип работы DTM технологии

Endress+Hauser". Позволяет производить только on-line настройку (должна быть установлена связь с устройством КИПиА).

Версию Lite можно использовать для конфигурирования и настройки любых устройств КИПиА при наличии соответствующего DTM драйвера. Возможна on-line и off-line (отсутствие связи с КИПиА) настройка. Существует система пользователей и паролей. Имеется возможность сохранения конфигурации устройства на диск и запись ее в однотипные устройства. Подключение к устройствам КИПиА осуществляется через интерфейсные платы или шлюзовые устройства при наличии comDTM-драйверов.

Версия Standard позволяет производить как настройку и конфигурирование, так и диагностику и мониторинг устройств КИПиА. Позволяет создавать макросы структуры подключения (при наличии comDTM всех сетевых плат и шлюзов), что обеспечивает быструю связь с КИПиА и их автоматическое определение при нажатии всего одной кнопки. Поиск устройств КИПиА в структуре технологической установки. Возможность представления списка устройств КИПиА в соответствии с иерархией технологической установки.

Принцип работы DTM технологии представлен на рис. 5. Имеется два устройства КИПиА с протоколом связи PROFIBUS (7 и 6). Также имеется два устройства КИПиА с протоколом HART. Устройства 5 и 4 подключены к контроллеру 5. Контроллер 5 и устройства 7 и 6 подключены по общей шине PROFIBUS через шлюз 2 и Ethernet карту к ПК с программой FieldCare. Для правильной работы программы FieldCare необходимо:

- чтобы все элементы сети поддерживали технологию FDT/DTM;
- наличие DTM файлов для всех элементов сети.

DTM файлы для контроллеров, устройств сбора информации, шлюзов и сетевых карт называются comDTM.

Версия Professional позволяет просматривать состояние всех устройств КИПиА. Состояние устройств обозначается с помощью цвета, что снижает время на обнаружение неисправного устройства:

- красный – устройство КИПиА в аварийном состоянии;
- желтый – устройство КИПиА требует внимания;
- зеленый – устройство КИПиА работает нормально;
- серый – состояние устройства КИПиА не проверяется.

Имеется возможность представления всех устройств КИПиА технологической установки

в определенной иерархии. Версия Professional позволяет генерировать e-mail сообщения о состоянии устройств КИПиА для внешних программ, выдавать информацию о состоянии устройств КИПиА в виде WEB страниц, передавать информацию о состоянии устройств КИПиА для внешних программ по протоколу ODBC. Обеспечена возможность логической диагностики неисправностей и выдачи предупредительных сообщений о необходимости проведения ремонта устройств КИПиА. Алгоритмы работы логической диагностики разрабатываются технологическим персоналом на основании опыта эксплуатации объектов. Полученные алгоритмы прописываются в FieldCare. По мере эксплуатации и накопления опыта можно производить оптимизацию алгоритмов логической диагностики устройств КИПиА. Данный вид диагностики при правильном создании алгоритмов позволяет предупредить выход из строя КИПиА, сообщить о необходимости вывода устройства КИПиА в ремонт [1].

FactoryTalk AssetCentre

FactoryTalk® AssetCentre – это программное обеспечение компании Rockwell Automation, которое предназначено для управления техническим обслуживанием устройств КИПиА. FactoryTalk® AssetCentre является масштабируемым приложением и позволяет расширять возможности системы при переходе от автоматизации небольших объектов к управлению крупными технологическими установками.

Основные характеристики FactoryTalk® AssetCentre:

- безопасный доступ к системе управления;
- отслеживание действий пользователей;
- наличие инструмента управления конфигурационными файлами устройств;
- поддержка приложений сторонних производителей для настройки устройств;
- резервное копирование и восстановление конфигурации в случае сбоя.

FactoryTalk® AssetCentre предлагает ряд инструментов для настройки и диагностики интеллектуальных устройств КИПиА.

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

Меню описаний устройств (DD). Используется только для устройств с протоколом FF-H1. Используя файлы описаний устройств, DD позволяет производить конфигурирование функциональных блоков FF-H1 устройств. Функциональные блоки и их содержимое представлены в виде древовидного меню.

Менеджер параметров. Используется для устройств с протоколами HART и FF-H1. Менеджер параметров позволяет считывать текущую конфигурацию с устройств в табличном виде и сохранять ее на ПК, а также загружать новую или сохранённую конфигурацию в устройства. Позволяет производить коррекцию конфигурации в табличном виде. Позволяет сравнивать таблицу конфигурации, считанной с устройства, с таблицей конфигурации, сохраненной на ПК.

Менеджер калибровки. FactoryTalk® AssetCentre предлагает решение для управления калибровкой в электронном виде. Этот инструмент представляет собой мастер отчётов, графиков калибровок, процедур и результатов калибровок.

Менеджер событий. Журналы учета событий ведутся автоматически. Фиксируется дата и время, тэг устройства, идентификационный номер, имя пользователя, проводившего работу, тип примененного инструмента, произведенное действие, сообщение о результате действия.

Планировщик. Сервис системы FactoryTalk® AssetCentre, позволяющий пользователям планировать задачи технического обслуживания устройств КИПиА.

Навигатор устройств. Показывает все зарегистрированные устройства. Обеспечивает поиск по тэгу, имени устройства, сообщениям и т.п.

FactoryTalk® AssetCentre поддерживает либо прямую связь с физическими устройствами HART, FF-H1 с применением интерфейсной платы шины HART или FieldBus, либо использует для подключения к парку устройств в качестве транспортного шлюза распределённую систему управления, отвечающую требованиям спецификаций технологии FDT, DTM, DD [3].

Коммуникатор HART–375

Полевой коммуникатор HART-375 производства фирмы Emerson Process Management (рис. 6) – портативное микропроцессорное устройство, предназначенное для считывания

Рис. 6. Внешний вид коммуникатора HART-375

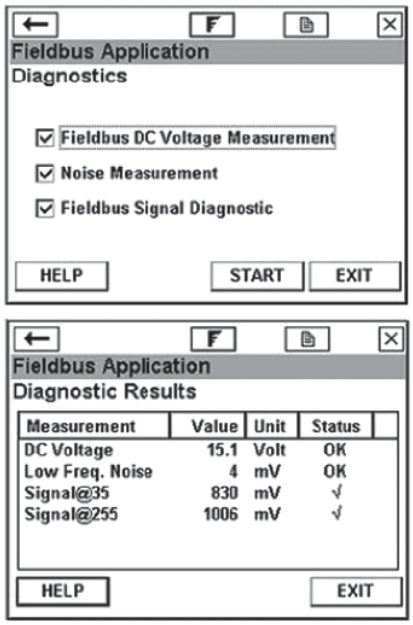


Рис. 7. Оконный интерфейс коммуникатора HART-375

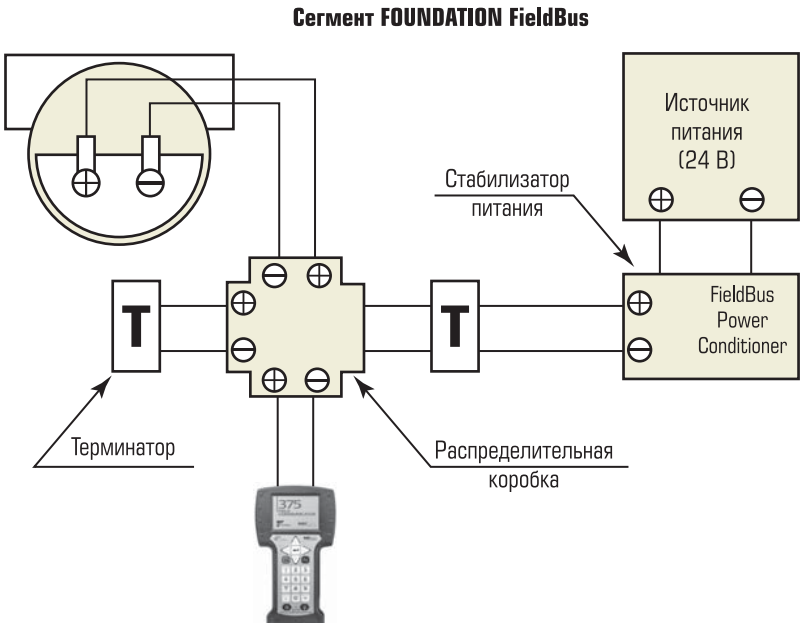


Рис. 8. Подключение коммуникатора к сегменту Foundation FieldBus

информации, настройки и конфигурирования интеллектуальных устройств КИПиА, поддерживающих протоколы передачи данных HART и FOUNDATION FieldBus H1 (FF-H1).

Коммуникатор HART-375 предназначен для временного подключения к существующей цифровой сети с целью обеспечения связи с HART-устройствами или FF-устройствами, а также для подключения к отдельным таким устройствам, не участвующим в сети.

Коммуникатор HART-375 позволяет:

- сохранять во встроенной памяти конфигурации любого устройства КИПиА для последующего автоматического восстановления или переноса конфигурации в другие устройства данного типа;
- сравнивать сохраненные конфигурации для выявления изменений и поиска ошибок;
- удаленно настраивать произвольные HART и FF устройства из любой точки коммуникационной цепи;
- записывать во внутреннюю память пользовательскую информацию, заметки и комментарии;
- соединяться с ПК (через инфракрасный интерфейс) для обновления встроенного ПО, а также для обмена информацией с программным комплексом AMS Device Manager (при наличии в AMS Device Manager интерфейса с коммуникатором HART-375).

Коммуникатор HART-375 (рис. 7) взаимодействует с устройствами HART и FF в полном объеме при условии, что в коммуникаторе присутствует файл-описание (Device Description, DD) для этого устройства. Если этого описания нет, то работа с HART устройством осуществляется через Generic Menu коммуникатора (в объеме стандартных и общих команд). Для устройств FF наличие файла-описания обязательно. В настоящее время коммуникатор поддерживает работу с 1200 устройствами HART и FF более 100 производителей. Пополнение базы файлов-описаний производится ежеквартально на сервере фирмы Emerson. Наличие опции Easy Upgrade позволяет пользователям самостоятельно (без отправки коммуникатора в сервисный центр) производить обновления коммуникатора, включая загрузку файлов-описаний для новых устройств.

Коммуникатор производит диагностику FF сетей: измерение напряжения постоянного тока в коммуникационной шине, измерение среднего уровня низкочастотных шумов, измерение качества информационного сигнала в шине. Коммуникатор имеет взрывозащищенное исполнение 0ExiaIICT4, что позволяет применять его во взрывоопасных зонах на действующих технологических объектах [4].

Особенности подключения HART-375 (рис. 8).

Для обмена данными по протоколу HART сопротивление контура должно быть не менее 250 Ом. Этим требованием определяется способ подключения коммуникатора к цепи. Если сопротивление проводов от источника питания до точки подключения коммуникатора превышает 250 Ом, то применения доба-

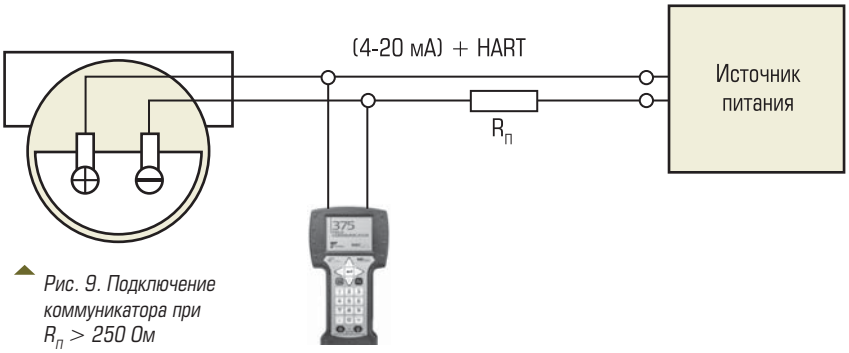


Рис. 9. Подключение коммуникатора при $R_п$ > 250 Ом

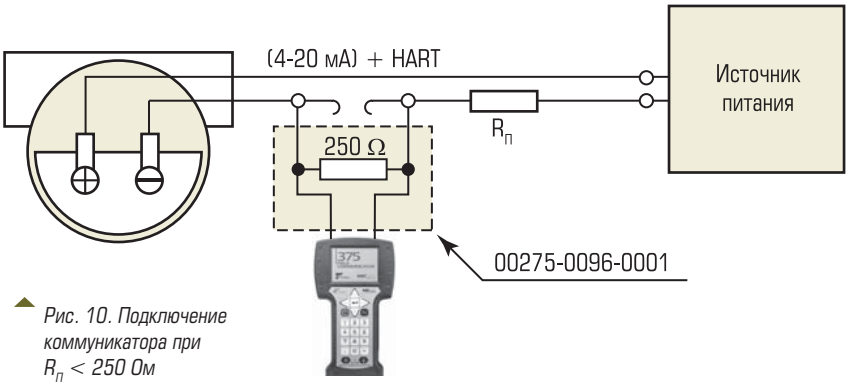


Рис. 10. Подключение коммуникатора при $R_п$ < 250 Ом

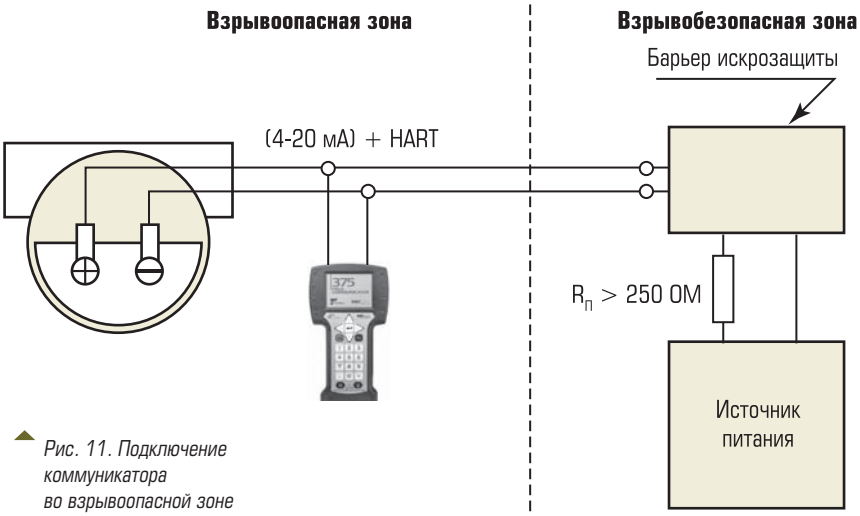


Рис. 11. Подключение коммуникатора во взрывоопасной зоне

вочных резисторов не требуется, коммуникатор подключается параллельно датчику с HART-протоколом (рис. 9).

Если сопротивления линии недостаточно (менее 250 Ом), то требуется применение добавочного резистора 250 Ом (рис. 10).

Для взрывоопасных зон схема подключения представлена на рис. 11. Если барьер искрозащиты пропускает HART-сигнал, то подключение коммуникатора возможно до барьера, во взрывобезопасной зоне.

ТЕСТЕР ПОЛЕВОЙ ШИНЫ FBT-6

MTL Relcom занимается диагностикой полевых шин с конца 1990-х гг. Тестер полевой шины FBT-6 стал стандартом для испытательного оборудования Foundation FieldBus H1. FBT-6 довольно долго успешно применяется специалистами КИПиА как устройство для диагностики и устранения проблем связи по FF-H1. Повсеместный опыт показал, что после удачного запуска сегмента полевой шины система требует минимального технического обслуживания. Функции портативного тестера FBT-6 упрощают сохранение и анализ данных по сегменту FF-H1, а также измерения во взрывоопасных зонах. Являясь установленным эталонным средством для ввода в действие и обнаружения неисправностей при работе с системами FF-H1, FBT-6 позволяет пользователям собирать данные, свидетельствующие о состоянии полевой сети, для последующей загрузки в рабочую таблицу-отчет Microsoft Excel. Прибор сохраняет результаты и пересылает их в ПК по порту USB. Новые особенности FBT-6 включают в себя ячейки с цветной маркировкой в отчете для демонстрации “хороших” и “плохих” значений параметров, конфигурируемые аварийные уровни и поля для формального завершения каждого отчета. Сообщения о событиях в сети Foundation FieldBus H1 передаются с указанием даты и времени. Название каждого из восьми отчетов сохраняется в FBT-6, возможна очистка памяти устройства от всех предыдущих значений. Более понятные указания на экране упрощают навигацию при использовании функции сохранения отчета.

ДИАГНОСТИЧЕСКИЙ МОДУЛЬ F809F

Диагностический модуль F809F FieldBus Diagnostics Module (FDM), продукт компании MTL, представляет собой компактное решение, удовлетворяющее требованиям энергообеспечения и диагностики, он предназначен для постоянного

контроля производительности восьми сегментов Foundation FieldBus H1, предоставляя информацию о состоянии физического уровня FF-H1. Разработанный для использования с блоками питания FF-H1 компании MTL, этот модуль воплотил в себя опыт MTL в поставке ручных инструментов диагностики. Диагностический модуль F809F устанавливается непосредственно на корпус блока питания шины Foundation FieldBus. Устройство шины Foundation FieldBus удобно интегрируется с системой контроля через сегмент FF-H1, что позволяет отображать состояние сети и измеряемые параметры с помощью программного обеспечения системы сопровождения интеллектуальных устройств КИПиА. Поскольку физический уровень является критическим для производительности системы FF-H1, модуль F809F генерирует сигналы тревоги при выходе какого-либо параметра за установленные пределы. Модуль формирует отчеты по измеренным данным, как устройство FF-H1, обеспечивая удобную интеграцию диагностической информации, полученной с физического уровня, в программное обеспечение управления приборами в рамках системы управления, что является ключевым требованием как для конечных пользователей, так и для системных компаний.

В ходе мониторинга в режиме on-line определяются проблемы на физическом уровне, прежде чем они смогут повлиять на процесс. Если параметры выходят за установленные пределы, предусматриваются рекомендуемые действия для сокращения времени на поиск и устранение ошибок и максимальной готовности системы FF-H1. Параметры, контролируемые модулем F809F, включают напряжение сегмента, средние и максимальные помехи в трех частотных диапазонах, короткие замыкания, количество устройств, распознаваемых на сегменте, уровни сигналов устройств и статистику повторной передачи [1].

Продолжение (часть 3) — в следующем номере.

Список литературы

1. *Интернет-источник*. http://www.fieldbus.org/
2. *Интернет-источник*. http://www.yokogawa.ru/
3. *Интернет-источник*. http://literature.rockwellautomation.com/
4. *Интернет-источник*. http://www.emersonprocess.ru/

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

НОВОСТИ

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

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

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

***Оформить заказ** на книгу можно в интернет-магазине Издательства “Инфра-Инженерия”: http://www.infra-e.ru*
***Справки** по телефону 8-911-512-48-48.*

АНТИПОМПАЖНОЕ И ТОПЛИВНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ГАЗОТУРБИННЫХ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ

Я.А. ЕВДОКИМОВ (ООО “НПК “ЛЕНПРОМАВТОМАТИКА”)

Создание эффективной системы регулирования для газоперекачивающих агрегатов (ГПА) с газотурбинным приводом – сложная техническая задача, для успешного решения которой требуется сочетать хорошее знание предметной области (технологического процесса) с опытом разработки систем подобного рода. В статье описаны проблемы, возникающие при решении данной задачи, и приведены пути их решения, а именно: рассмотрен вопрос точного измерения частоты вращения, приведен пример построения схемы многоконтурного регулирования, описан способ автоматизированного помпажного тестирования центробежного нагнетателя. Особое внимание уделено проблеме обеспечения надежности, которая должна иметь первостепенное значение при проектировании систем управления для опасных производственных объектов. Представлен блок регулирования ГПА типа ГТК-10-4, разработанный НПК “ЛЕНПРОМАВТОМАТИКА”.

От работы ГПА (рис. 1) зависит безопасность и экономическая эффективность транспортировки природного газа по магистральным газопроводам. Управление этими объектами невозможно без средств автоматизации, исключающих “человеческий фактор” и обеспечивающих быструю и правильную реакцию на внешние воздействия.

Основными частями ГПА являются нагнетатель (как правило, центробежный) и двигатель (электрический или газотурбинный). Требуется и наличие системы регулирования, выполняющей следующие функции:

- антипомпажное регулирование нагнетателя, т.е. обеспечение работы в безопасной зоне по расходу и степени сжатия путем управления байпасным клапаном;
- топливное регулирование газотурбинного двигателя, т.е. стабилизация и изменение по командам оператора частоты вращения силовой турбины (турбины нагнетателя) путем управления топливным регулирующим клапаном;
- регулирование технологического процесса, т.е. стабилизация и изменение по командам оператора давления на выходе нагнетателя или расхода технологического газа через нагнетатель путем формирования задания на подсистему топливного регулирования.

Рис. 1. Газоперекачивающие агрегаты ГТК-10-4 на компрессорной станции в Тюменской области

Сложность объекта управления приводит к тому, что только немногие фирмы-разработчики АСУ ТП могут продемонстрировать полноценное решение задач автоматизации ГПА, включая антипомпажное и топливное регулирование. Рассмотрим подробнее некоторые частные зада-

чи, которые приходится решать при создании систем регулирования для ГПА.

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ ПОМПАЖНЫЙ ТЕСТ НАГНЕТАТЕЛЯ

Как известно, на мощных центробежных нагнетателях применяются системы антипомпажного регулирования. Такие системы измеряют расстояние до границы помпажной зоны и рассчитывают необходимую степень открытия антипомпажного клапана [1]. При решении этой, казалось бы, простой задачи возникают следующие проблемы:

- Газодинамические характеристики (ГДХ) нагнетателя имеют достаточно сложную форму, граница помпажа при заводских испытаниях нагнетателей определяется неточно, более того, в процессе эксплуатации она смещается из-за износа проточной части. А это значит, что возникает необходимость идентификации помпажной границы на реальном ГПА, а не на испытательном стенде.
- Наклон ГДХ является переменным, участок около помпажной границы – наиболее пологий [2], в результате маленькое воздействие на антипомпажный клапан приводит к большому изменению расстояния до границы помпажа. При удалении от границы чувствительность к положению байпасного клапана снижается. При регулировании нужно учитывать этот факт, корректируя свойства регулятора.

Изготовленный на заводе нагнетатель подвергается испытаниям для определения фактических напорно-расходных характеристик, в том числе и для идентификации границы помпажа. Но реальная граница помпажа не всегда совпадает с кривой, полученной при стендовых испытаниях опытного образца нагнетателя. Особенно это справедливо в отношении нагнетателей с большим сроком эксплуатации, а таких достаточно много. Причины несовпадения – неполная повторяемость характеристик при изготовлении рабочих колес, проведение заводских испытаний на воздухе, при пониженном давлении и пересчет с некоторой погрешностью, и, наконец, износ лопаток рабочего колеса в процессе эксплуатации абразивными частицами, содержащимися в газе. По этой причине целесообразно определять фактическую границу помпажа нагнетателя в реальных рабочих условиях.

Для идентификации границы помпажа в рабочих условиях применяется методика, называемая “помпажным тестированием”. При тестировании постепенно “запирается” выход нагнетателя, работающего на байпас, путем медленного закрытия байпасного клапана». Производительность нагнетателя падает, давление на выходе растет, т.е. режим приближается к помпажному. В какой-то момент в нагнетателе происходит срыв потока (рассмотрение этого явления выходит за рамки данной статьи), предшествующий помпажу. Срыв потока распознается по одновременному резкому падению производительности нагнетателя и потребляемой мощности, а значит – росту частоты вращения турбины нагнетателя.» Разумеется, при этом топливный регулятор уменьшает подачу топлива, чтобы не допустить раскрутки турбины, но все же можно распознать момент срыва. При детектировании этого явления необходимо открыть байпасный клапан, чтобы не допустить развития помпажа. Частота вращения силовой турбины, производительность и степень сжатия нагнетателя в момент срыва определяют координаты одной из точек границы зоны устойчивой работы нагнетателя. Проведя такое тестирование при нескольких значениях частоты вращения, получим ряд точек границы помпажа. Поскольку срыв потока развивается весьма быстро, человек не всегда может вовремя определить его момент. Поэтому необходима автоматизация определения помпажной точки. Современные быстродействующие контроллеры, позволяющие реализовать алгоритмы цифровой фильтрации сигнала и численного дифференцирования в реальном времени, дают такую возможность. Автор этой статьи неоднократно проводил помпажные тесты в “комбинированном” режиме, когда для обеспечения безопасности в цепь управления байпасным клапаном была встроена кнопка, обеспечивающая по команде оператора его мгновенное открытие. Интересно, что ни разу тест не был прекращен по команде оператора, – судя по графикам аналоговых параметров, команда открытия байпаса всегда подавалась системой регулирования раньше, чем человеком. Практика показала, что для безопасного решения этой задачи не хватает скорости реакции человека. Тот же алгоритм автоматического распознавания срыва для помпажного тестирования используется и для антипомпажной защиты при работе агрегата. Это “последний рубеж” защиты на случай настолько резкого внешнего воздействия, что антипомпажный клапан не успеет отработать.

В системе регулирования разработки ООО “НПК “ЛЕНПРОМАВТОМАТИКА” реализован алгоритм распознавания срыва (детектор помпажа), обеспечивающий защиту без помпажных “хлопков”. Чувствительность детектора настраивается при помощи коэффициентов, задавае-

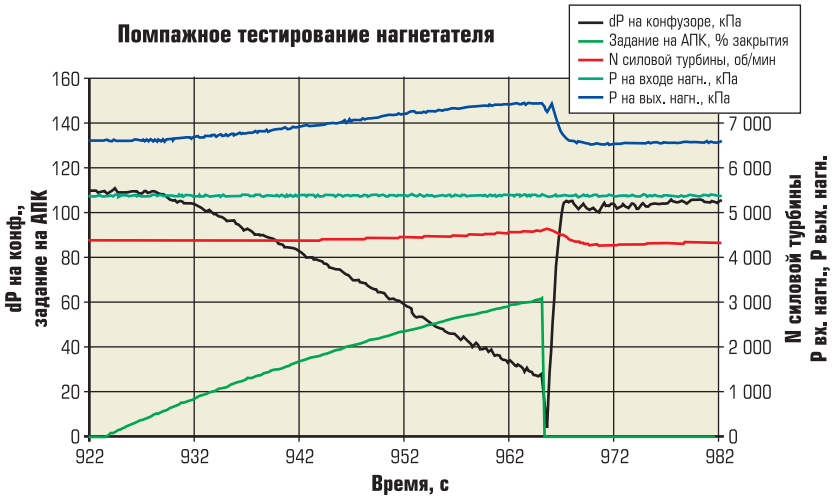


Рис. 2. Результаты помпажного тестирования нагнетателя

мых с сервисной мнемосхемы на АРМ оператора. Настройка чувствительности и фильтрация зашумленного сигнала перепада давлений на конфузоре обеспечивает адекватное вычисление производной, что исключает ложные срабатывания детектора.

На рис. 2 показаны графики аналоговых параметров, полученные при помпажном тестировании нагнетателя на одной из компрессорных станций ООО "Газпром Трансгаз Югорск". Параметр "dP на конфузоре", т.е. перепад давлений на сужающем устройстве (конфузоре) нагнетателя характеризует производительность нагнетателя. Видно, что при плавном закрытии антипомпажного клапана (АПК) вначале идет практически линейное уменьшение перепада на конфузоре. Затем в момент времени $t=965c$, отмечается резкий провал на графике перепада давлений на конфузоре и ускорение силовой турбины. По этим признакам детектор помпажа в составе программного обеспечения системы регулирования ГПА распознает срыв потока в нагнетателе и открывает АПК. Надо заметить, что на сигнал перепада давлений на конфузоре накладывается помеха (шум), заметная на графике как высокочастотные колебания, но детектор помпажа не реагирует на эту помеху благодаря цифровой фильтрации сигнала.

ТОПЛИВНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

Основная задача топливного регулирования – управлять топливным клапаном таким образом, чтобы обеспечить заданную частоту вращения силовой турбины привода ГПА. В то же время изменение подачи топлива в камеру сгорания приводит к тому, что одновременно изменяются и другие параметры газотурбинного двигателя – частота вращения турбины газогенератора, давление за компрессором, температура продуктов сгорания. При работе двигателя значения этих параметров должны оставаться в допустимых пределах. Температура продуктов сгорания и давление за компрессором должны быть ограничены сверху, а частота вращения турбины газогенератора – сверху и снизу [3]. Ограничение сверху обусловлено прочностью конструкции, а снизу – устойчивостью работы компрессора и недопущением длительной работы в зоне резонансных колебаний ротора. Для ограничения допустимых значений параметров двигателя необходимо изменять подачу топлива (положение топливного клапана) при приближении к границам регулирования. Таким образом, задача топливного регулирования не сводится к одному лишь замыканию обратной связи по частоте вращения силовой турбины, а требует формирования управляющих воздействий по различным параметрам двигателя и объединения этих воздействий на один регулирующий клапан.

Основным предметом разработки при создании систем топливного регулирования является способ объединения управляющих воздействий по различным параметрам двигателя на регулирующий клапан. В настоящее время известны несколько вариантов решения этой задачи.

1. Фиксация положения регулирующего клапана при приближении какого-либо параметра к ограничительной уставке. Например, если регулятор частоты вращения увеличивает степень открытия клапана, а при этом температура продуктов сгорания приблизилась к ограничению, положение клапана фиксируется, пока температура не уменьшится. Этот способ имеет следующий недостаток: за счет инерционности объекта происходит выход параметра за ограничительное значение. В результате для безопасного регулирования приходится искусственно уменьшать уставки, что снижает диапазон мощности двигателя. В результате для регулирования суммарной мощности компрессорной станции требуется больше пусков и остановов, что приводит к повышенному расходованию ресурса ГПА и снижает экономическую эффективность транспорта газа.
2. Приведение ошибок регулирования по всем рабочим и ограничиваемым параме-

трам к одному диапазону (условным единицам), выбор ошибки регулирования с максимальным абсолютным значением и подача этой ошибки на вход регулятора. В качестве регулятора здесь, как и в других схемах, выступает хорошо известный в теории автоматического управления ПИД-регулятор. Выход регулятора подается на регулирующий клапан. Недостатком этого способа является сложность приведения к одному диапазону значений параметров, имеющих совершенно различный физический смысл. Также важно, что различие динамики объекта по разным параметрам приводит к неоптимальности работы регулятора, настроенного на один из параметров при работе по другому параметру. При регулировании нескольких параметров двигателя, по сути, происходит переключение между различными объектами, например, температура продуктов сгорания изменяется намного быстрее, чем частота вращения турбины. Поэтому такое регулирование не может быть выполнено одним регулятором одинаково эффективно по разным параметрам.

3. Подача ошибок регулирования по разным параметрам двигателя на отдельные регуляторы и выбор минимального (при ограничении сверху) и максимального (при ограничении снизу) выхода регулятора для подачи на регулирующий клапан. Такая схема наиболее часто применяется в настоящее время. Тем не менее, ее практическая реализация связана с определенными проблемами (как говорится, “дьявол спрятан в мелочах”), поэтому каждая фирма имеет свои наработанные решения, так или иначе устраняющие эти проблемы. В процессе разработки специалистам ООО “НПК “ЛЕНПРОМАВТОМАТИКА” удалось создать решение, не имеющее прямых аналогов. В настоящее время оно запатентовано. Работоспособность этого решения подтверждена эксплуатацией регулятора на ГПА типа ГТК-10-4 и успешным прохождением межведомственных испытаний.

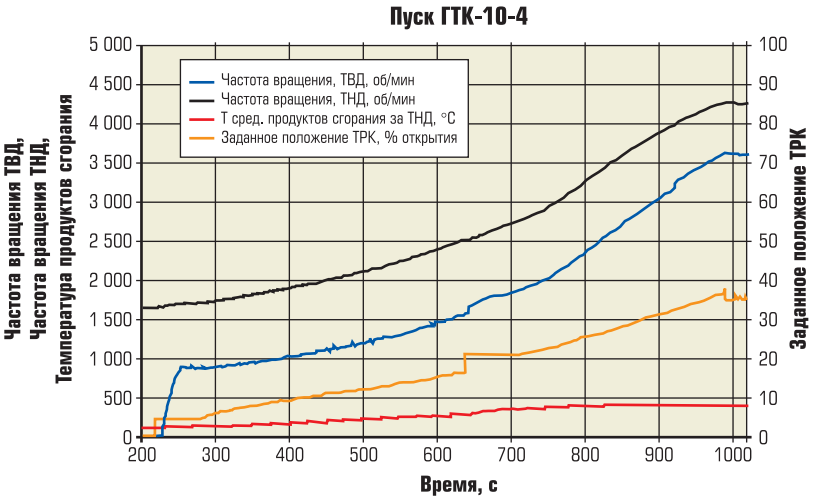


Рис. 3. График изменения аналоговых параметров при пуске агрегата типа ГТК-10-4

На рис. 3 показан график изменения технологических параметров во время пуска ГПА с управлением от БР. Видна работа ограничителя скорости роста температуры продуктов сгорания путем уменьшения скорости открытия топливного клапана, два “броска” подачи топлива при розжиге основного топлива и при отключении воздушного стартера, а также переход на стабилизацию частоты вращения силовой турбины (ТНД) в конце пуска.

ТОЧНОЕ ИЗМЕРЕНИЕ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ ТУРБИН

Основа любого регулирования – измерение регулируемой величины. От точности и быстродействия измерительного канала во многом зависит качество регулирования. Например, невозможно обеспечить точность стабилизации частоты вращения турбины ±5 об/мин, если измерительный канал имеет погрешность ±10 об/мин. Основными величинами для топливного регулятора являются частоты вращения силовой турбины и турбины газогенератора. Для их измерения применяются индукционные датчики, формирующие импульсы при прохождении зубьев измерительного колеса мимо датчика. Частота импульсов пропорциональна скорости вращения, и для измерения достаточно определить эту частоту. Но надо заметить, что требования к точности измерений весьма высоки: на частотах вращения от единиц до нескольких тысяч об/мин нужно измерение с погрешностью не более 2 – 3 об/мин. При этом скорость измерений должна быть сравнима с динамикой двигателя, недопустимо осреднение и фильтрация сигнала в течение нескольких секунд. Кроме того, уровень сигнала от индукционного датчика зависит от частоты вращения, на малых частотах сигнал слабый и легко зашумляется. Еще одна проблема – неточность формы зубьев измерительного колеса, что при-

водит к неравномерности периода импульсов и возможным пропускам отдельных импульсов. Таким образом, "простая" задача измерения скорости вращения по частоте импульсов от датчика превращается в достаточно сложную проблему, решение которой требует создания специальных аппаратных и программных средств.

Первая часть канала измерения частоты вращения – усилитель-формирователь, обеспечивающий преобразование сигнала от индукционного датчика в четкие прямоугольные импульсы заданной амплитуды. Как уже отмечалось, основная проблема тут – зависимость уровня сигнала от частоты вращения, а также наложение всевозможных помех, прежде всего высокочастотных. В усилителе-формирователе, разработанном ООО "НПК "ЛЕНПРОМАВТОМАТИКА", применяется схема автоматической регулировки усиления (АРУ), обеспечивающая оптимальное соотношение сигнал/шум на различных частотах вращения и выгодно отличающаяся от пассивных частотно-зависимых схем, используемых в некоторых аналогах. Пассивные схемы требуют гораздо более тонкой и длительной настройки по сравнению с АРУ, что замедляет пусконаладку и может приводить к некорректной работе автоматики при пусконаладке из-за неправильного измерения частоты, а в результате – к ложным остановам агрегата.

Импульсы от усилителя-формирователя поступают на модуль частотомера-периодомера. Использование комбинированного алгоритма замера частоты или периода импульсов позволяет обеспечить точность измерений как на низких, так и на высоких частотах и при этом проводить измерение за один оборот рабочего колеса, чтобы исключить погрешность ("плавание" частоты), вызванную отклонениями от нормальной формы зубьев колеса. В качестве частотомера-периодомера в разработке ООО "НПК "ЛЕНПРОМАВТОМАТИКА" используется модуль UNIO-96 со специальным вариантом прошивки. Управление режимами его работы, частотой заполнения и другими параметрами выполняется программно от центрального процессора Fastwel CPU686E. Фактически достигается точность измерений на рабочих режимах ±1 об/мин, при этом нижний порог чувствительности составляет около 3-5 об/мин. Это позволяет реализовать как регулирование и защиту двигателя на рабочих режимах, так и анализ выбега турбин для диагностирования технического состояния.

Разработанный усилитель-формирователь выполнен как конструктивно законченное изделие и может применяться для комплектования различных САУ, в которых требуется измерение частоты вращения с помощью индукционных датчиков.

НАДЕЖНОСТЬ И АРХИТЕКТУРА СИСТЕМЫ

Как и в других системах, связанных с потенциальной опасностью, при проектировании системы регулирования ГПА важны вопросы надежности. Как известно, надежность имеет четыре составляющих – долговечность, сохраняемость, отказоустойчивость и ремонтопригодность. Из них обычно на первое место ставится отказоустойчивость, что совершенно справедливо для непрерывно работающих объектов.

Надо отметить, что непрерывный режим работы объекта может быть обеспечен только при соблюдении двух условий:

- единичный отказ парируется системой и не приводит к прекращению работы;
- система является обслуживаемой, т.е. этот отказ может быть устранен персоналом за конечное время.

Соблюдение первого условия обеспечивается архитектурными решениями. Таких решений три: применение распределенной архитектуры САУ, структурное резервирование и применение отказоустойчивых алгоритмов, обеспечивающих информационное резервирование. Распределенная архитектура на практике неприменима к отдельному блоку регулирования ГПА, т.к. приводит к росту габаритов изделия и его стоимости. Заметим, что для интегрированной САУ ГПА такое решение вполне применимо. Два других решения рассмотрим подробнее.

СТРУКТУРНОЕ РЕЗЕРВИРОВАНИЕ ЦЕНТРАЛЬНОГО КОНТРОЛЛЕРА

Центральный процессорный модуль и сигнальные модули контроллера являются критичными узлами системы с точки зрения работоспособности. Для обеспечения устойчивости к одиночным отказам в непрерывном режиме работы необходимо дублирование этих устройств.

При проектном анализе надежности системы применяется математический аппарат Марковских графов [4]. Вершины такого графа отображают состояния системы, дуги – переходы между состояниями. Каждое состояние характеризуется вероятностью нахождения в нем, а каждый переход – мерой "интенсивности", т.е. скорости изменения вероятности. По построенному графу составляется система дифференциальных уравнений, результат решения которой – графики

изменения вероятностей во времени. Анализируя полученные графики, можно рассчитать время наработки на отказ, время безотказной работы с заданной вероятностью, частоту ремонтов (а отсюда – потребность в ЗИП) и другие показатели, характеризующие работу системы.

Здесь уместно сделать небольшое отступление, касающееся применяемых показателей надежности систем. Чаще всего при анализе надежности применяется единственный показатель – среднее время наработки на отказ. Проблема в том, что этот показатель годится для сравнительного анализа в единственном случае: когда характер изменения вероятности безотказной работы во времени у сравниваемых изделий одинаков. Так, для простых изделий с состояниями "норма-отказ" обычно принимается экспоненциальный характер падения вероятности безотказной работы. Математический смысл показателя "среднее время наработки на отказ" – площадь под кривой, описывающей зависимость вероятности безотказной работы от времени. В то же время различные архитектурные решения (например, резервирование) изменяют вид этой кривой, иногда довольно существенно. При одинаковом среднем времени наработки на отказ (одинаковой площади под кривой) может получаться разное время, за которое вероятность безотказной работы снизится до некоторой "допустимой" величины, например, 0.99. На рис. 4 показан пример таких кривых. Среднее время наработки на отказ в примере одинаково для двух систем и составляет 300 ч, но на практике эксплуатация таких систем будет неравнозначной в смысле вероятности отказа, т.к. во втором варианте вероятность безотказной работы падает гораздо медленнее в начале эксплуатации системы.

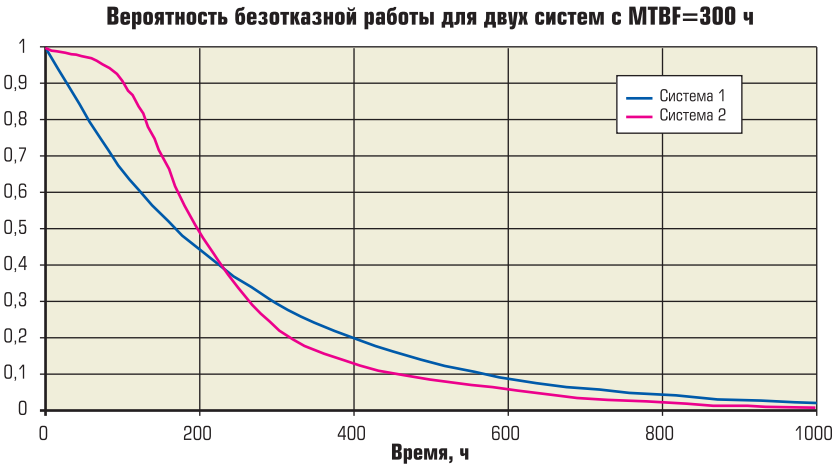


Рис. 4. Вероятность безотказной работы для двух систем с одинаковым временем средней наработки на отказ

Из приведенных рассуждений следует вывод: показатель "среднее время наработки на отказ" недостаточно информативен, когда речь идет о сложных устройствах и системах. Более информативно время безотказной работы с заданной вероятностью. Для его расчета необходимо построение графа состояний и переходов (рис. 5, 6), параметризация этого графа и решение системы уравнений, описывающих вероятности нахождения в различных состояниях.

На приведенных графах использованы следующие обозначения: λ – показатель интенсивности отказов одного контроллера; μ – показатель интенсивности ремонта (включая обнаружение отказа); c – вероятность срабатывания схемы резервирования (в идеале равна 1).

На показанных графах состояний и переходов (рис. 5, 6) необходимо отметить наличие так называемых "поглощающих" состояний (состояния, у которых отсутствуют исходящие стрелки). Переход в такое состояние означает отказ, т.е. прекращение выполнения основной функции системы. Естественно, обратный переход из поглощающего состояния возможен – это ремонт, но в нерезервированной системе ремонт может быть осуществлен только после аварийного оста-

Рис. 5. Граф состояний нерезервированной системы

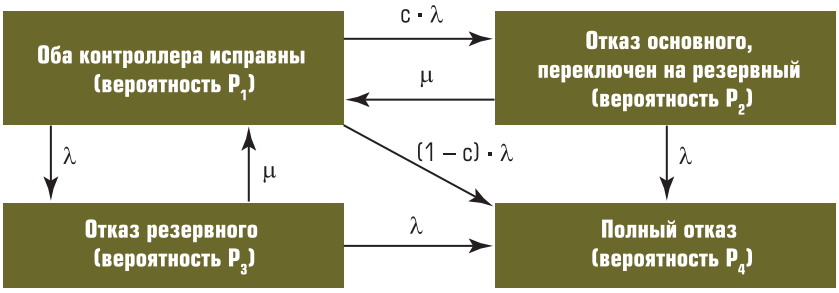


Рис. 6. Граф состояний системы с горячим резервированием

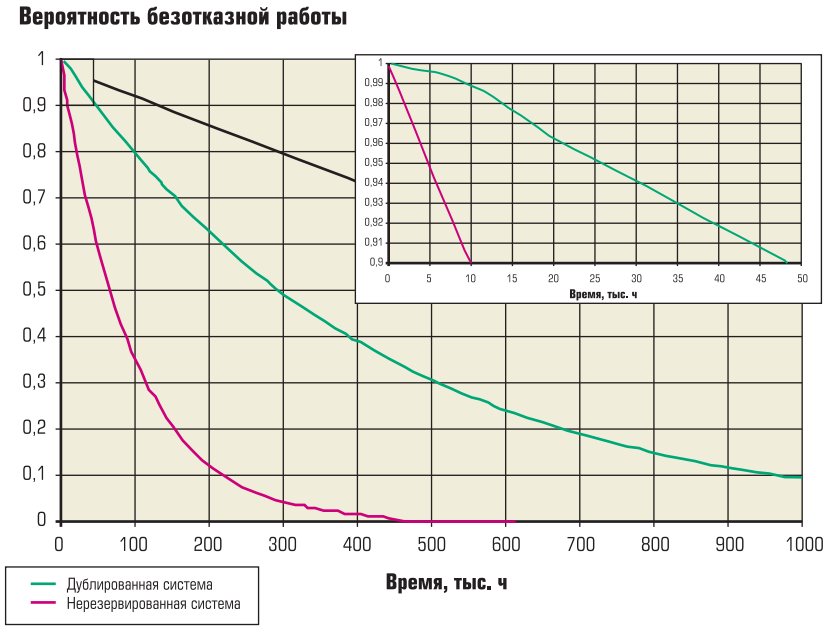


Рис. 7. Вероятности безотказной работы для системы со средним временем наработки на отказ 100000 ч для одиночного контроллера

нова ГПА, поэтому в расчетной схеме такой переход не рассматривается.

Основное отличие резервированной системы в том, что одиночный отказ не приводит к отказу с точки зрения выполнения функций системы. Происходит переключение на резерв, и работа продолжается. Для обслуживаемых систем важно еще и то обстоятельство, что отказавший модуль может быть отремонтирован “на ходу”. В силу этого у резервированной системы вероятность безотказной работы уменьшается намного медленнее по сравнению с одиночной системой. По графам состояний составляются системы уравнений, решение которых – зависимость вероятности безотказной работы от времени. Полученные графики для системы со средним временем наработки на отказ 100 000 ч для одиночного контроллера приведены на рис. 7.

Надо отметить, что при наработке 100000 ч в нерезервированной системе вероятность отказа достигает 2/3. Это не является ошибкой, но этот вывод бывает довольно неожиданным для людей, недостаточно глубоко знакомых с теорией надежности. Особый интерес представляет “вершина” графика – изменение вероятности безотказной работы в начале работы обеих систем. Если рассмотреть этот участок графиков, то видно, что в резервированной системе вероятность безотказной работы падает гораздо медленнее. Уровень вероятности 0,99 достигается за время 10000 ч, а не 2000 ч, как в нерезервированной системе.

Цель данного раздела не в том, чтобы убедить читателя в необходимости всегда применять резервированную систему. Выводы, которые хочется сделать, следующие:

- часто применяемый показатель надежности “среднее время наработки на отказ” недостаточно информативен;
- вероятность безотказной работы, которая важна в реальной эксплуатации, может изменяться по-разному в зависимости от архитектуры системы;
- заказчик вправе требовать от поставщика полноценный расчет надежности, основанный на Марковских графах;
- в некоторых отраслях (например, судостроении) имеются наработанные приемы обеспечения надежности систем, закрепленные в нормативно-технических документах. Этот положительный опыт вполне может быть применен и в других областях, связанных с повышенной опасностью.

ОТКАЗОУСТОЙЧИВЫЕ АЛГОРИТМЫ УПРАВЛЕНИЯ

ГПА является объектом повышенной опасности, поэтому он имеет развитую систему датчиков, обеспечивающую работу системы аварийных защит и ограничительных регуляторов. Как всякое оборудование, датчики имеют конечную надежность и при работе возможны их отказы. При этом предъявляются противоречивые требования к реакции автоматики на такие отказы: с одной стороны, отказ датчика означает отсутствие защиты и ограничения по этому параметру. Следовательно, безопасность работы ГПА нарушается, а значит, должен быть выполнен аварийный останов для перевода оборудования в безопасное состояние. С другой стороны, в некоторых случаях параметры ГПА частично дублируют друг друга, например, давление за компрессором двигателя пропорционально частоте вращения турбины газогенератора. Поэтому аварийная защита и ограничение режима работы двигателя может выполняться по оставшимся исправным каналам. Получается, что работа двигателя с частью отказавших датчиков в некоторых случаях допустима, при этом ремонт измерительного канала может быть выполнен “на

ходу", а отклонения от заданного режима работы газопровода не произойдет.

По многолетнему опыту основную часть отказов измерительных каналов составляют обрывы жил в кабелях, отсутствие контакта в клеммниках и другие подобные причины, легко устраняемые при своевременном обнаружении. Отказы датчиков и измерительных преобразователей происходят реже, причем они тоже могут быть быстро устранены простыми мероприятиями при наличии необходимых запчастей. Отказы же сигнальных модулей контроллеров являются чрезвычайно редкими событиями. Таким образом, большинство отказов измерительных каналов могут быть устранены силами персонала компрессорной станции без остановки ГПА и без нарушения режима транспортировки газа.

При разработке системы топливного регулирования необходимо ранжировать отказы измерительных каналов по важности и предусматривать различную реакцию на отказы: при некоторых отказах выполнять аварийный останов, а при части отказов – отключать соответствующие аварийные защиты и контуры регулирования и снова включать их после ремонта канала. Разумеется, такие отключения и включения должны выполняться безударно, без изменений положения регулирующего клапана.

В регуляторе разработки ООО "НПК "ЛЕНПРОМАВТОМАТИКА" предусмотрена реакция "аварийный останов" на отказ каналов измерения температуры продуктов сгорания, как наиболее ответственных каналов. Отказ всех остальных каналов измерения не приводит к останову и изменению режима работы ГПА. Например, при отказе канала измерения частоты вращения силовой турбины происходит переход на регулирование по частоте вращения турбины газогенератора, при отказе всех датчиков частоты вращения – на регулирование по температуре продуктов сгорания и т.д. На некоторых типах ГПА, в частности на ГТК-10-4, предусматривается также возможность ручного дистанционного управления регулирующим клапаном на работающем агрегате. При таком режиме выполняется аварийная защита и ограничение режима по тем параметрам, каналы измерения которых исправны. На более динамичных ГПА с двигателями авиационного типа дистанционное управление предусматривается только на остановленном агрегате для тестирования топливного клапана.

БЛОК РЕГУЛИРОВАНИЯ ГПА РАЗРАБОТКИ ООО "НПК "ЛЕНПРОМАВТОМАТИКА"

Блок регулирования ГПА (БР ГПА) был разработан ООО "НПК "ЛЕНПРОМАВТОМАТИКА" как отдельное функционально законченное изделие, обменивающееся данными с САУ ГПА по каналу Modbus RTU и по физическим линиям (рис. 8). Для отображения работы системы регулирования и возможности задания уставок обеспечивается обмен данными с АРМ оператора ГПА по Ethernet-каналу с использованием протокола Modbus/TCP. При согласовании протоколов обмена данными БР ГПА может работать с любым типом современной САУ ГПА. Программное обеспечение БР является достаточно гибким и может быть легко адаптировано под различные типы ГПА.

Объектом управления БР является ГПА типа ГТК-10-4. Агрегаты этого типа морально и физически устарели, тем не менее они составляют большую часть парка ГПА ОАО "Газпром".

Рис. 8. Блок регулирования ГПА разработки и производства "НПК "ЛЕНПРОМАВТОМАТИКА"

Полная замена таких агрегатов требует чрезвычайно больших вложений и нецелесообразна. Поэтому повсеместно проводится их модернизация с заменой проточной части турбогруппы и топливной аппаратуры, реконструкцией рекуператоров и камер сгорания и т.д. Важной частью модернизации является замена автоматики. В настоящее время типовым вариантом автоматики для этого типа ГПА является релейная система А-705, дополненная системой топливного и антипомпажного регулирования фирмы "Compressor Controls Corporation" Series 3 или Series 4. В качестве топливного регулирующего клапана используется клапан "Amot"; на полнонапорных нагнетателях в качестве антипомпажного клапана установлен клапан фирмы "Mokveld". Релейная автоматика отличается низкой надежностью и примитивным отображением информации, в результате происходят ложные остановы и невыполненные пуски по вине автоматики. Также затруднен анализ аварийных остановов по отказам основ-

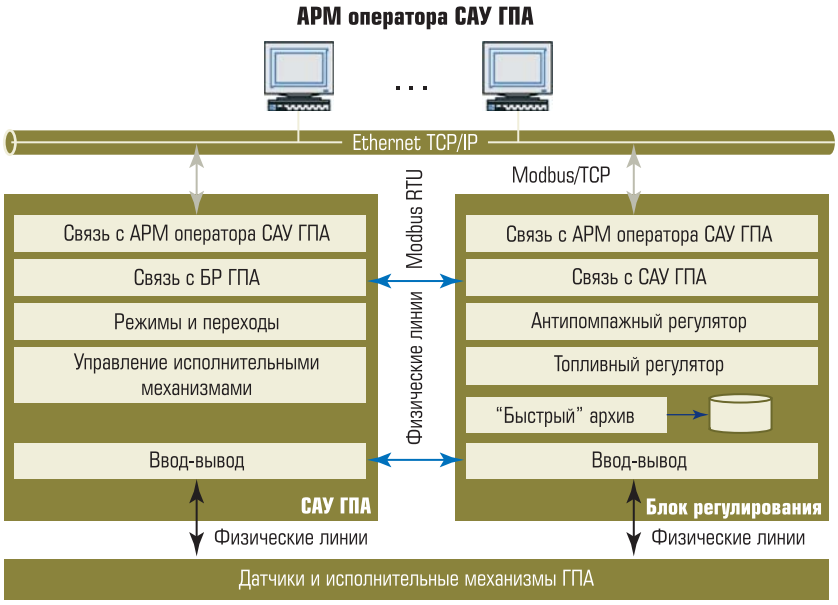


Рис. 9. Структура блока регулирования ГПА и его место в системе

ного оборудования, так как средства архивирования информации вообще отсутствуют. Запасные части для устаревших САУ не выпускаются.

Системы регулирования Series 4 вполне работоспособны, но есть проблема ремонтов и отсутствия технической поддержки устаревшего оборудования. Все это приводит к тому, что при модернизации ГПА целесообразна полная замена автоматики вместе с системой регулирования.

БР ГПА разработки НПК "ЛЕНПРОМАВТОМАТИКА" отличается следующими характеристиками:

- выполняется регулирование частоты вращения силовой турбины, турбины газогенератора или температуры продуктов сгорания по выбору оператора, при этом обеспечивается точность регулирования по частоте вращения силовой турбины 3-5 об/мин, изменение по командам оператора с темпом 10 (об/мин)/с;
- осуществляется аварийная защита по частоте вращения турбин, температуре продуктов сгорания, давлению топливного газа, помпажу нагнетателя;
- предусмотрено ограничительное регулирование частот вращения турбин, температуры продуктов сгорания, давления за компрессором двигателя;
- пуск ГПА производится с плавным ограничением скорости роста температуры продуктов сгорания;
- нормальный останов ГПА выполняется с постепенным снижением частоты вращения для охлаждения двигателя;
- алгоритмы отказоустойчивого управления обеспечивают безаварийную работу при отказах датчиков;
- антипомпажное регулирование нагнетателя обеспечивает ограничение расстояния до границы помпажа, давления на выходе нагнетателя, степени сжатия нагнетателя;
- автоматизировано проведение помпажного тестирования и обеспечена антипомпажная защита путем распознавания срыва потока в нагнетателе;
- выполняется регулирование параметров технологического процесса: производительности нагнетателя, давления на выходе нагнетателя, степени сжатия нагнетателя;
- аварийный "быстрый" архив хранится в контроллере с частотой дискретизации 25 мс и передается на АРМ оператора ГПА для отображения и архивирования в базе данных.

БР выполнен на PC-совместимых контроллерах Fastwel по требованию унификации с САУ ГПА другого поставщика. Контроллеры дублированы и реализуют схему "горячего" резервирования. В контроллере используется операционная система реального времени QNX. Прикладное программное обеспечение – собственная разработка фирмы-изготовителя. Компоновка БР оптимизирована для размещения на месте старых стоек агрегатной автоматики А-705 (рис. 9).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Создание эффективной системы регулирования для ГПА с газотурбинным приводом – сложная техническая задача. Предметом разработки многих фирм являются системы автоматического антипомпажного и топливного регулирования, но результат зависит от того, насколько успешно разработчик сочетает понимание технологического процесса и опыт создания систем управления. Обеспечение надежности – важная задача при создании систем управления для потенциально опасных объектов. К сожалению, часто этой задаче уделяется недостаточное внимание, и надежностное конструирование с осмысленным выбором показателей надежности подменяется формальным расчетом по типовым методикам. При разработке БР ГПА применена методика проектного анализа надежности, успешно применяемая в ООО "НПК "ЛЕНПРОМАВТОМАТИКА".

ООО "НПК "ЛЕНПРОМАВТОМАТИКА" разработан и внедрен блок регулирования для ГПА типа ГТК-10-4. Блок регулирования выполняет функции топливного и антипомпажного регулирования, его характеристики позволяют решать эти задачи для любого типа ГПА с минимальными изменениями аппаратуры и программного обеспечения.

В статье рассмотрен вопрос точного измерения частоты вращения, приведен пример построения схемы многоконтурного регулирования, описан способ автоматизированного помпажного тестирования центробежного нагнетателя. Эти и многие другие вопросы были решены при разработке блока регулирования ГПА. Эффективность работы блока регулирования подтверждена успешной эксплуатацией с осени 2007 г. В настоящее время некоторые решения, найденные в процессе разработки, запатентованы.

Список литературы

1. *Михайлов А. К., Ворошилов В.П.* Компрессорные машины: учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. 288 с.
2. *Альбом* характеристик центробежных нагнетателей природного газа /ВНИИГаз. – М.:1985.
3. *Рутковский В.Ю. и др.* Адаптивные системы управления газотурбинными двигателями летательных аппаратов . – М.: издательство МАИ, 1994.
4. *Диллон Б., Сингх Ч.* Инженерные методы обеспечения надежности систем. – М.: Мир, 1984. – 318 с.

***Евдокимов Ярослав Андреевич** – ведущий специалист ООО "НПК "ЛЕНПРОМАВТОМАТИКА".*
Телефон +7 (812) 677-02-80, моб. телефон +7 (911) 286-72-61.
E-mail: evdokimov@lenprom.spb.ru

НОВОСТИ

Schroff®

ПЛАТФОРМА ШКАФОВ VARISTAR
Индивидуальное конфигурирование сейсмостойких шкафов

ШТРАУБЕНХАРДТ: для сложных глобальных инфраструктур требуются изделия, которые можно применять в любой точке мира. Они должны подходить также для сейсмоопасных областей и выдерживать динамические нагрузки при мобильном применении на земле, воде или в воздухе. Сейсмостойкие шкафы Varistar Seismic от компании Schroff соответствуют этим требованиям. Приобретаемые по специальному заказу ударопоглотители обеспечивают дополнительную защиту. С помощью услуг ServicePLUS можно индивидуально сконфигурировать сейсмостойкий вариант шкафа из каркасов 24 разных размеров: высотой от 24 до 47 U. Шкафы подготавливаются к отгрузке партией от одной штуки в течение 10 рабочих дней.

Рис. 1. Сейсмостойкий шкаф во время испытания на сейсмоустойчивость

Проведенные сейсмические испытания по стандартам ГОСТ30546.1 – 98 (испытания на сейсмостойкость при сейсмических нагрузках до 10 баллов включительно по шкале MSK-64), IEC 61 587-2 и NEBS свидетельствуют о сейсмоустойчивости платформы шкафов с усиленным каркасом до зоны 4 по Bellcore. Испытаниям подвергались шкафы размером 2000×600×600 и 2000×600×800 мм (В×Ш×Г) с нагрузкой 250 кг. Подробные протоколы испытаний доступны в Интернете на веб-сайте www.schroff.ru (Услуги. Отчеты об испытаниях).

К платформе Varistar предлагаются различные элементы облицовки и широкий ассортимент компонентов и принадлежностей. В зависимости от требований из них собирается соответствующий шкаф. 45-градусный скос каркасного профиля представляет основу концепции уплотнения для защиты от электромагнитных помех и проникновения воды и пыли. Для особо тяжелого оборудования доступны соответствующие принадлежности, рассчитанные на большие нагрузки, например, полки с повышенной устойчивостью, направляющие рельсы и т.п.

Рис. 2. Каркасный профиль Varistar с элементами жесткости

Schroff GmbH
Телефон +49 (0) 70 82 794-473.
Факс +49 (0) 70 82 794-597.
E-mail: waldemar.ruf@pentair.com
http://:www.schroff.ru

Логотип Emerson является торговым и сервисным знаком компании Emerson Electric Co. © 2005 Emerson Electric Co.
Rosemount и логотип Rosemount являются зарегистрированными товарными знаками Rosemount Inc.

У Вас ответственный процесс и промахи недопустимы? Требуется оперативная информация о состоянии процесса, но нет возможности заглянуть в резервуар?

Метод проб и ошибок не подходит для ответственных технологических процессов! Поэтому волноводные уровнемеры Rosemount 5300 и бесконтактные уровнемеры Rosemount 5400 специально разработаны для работы в технологических процессах с широким спектром условий. Возможности расширенного конфигурирования и оперативной диагностики позволят обеспечить непрерывные и надежные измерения, высокую безопасность, а также снижение объемов обслуживания и времени простоев. Познакомьтесь с уровнемерами Rosemount 5300 и 5400 ближе! Удостоверьтесь, что Emerson предлагает Вам и Вашему бизнесу действительно надежные и передовые решения: www.metran.ru/5400

ROSEMOUNT®

EMERSON™
Process Management

EMERSON. CONSIDER IT SOLVED.™

А ЧТО У ВАС В РЕЗЕРВУАРЕ? МОЩНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДИАГНОСТИКИ УРОВНЕМЕРОВ ROSEMOUNT

В. ГРИГОРЧУК (Компании Метран, Emerson Process Management)

На рынке представлено множество различных средств измерения уровня разных производителей, сходных по принципу действия, функциональности, конструкции и так далее. Их отличает интеллектуальная “начинка”, позволяющая работать со средством измерения как с технологической единицей, способной общаться с операторами, своевременно предоставляя необходимую информацию не только о переменных процесса в конкретной точке измерения, но и вести оперативную диагностику с целью предупредительного обслуживания и исключения остановов. Интеллектуальность и расширенные диагностические возможности средств измерений – это не дань современной моде, а необходимые инструменты для обеспечения непрерывности процессов и безопасности производства, сокращения издержек, связанных с обслуживанием КИП. Этому и посвящен краткий обзор инструментов диагностики уровнемеров Rosemount.

Многие знают из практики, что радарные уровнемеры Rosemount от компании Emerson Process Management имеют расширенные диагностические возможности, позволяющие инженерам КИПиА проводить диагностику состояния не только непосредственно средства измерения, но и состояния технологического процесса и обстановки в резервуаре. Посмотрим, что можно увидеть, используя такой инструмент диагностики, как график эхо-сигнала. Фактически, график является “снимком” картины, которую наблюдает радарный уровнемер. При возникновении различных проблем, зачастую, приходится собирать и систематизировать отрывочную и противоречивую информацию. Используя график эхо-сигнала, можно точно оценить обстановку внутри резервуара и принять соответствующие меры для устранения проблем, причем не только по факту их возникновения, но и превентивно.

Рассмотрим общий вид графика эхо-сигнала (рис. 1).

На графике могут наблюдаться следующие эхо-сигналы:

- опорный эхо-сигнал – это эхо-сигнал начала зонда. Уровнемер использует его как начало отсчёта. Имеет отрицательную амплитуду. Опорный эхо-сигнал должен при-

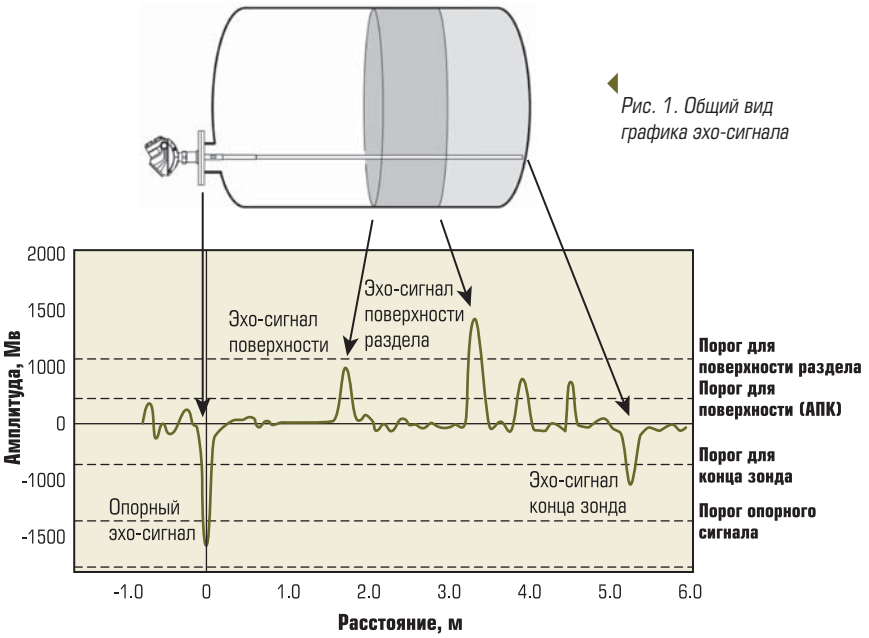


Рис. 1. Общий вид графика эхо-сигнала

Таблица 1. Амплитуда опорного импульса

Амплитуда опорного импульса		
Стандартные	Одинарные	~ 12.000 – 16.000 мВ
	Двойные	~ 9.000 – 11.000 мВ
	Коаксиальные	~ 6.000 мВ
HP/HTHP	Одинарные	~ 9.000 – 11.000 мВ
	Коаксиальные	~ 5.000 – 7.000 мВ
Зонд не присоединен		Более 20 000 мВ

Таблица 2. Пример амплитуды эхо-сигналов

Примеры амплитуды эхо-сигналов (для одинарного зонда)		
Поверхность	Нефть (ДП= ~2)	~ 2.000 мВ
	Н20 (ДП= ~80)	~ 10.000 мВ
Раздел	Нефть/Вода	~ 8.000 мВ

сутствовать практически во всех случаях, за исключением ситуации, когда зонд полностью или почти полностью погружен в среду с высокой диэлектрической постоянной (более 10);

- эхо-сигнал поверхности среды – в нормальных условиях измерения также должен присутствовать, и волноводный уровнемер измеряет по нему расстояние до поверхности и уровень продукта в резервуаре;
- эхо-сигнал поверхности раздела – присутствует при наличии в резервуаре двух слоёв сред с различной диэлектрической постоянной и может использоваться для измерения уровня поверхности раздела;
- эхо-сигнал конца зонда – является отражением микроволн от конца зонда или от груза (если зонд гибкий). Присутствует в пустом резервуаре, может присутствовать при измерении сред с низкой диэлектрической постоянной. Используется в логике работы уровнемера и может использоваться для альтернативного режима измерения сред с низкой диэлектрической постоянной.

Каждый из этих эхо-сигналов может быть оценен по амплитуде, полярности и общей форме, и, следовательно, по этим характерным особенностям ситуация в резервуаре может быть оценена вполне однозначно.

Рассмотрим более подробно каждый из этих эхо-сигналов.

ОПОРНЫЙ ЭХО-СИГНАЛ

Его присутствие на графике эхо-сигнала обязательно и свидетельствует, что уровнемер “запускает” микроволновые импульсы в резервуар. Амплитуда опорного эхо-сигнала зависит от типа зонда. Для одинарных и двойных зондов амплитуда опорного эхо-сигнала зависит от высоты/диаметра патрубка, в который установлен уровнемер (табл. 1).

Таким образом, по амплитуде опорного импульса можно судить о типе зонда и, зная его “нормальную” амплитуду, можно диагностировать возможные проблемы (например, избыточную конденсацию или обмерзание патрубка изнутри).

ЭХО-СИГНАЛ ПОВЕРХНОСТИ И ПОВЕРХНОСТИ РАЗДЕЛА

Его амплитуда зависит и от типа зонда уровнемера, и от диэлектрической постоянной измеряемой среды. На величину амплитуды также влияет состояние поверхности (пена, волнение) и состояние самой среды (кипение). Зная среду и ее диэлектрическую постоянную, можно оценить текущую обстановку в резервуаре (заполнен ли он), оценить саму среду (нефть или вода) (табл. 2).

Пример работы с графиком эхо-сигнала приведён ниже (рис. 2). Уровнемер Rosemount 5302 установлен в резервуар (РВС) высотой 12 м и должен измерять уровень взлива и уровень поверхности раздела. Уровнемер “отказывается” измерять раздел и инженеры КИПиА сомневаются в показаниях уровнемера.

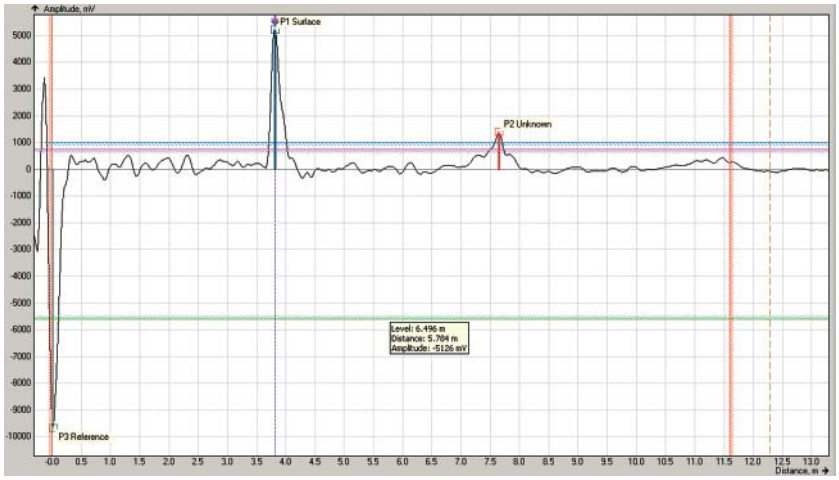


Рис. 2. График эхо-сигнала

На графике эхо-сигнала присутствуют два эхо-сигнала, но уровнемер не распознаёт эхо-сигнал P2 как сигнал поверхности раздела. На самом деле эхо-сигнал поверхности – не от нефти, а от эмульсии или воды (амплитуда 5000 мВ слишком большая (в два раза) для нефти), игнорируемый эхо-сигнал – двойное отражение от верхней поверхности и, таким образом, можно констатировать, что разделения на нефть и воду в резервуаре не происходит.

Таблица 3. Полярность импульса конца зонда

Полярность импульса конца зонда		
Одинарный	Жесткий	Отрицательный
	Гибкий	Отрицательный
	Гибкий, закрепленный к металлическому резервуару	Положительный
	Гибкий, закрепленный к неметаллическому резервуару	Отрицательный
	Гибкий/жесткий с тефлоновым центровочным диском	Отрицательный
	Гибкий/жесткий со стальным центровочным диском	Положительный
Двойной	Гибкий (как с тефлоновым диском, так и без него)	Положительный
	Жесткий	Отрицательный
Коаксиальный		Отрицательный

ЭХО-СИГНАЛ КОНЦА ЗОНДА

Несёт полезную информацию об обстановке в резервуаре. Эхо-сигнал конца зонда может иметь как положительную полярность, так и отрицательную. Это зависит от того – заземлен ли конец зонда. Металлические центровочные диски также влияют на полярность конца зонда. Возможные случаи приведены в таблице ниже (таблица 3).

При заполнении резервуара средой поведение эхо-сигнала конца зонда будет зависеть от диэлектрической постоянной среды. Если среда обладает низкой диэлектрической проницаемостью, то эхо-сигнал конца зонда будет “отдаляться” от своего реального положения. Если же среда обладает высокой диэлектрической проницаемостью, то сигнал конца зонда быстро уменьшится в амплитуде и исчезнет уже при небольших уровнях среды в резервуаре. Положение эхо-сигнала зонда поможет дать однозначную оценку – заполнен или пуст резервуар, или, что бывает чаще, выносная камера, отводные трубы которой могут быть блокированы осаждениями.

Приведены два графика для выносной камеры. Правая красная вертикальная полоса на графике обозначает физический конец зонда. На рис.3 эхо-сигнал конца зонда находится на расстоянии практически равным физической длине зонда. Это означает, что микроволновые импульсы распространяются в воздухе, и выносная камера практически полностью пуста. На рис. 4 эхо-сигнал конца зонда смещен относительно реального положения на 0,8 м. Несмотря на отсутствие эхо-сигнала поверхности среды, можно сделать вывод о том, что камера не пустая, и если обратить внимание на амплитуду опорного эхо-сигнала и сравнить ее с графиком, приведенным слева (график №2), можно увидеть, что она уменьшена на 1000 мВ. Произошло это из-за того, что камера полностью заполнена нефтью, и эхо-сигнал поверхности был “съеден” опорным эхо-сигналом, когда поверхность нефти приблизилась к началу зонда.

Приведенные примеры являются лишь частью полезной информации, которую можно почерпнуть из инструментов диагностики радаров Rosemount. Ведь несмотря на то, что Emerson

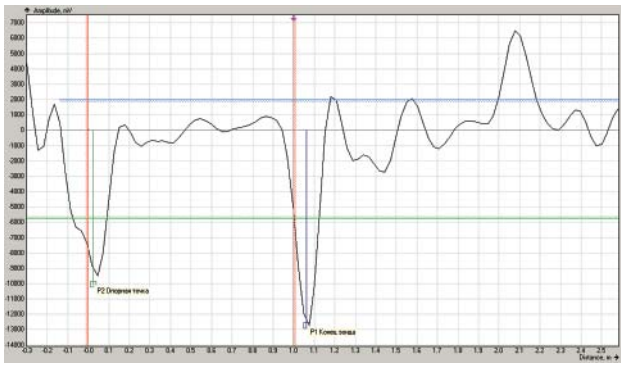


Рис. 3. График пустой выносной камеры

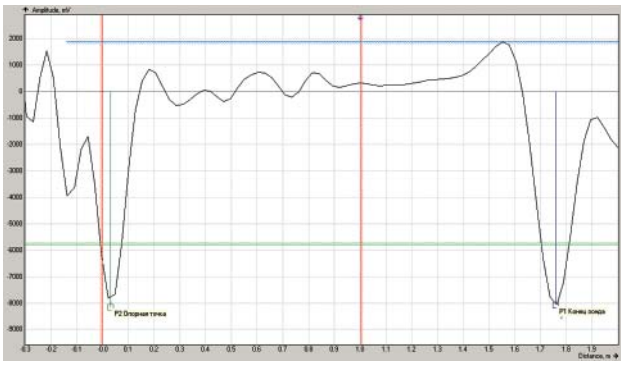


Рис. 4. График полной выносной камеры

Process Management сравнительно недавно работает в направлении радарной уровнеметрии для технологических измерений, компанией уже накоплен значительный опыт диагностики и решения проблем эксплуатации радарных уровнемеров. Инструменты диагностики являются неотъемлемой частью радарных уровнемеров Rosemount и позволяют задействовать весь интеллект и возможности цифровых технологий Emerson Process Management, а значит, сделать Ваш технологический процесс эффективным, производительным и безопасным!

Более подробную информацию – Вы можете получить на сайте www.metran.ru или в Центре Поддержки Заказчиков по тел. (351) 247-16-02, 247-1-555. Заказ можно разместить в любом из региональных представительств компании (контакты доступны на www.metran.ru, раздел Контакты). Мы также приглашаем Вас посетить Школу Автоматизации на базе ПГ "Метран", где в течение трех дней можно узнать о всех средствах измерений компании. Этот бесплатный курс включает работу с действующим оборудованием и экскурсию по предприятию. Даты проведения Школы – на сайте www.metran.ru, раздел Обучение.

Виталий Григорчук – инженер по применениям уровнемеров Rosemount.
Компании Метран, Emerson Process Management.
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

РТСофт ПОДТВЕРДИЛ СООТВЕТСТВИЕ СЕРТИФИКАТУ ISO 9001:2008

В марте 2011 года компания "РТСофт" прошла ежегодный надзорный аудит системы менеджмента качества на соответствие требованиям международного стандарта ISO 9001:2008.

Аудит провели представители одного из ведущих международных сертификационных органов – TÜV NORD CERT (Германия). Они ознакомились с итогами деятельности ряда подразделений РТСофт и положительно оценили результаты функционирования системы менеджмента качества компании за прошедший год.

Отличительной особенностью аудита в этом году стала сертификация системы менеджмента качества филиалов компаний: "УралРТСофт", "Дон-РТСофт", "Чебоксары-РТСофт" и "Протвино-РТСофт".

В заключении группы аудиторов говорится, что действующая система менеджмента качества РТСофт, включая ее филиалы, эффективно функционирует и соответствует всем требованиям ISO 9001:2008.

Стоит отметить, что продолжение планомерной работы над улучшением системы менеджмента качества – это неотъемлемая часть общей программы совершенствования системы управления компанией. Подобные действия направлены в первую очередь на повышение эффективности деятельности РТСофт и его конкурентоспособности.

Сертификат TÜV NORD CERT не только гарантирует высокое качество предоставляемых услуг и продукции компании "РТСофт", но и служит залогом доверия к компании как существующих, так и потенциальных партнеров и заказчиков.

Телефоны: (495) 742-68-28, 967-15-05.
E-mail: pr@rtsoft.ru

GAS RUSSIA

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

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ТРАНСПОРТИРОВКА, ХРАНЕНИЕ ГАЗА, СИСТЕМЫ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ»

ВЫСТАВКА GAS RUSSIA В РАМКАХ IDES

ТЕМАТИЧЕСКИЕ РАЗДЕЛЫ ВЫСТАВКИ:

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

ОФИЦИАЛЬНЫЙ ДЕЛОВОЙ ПАРТНЕР
ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

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

WWW.IDES-EXPO.RU

Закрытое Акционерное Общество
"АТЛАНТИКТРАНСГАЗСИСТЕМА"

AT/GS

МИРОВОЙ УРОВЕНЬ АВТОМАТИЗАЦИИ НЕПРЕРЫВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

- ПРОЕКТИРОВАНИЕ
- ПОСТАВКА
- ИНЖИНИРИНГ
- МОНТАЖ
- ПУСКОНАЛАДКА
- ОБУЧЕНИЕ
- СЕРВИС

СПУРТ

ПРОГРАММНО - ТЕХНИЧЕСКАЯ ПЛАТФОРМА ДИСПЕТЧЕРСКИХ ПУНКТОВ

- *Диспетчерские пункты различного уровня и структуры*
- *Программные комплексы АСУТП диспетчерского управления*
- *Тренажерный комплекс подготовки диспетчеров*
- *Системы поддержки принятия диспетчерских решений и обнаружения утечек*

НА РЫНКЕ АВТОМАТИЗАЦИИ С 1992 ГОДА

СИСТЕМА ЛИНЕЙНОЙ ТЕЛЕМЕХАНИКИ СТН - 3000

- *Газовые и нефтяные промыслы*
- *Магистральные газо-, нефте- и продуктопроводы*
- *Газораспределительные и газоизмерительные станции*
- *Станции подземного хранения газа*
- *Насосные станции*
- *Тепловые и энергосети*

ЗАО "АтлантикТрансгазСистема": *109388, Москва, ул. Полбина, 11*
Тел./факс: (495) 660-0802 (многоканальный)
E-mail:atgs@atgs.ru, Http: //www.atgs.ru

СТАНДАРТ EDIG@S: ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ

Н.К. БОГДАНОВ (ЗАО “АтлантикТрансгазСистема”)

Протокол Edig@s лежит в основе коммуникаций между многими газовыми компаниями в Европе. Какие возможности он предоставляет и что сдерживает его применение в России?

В 1983 г. европейские газовые компании – операторы связанных между собой газопроводов Германии, Нидерландов, Бельгии и Франции подписали соглашение о стандартизации протокола взаимного обмена данными между диспетчерскими центрами. С течением времени к данному соглашению присоединялись компании других стран и в 1996 году была сформирована рабочая группа специалистов, которая с учетом накопленного опыта выработала первую версию стандарта Edig@s [1].

Edig@s предназначен, в первую очередь, для регламентного обмена технологической и коммерческой информацией об ожидаемых и осуществленных поставках газа, для балансирования работы связанных газопроводных систем, а не передачи потока данных реального времени с целью текущего контроля и управления. Edig@s – это прикладной протокол, каждое Edig@s-сообщение физически – это файл, и обмен ими может происходить с использованием e-mail, протоколов FTP, AS2 и т.п.

Предприятия российской газовой отрасли также, естественно, согласовывают режим эксплуатируемых ими магистральных газопроводов и обмениваются для этого данными, но на сегодняшний день принятого стандарта для этих целей нет ни в России в целом, ни внутри группы “Газпром”. Реализация каждого из этих обменов определяется технической политикой более главного участника, выбирается компанией-подрядчиком или системным интегратором, исходя из коньюктурных соображений или даже просто придумывается с нуля инженерами-программистами, хотя для обмена с европейскими партнерами ООО “Газпром экспорт” использует Edig@s. Возможно ли использовать этот стандарт и внутри России, чтобы достичь известных выгод унификации: распространения лучших практик, снижения издержек и роли человеческого фактора? Для ответа на этот вопрос рассмотрим технические и организационные детали Edig@s-коммуникации.

ТИПЫ СООБЩЕНИЙ

“Руководство по реализации сообщений Edig@s” [2] определяет три группы сообщений, введенных не умозрительно, а для автоматизации определенных бизнес-процессов европейского газового рынка, определяемых, в свою очередь, действующими в ЕС правилами регулирования:

- связанные с продажей газа: AVAILY, REQEST, REQRES;
- связанные с функционированием инфраструктуры: NOMINT, NOMRES, DELORD, DELRES, CHACAP, IMBNOT, ALOCAT, GASDAT, ACCPOS, INSTRN, TRAADV, BALMAN;
- общие сообщения: CONTRL, APERAK.

Поскольку некоторые из европейских правил не имеют аналогов в России, то сообщения, используемые для он-лайн купли-продажи газа (AVAILY, REQEST, REQRES), и тем более для переуступки прав использования пропускной способности некоторого узла сети (TRAADV) или динамического привлечения газа с рынка компанией, ответственной за сбалансированность сети (BALMAN), вряд ли могут быть применены. Но в основном инфраструктурные сообщения используются для взаимодействия компаний-операторов магистральных газопроводов (SO – System Operator) с другими заинтересованными сторонами. Например, владельцы газа должны ежесуточно направлять SO планы поставки газа на следующий день, с детализацией по часам. Формат передачи этих планов (заявок, также

используется термин “номинации”) определен как сообщение NOMINT. В свою очередь, SO подтверждает принятие заявки сообщением NOMRES, однако если поданная заявка затрагивает граничные узлы сети, то перед подтверждением он связывается со смежным SO для согласования транзита, используя сообщение DELORD и получая в ответ DELRES. Для передачи фактических данных служит сообщение ALOCAT – объем газа, измеренный в некоторой точке, делится пропорционально поданным ранее заявкам на транспортировку/распределение газа через эту точку сети. Соответственно, каждый владелец газа уведомляется о своей доле в общем фактическом потоке, что необходимо для сравнения ранее поданного плана с фактом, так как расхождения приводят к штрафам. Для окончательных расчетов используются сообщение-уведомление о небалансе IMBNOT, сведения о состоянии счета ACCPOS.

Наименее специализированным является GASDAT – сообщение, предназначенное для отправки массивов фактических значений. Предусмотрено шесть кодов, детализирующих тип передаваемых данных, среди них:

- 51G – технологические данные (давление, температура, мгновенный расход, состав газа...);
- 87G – значения расходов газа за некоторый период (предусматривается передача данных как в единицах измерения объема, так и энергии);
- 88G – сведения о погоде (температура в некоторой точке за период).

Остальные коды (89G, 90G, 91G) определяют использование GASDAT-сообщения для более специализированных случаев информирования о распределении измеренных объемов газа между отдельными владельцами или покупателями газа.

Далее структура GASDAT рассмотрена подробно и не вызывает сомнений, что режимные технологические данные, включаемые в журнал диспетчера газотранспортного, газодобывающего предприятия или его филиала и передаваемые в часовом/2-часовом, суточном и месячном циклах, могут быть упакованы в формат этого сообщения. Режимные технологические данные передаются не только в рамках филиал – центр, но и между предприятиями соседних регионов и между ОАО “Газпром” или его дочерними газотранспортными предприятиями и национальными компаниями Казахстана, Финляндии, Эстонии и других государств...

В российских условиях, в частности, в ОАО “Газпром”, могут быть применены также сообщения NOMINT/NOMRES – для рассылки плана транспорта газа, а также более детальных заданий по требуемым объемам поставки газа потребителям от подразделений Газпрома, непосредственно продающих газ по дочерним газотранспортным и газодобывающим обществам. Пара сообщений DELORD/DELRES может быть использована для согласования соседними предприятиями объема газа, переданного одним другому по каждому из совместно эксплуатируемых газопроводов. В некоторых случаях организационные различия не позволяют применить Edig@s-сообщение. Например, для передачи инструкций (диспетчерских заданий в российской терминологии) стандартом предусмотрено сообщение INSTRN, однако его формат предусматривает только возможность указать целевое значение объема/количества энергии поставляемого газа в некотором определенном узле ГТС, но не закодировать указание вида “Включить 4-й ГПА в КЦ2” или подобное. Это связано с тем, что в Европе центр принятия технических решений по эксплуатации оборудования практически всегда совмещен с местонахождением непосредственных операторов технических систем.

СТРУКТУРА СООБЩЕНИЙ

Edig@s был разработан как специализированный стандарт электронного обмена данными (EDI) для газовых компаний, при этом за основу был взят универсальный стандарт EDIFACT, в соответствии с которым каждое сообщение представляется как текстовый файл определенной структуры. Каждая строка в файле рассматривается как сегмент сообщения определенного типа, определяемого трёхбуквенным кодом. Любое сообщение должно начинаться с сегментов UHM (общий заголовок), BGM (идентификатор сообщения), DTM (метки времени). Далее, в приведенном ниже примере сообщения GASDAT следуют идентификаторы отправителя и получателя сообщения; строка 8 разделяет заголовок и тело сообщения. В блоке данных (строки 9-13) также выделяется заголовок – идентификатор места измерения параметра. Наконец, строки 12, 13 – собственно значение и его метка времени (момент непосредственного измерения или в приведенном примере – период, когда параметр считается имеющим указанное зна-

чение, что как раз подразумевается при передаче режимной информации). В сообщении может быть передано как несколько пар строк значение/метка времени для одного параметра в составе одного блока данных, так и произвольное количество блоков данных.

1	UNH+1+MSCONS:D:05B:UN:EGG004'
2	BGM+51G::ZEW+GASDAT20110306A00007+9'
3	DTM+Z05:0:805'
4	DTM+137:201106031204:203'
5	DTM+Z01:201106031200201106031400:719'
6	NAD+ZSV+GTVolgogUFKalach::ZZZ'
7	NAD+ZSO+GTVolgogUC01disp::ZZZ'
8	UNS+D'
9	NAD+ZTS+VlgKlhKS29::ZSO'
10	LOC+Z17+VlgKlhKS29::ZSO+VlgKlhKS29t_Pout::ZSO'
11	LIN+1'
12	QTY+ZAQ:6.78:MPA'
13	DTM+273:201106031200201106031400:719'
14	UNT+14+1'

Метки времени, идентификаторы и собственно передаваемое значение достаточно легко считываются при просмотре файла, но сразу же возникает вопрос о назначении массы трехсимвольных кодов: ZEW, ZSO, ZZZ, 805, 719 и других. Данные коды определены в стандарте и задают семантику сегмента, тип значения, функциональную роль организации или организацию, назначившую идентификатор. Детализацию семантики легко проиллюстрировать на примере DTM-сегментов. Так, Edig@s определяет, что DTM+Z05 кодирует сегмент, определяющий тип используемого времени (обычно UTC); DTM+137 – дату создания сообщения; DTM+Z01 – период времени, охватываемый сообщением; DTM+273 – период времени, в течение которого указанное в предыдущей строке значение не считается устаревшим. Кодирование типа значения применяется как по отношению к физическим величинам (код MPA в строке 12 определяет единицу измерения давления), так и к меткам времени (код 203 в строке 4 соответствует формату YYYYMMDDHHMM).

Функциональные роли участников газового рынка присутствуют в сегментах, описывающих отправителя и получателя сообщения, а также объект, состояние которого характеризуется передаваемым значением. Количество определённых стандартом ролей достаточно велико, и они охватывают все возможные в рамках современного европейского регулирования варианты, например, ZSO – оператор магистральных газопроводов, ZSV – оператор участка распределения газа, ZSX – компания, ответственная за функционирование определенной балансовой зоны и т.п.

В приведенном примере в строках 6, 7, 9 и 10 указаны идентификаторы отправителя и получателя сообщения, объекта и места измерения параметра. После каждого идентификатора следует трёхбуквенный код (ZSO, ZZZ), который определяет, кто назначил данный идентификатор. Стандартом предусмотрены следующие варианты:

- 9, 305, 321 – международные организации (GS1, ENTSO-E, рабочая группа Edig@s);
- 331 – саморегулируемая организация газовой промышленности Германии;
- ZSO – идентификатор присвоен SO;
- ZZZ – идентификатор используется по соглашению между взаимодействующими сторонами.

Назначение идентификаторов – важная часть работы группы Edig@s, далее в статье рассмотрены цели, основания и принципы этой деятельности. Нельзя не отметить гибкость, предоставляемую стандартом, хотя для каждого сообщения нужно задать определённый минимум обязательных свойств (сегментов), но предусмотрена и необязательная возможность включения дополнительных свойств. В приведенном примере к значению и метке времени можно было бы добавить еще одну строку – статус параметра (например: значение достоверно).

14	STS+02G::ZEW+15G::ZEW'

Однако из приведенного выше примера EDIFACT-файла совершенно непонятна вложенность одних блоков данных в другие, хотя она, безусловно, присутствует (рис. 1).

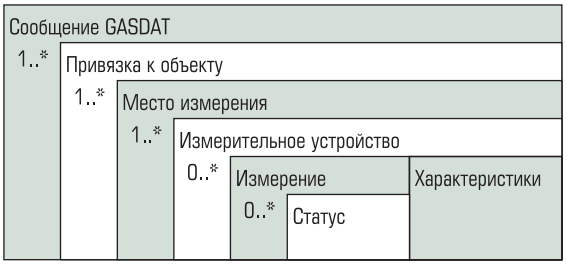


Рис. 1. Структура GASDAT-сообщения

Явное выделение иерархической структуры сообщения и самодокументируемость – наименование групп данных понятными терминами, а не аббревиатурами, обеспечивается благодаря XML-формату разметки сообщений, введенному, начиная с 4-й версии стандарта Edig@s. Таким образом, развитие стандарта следует в русле мировых тенденций; в будущем планируется полностью отказаться от сегментной записи, однако пока сохраняется использование трёхбуквенных кодов для определения семантики дискретных свойств и происхождения идентификатора.

На рис. 2 показан заголовок приведенного выше сообщения в XML-формате.

На рис. 3 показаны элементы сообщения, последовательно вложенные друг в друга: Привязка к объекту (RelevantParty) – Место измерения (Location) – Измерительное устройство (MeterInformation) – Измерение (Measurement) – Статус (Status).

ПРИСВОЕНИЕ ИДЕНТИФИКАТОРОВ

Электронный обмен данными между участниками газового рынка, в том числе между газовыми компаниями разных государств, требует не только согласованного формата сообщений, но и системы введения и публикации кодов – идентификаторов объектов предметной области, состояние

```
  <?xml version="1.0" encoding="windows-1251" ?>
- <GasdatDocument Version="1.0" Release="1"
    xmlns:xsi="http://www.w3.org/2001/XMLSchema-instance"
    xsi:noNamespaceSchemaLocation="p2-8-gasdat.xsd">
    <Identification v="GASDAT20110306A00007" />
    <Type v="51G" />
    <CreationDate v="2011-03-06T12:04:56" />
    <ValidityPeriod v="2011-03-06T12:00Z/2011-03-06T14:00Z" />
    <IssuerIdentification v="GTVolgogUFKalach" codingScheme="ZZZ" />
    <IssuerRole v="ZSV" />
    <RecipientIdentification v="GTVolgogUC01disp" codingScheme="ZZZ" />
    <RecipientRole v="ZSO" />
+ <RelevantParty>
</GasdatDocument>
```

Рис. 2. XML-запись заголовка GASDAT-сообщения

```
- <RelevantParty>
    <PartyIdentification v="VlgKlhKS29" codingScheme="ZSO" />
    <Role v="ZTS" />
  - <Location>
      <MeasurePointType v="Z17" />
      <MeasurePoint v="VlgKlhKS29t_Pout" codingScheme="ZSO" />
    - <MeterInformation>
        <LineNumber v="1" />
      - <Measurement>
          <EffectiveTimeInterval v="2011-03-06T12:00Z/2011-03-06T14:00Z" />
          <MeasurementType v="13G" />
          <MeasurementValue v="6.78" />
          <MeasureUnit v="MPA" />
        - <Status>
            <StatusType v="02G" />
            <StatusValue v="15G" />
          </Status>
        </Measurement>
      </MeterInformation>
    </Location>
  </RelevantParty>
```

Рис. 3. XML-запись тела GASDAT-сообщения

которых и является предметом информационных обменов. Такая система существует, её функционирование подробно описано в документе “Схема идентификационного кодирования в энергетике” на сайте Edig@s [3]. Данная схема применяется не только в газовой отрасли, но и электроэнергетике, и первичной организацией по назначению кодов (EIC-кодов по названию схемы, но используются и другие системы кодирования) является ассоциация операторов магистральных электросетей Европы ENTSO-E [4]. Данная ассоциация сама назначает идентификаторы и делегирует это право другим организациям – локальным офисам, обслуживающим потребности электроэнергетических отраслей отдельных стран. Назначение кодов для газовой промышленности делегировано рабочей группе EASEE-gas/Edig@s и трем специализированным локальным офисам (немецкому, венгерскому, словацкому).

Предусмотрена возможность присвоения EIC-кодов организациям – участникам газового рынка; элементам ГТС внутри сетей одного SO; граничным пунктам ГТС, эксплуатируемым различными SO и оснащенными измерителями расхода газа; ресурсным объектам. Фактически назначены коды для первых трех из них:

- участник газового рынка (тип объекта X) – участник информационного взаимодействия;
- область (тип объекта Y) – элемент ГТС внутри сети, эксплуатируемой одним TSO;
- граничный пункт (тип объекта Z) – место соединения ГТС, эксплуатируемых разными TSO, оснащенное измерителем расхода газа.

Толкование этих первоначально введённых терминов к настоящему времени расширяется с учетом реалий современной модели отношений и сущностей газового рынка ЕС. В частности, EIC-код типа Y (область) назначен виртуальным торговым площадкам, например, TTF в Нидерландах, позволяющей владельцам обмениваться газом, физически находящимся в трубах единого национального оператора ГТС. Все присвоенные EASEE-gas/Edig@s коды свободно доступны [5].

Структура всех EIC-кодов одинакова. Общая длина составляет 16 символов. Первые два символа – идентификатор офиса, назначившего данный код, для EASEE-gas/Edig@s это “21”, корневой офис ENTSO-E имеет код “10”. Далее 1 символ используется для указания типа объекта (X, Y, Z). Далее 12 символов – собственно код (допустимы заглавные буквы латинского алфавита от A до Z, цифры от 0 до 9 и символ минус “-”). Изначально предполагалось, что в качестве кода будет использоваться порядковый номер, дополненный слева нулями до 12 символов, однако в опубликованном списке есть масса кодов, содержащих и мнемонические обозначения, дополненные до 12 символов со знаком “минус”. Последний, 16-й символ формируется автоматически как контрольная сумма всех предыдущих. Кроме назначенных EASEE-gas/Edig@s EIC-кодов, при информационном обмене Edig@s-сообщениями используются и другие идентификаторы. Так, немецкий локальный офис в составе DVGW [6], также как и EASEE-gas/Edig@s, назначает EIC-коды, но кроме них еще и идентификаторы для отдельных областей балансирования [7], существующих в границах зоны обслуживания одного SO. Существенная часть этих кодов используется только немецкими газовыми компаниями, обменивающимися данными между собой.

ПЕРСПЕКТИВЫ ДЛЯ РОССИИ

Необходимо отметить, что ОАО “Газпром” и ООО “Газпром экспорт” являются членами рабочей группы EASEE-gas/Edig@s. Как упоминалось вначале, для обмена данными с западноевропейскими партнерами используется передача Edig@s-сообщений. Для пограничных объектов – десятка газоизмерительных станций на границе РФ с Белоруссией, Украиной, Финляндией – в “Списке кодов Edig@s” идентификаторы заданы. Для передачи данных между организационно-связанными диспетчерскими центрами нет никаких технических затруднений. Отсутствие реестра Edig@s-кодов для внутрироссийских объектов газовой инфраструктуры выступает сдерживающим фактором, но в реализуемых проектах всегда может быть применена некоторая частная кодировка. Однако вследствие недавних изменений государственного регулирования газовой отрасли (постановление Правительства РФ № 872 от 29.10.2010), регулирующего, в частности, раскрытие сведений о доступной мощности

газотранспортной сети, можно ожидать возникновения дискуссий о необходимости наличия единой опубликованной кодировки узлов Единой системы газоснабжения РФ. Вероятно, на базе ОАО "Газпром", его специализированного дочернего общества или, возможно, независимых структур – Российского энергетического агентства, Российского газового общества – мог бы быть организован офис, аналогичный немецкому DVGW, назначающий коды для внутрироссийского информационного обмена.

Список литературы

1. *Edig@s*. История http://www.edigas.org/edigas/content/view/11/5/lang,ru/
2. *Edig@s* Message Implementation Guidelines. Version 4.0
3. *The Energy* Identification Coding Scheme www.edigas.org/edigas/component/option,com_docman/task,doc_download/gid,43/Itemid,34/lang,english/
4. *www.entsoe.eu* – European Network of Transmission System Operators for Electricity
5. *Codelist*. www.edigas.org/edigas/component/option,com_docman/task,doc_download/gid,54/Itemid,51/lang,english/
6. *www.dvgw.de DVGW* = German Technical and Scientific Association for Gas and Water
7. *Marktkommunikation* Gas – Codierungssysteme in Deutschland www.dvgw-sc.de/fileadmin/DVGW_SC_GMBH/docs/DVGWCodesPublic/Codierungssysteme/ файл 20070629_Codierungssysteme_Marktkommunikation_Gas.pdf

***Богданов Николай Константинович** – канд. техн. наук, зав. сектором реализации комплексных проектов ЗАО "АтлантикТрансгазСистема".*
Телефон (495) 660-08-02.
E-mail: bogdanov@atgs.ru

НОВОСТИ

ВВЕДЕНА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ АСУ ТП НЕФТЕБАЗЫ «КУБАНЬНЕФТЕПРОДУКТ» В ТИХОРЕЦКЕ

Фирмой "КРУГ" совместно с ОАО "ЮВМА" (г. Краснодар) введена в промышленную эксплуатацию АСУ ТП нефтебазы ОАО "НК "Роснефть" – Кубаньнефтепродукт" в г. Тихорецке Краснодарского края.

ОАО "ЮВМА (Ювмонтажавтоматика)" – одно из крупнейших предприятий юга России, осуществляющее работы по монтажу и наладке КИПиА на опасных производственных объектах, подконтрольных Госгортехнадзору, в различных отраслях промышленности.

Данная система автоматизации, разработанная и внедренная в рамках полномасштабной реконструкции, предназначена для оперативно-диспетчерского контроля и управления процессами хранения и слива/налива нефтепродуктов, обеспечения требуемых технологических блокировок и противоаварийных защит.

АСУ ТП имеет трехуровневую иерархическую структуру.

На нижнем уровне расположены "полевые" контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации, а также кабельные линии связи.

Средний уровень построен на базе микропроцессорного контроллера с необходимым количеством модулей ввода/вывода (дискретных/аналоговых сигналов), барьеров искробезопасности и коммуникационного оборудования полевых шин. Контроллер принимает сигналы от устройств нижнего уровня (датчиков), обрабатывает эти сигналы и формирует командные воздействия в соответствии с алгоритмом работы. В состав программного обеспечения контроллера входит как общее программное обеспечение, предназначенное для разработки специального программного обеспечения, так и специальное, разработанное непосредственно для выполнения функций АСУ ТП.

АРМ оператора *верхнего уровня* реализовано на базе персонального компьютера промышленного исполнения с сенсорным экраном. В состав АСУ ТП входит автономная система измерения уровня, температуры и плотности нефтепродуктов в резервуарах, веса ж/д- и автоцистерн, оснащенная отдельным АРМ.

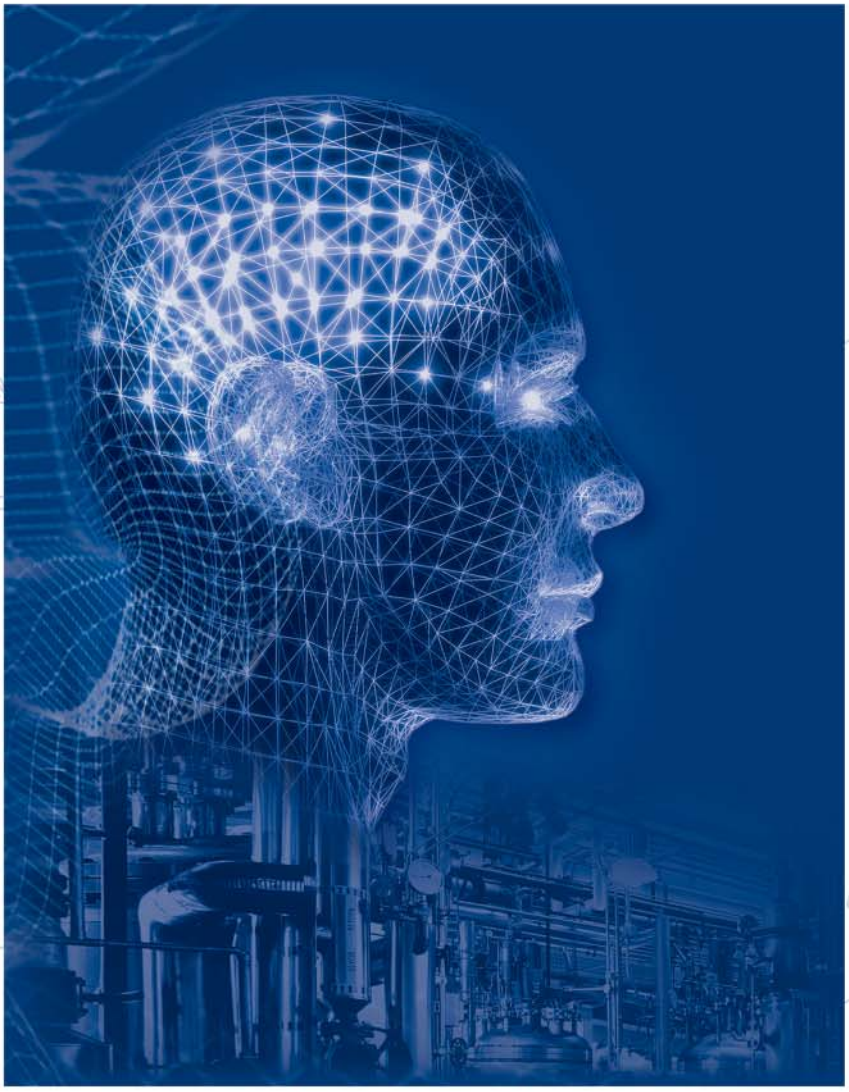
Внедрение АСУ ТП позволит снизить затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание за счет автоматизации основных процессов слива/налива нефтепродуктов, своевременного обнаружения нештатных ситуаций и недопущения аварийных ситуаций, обеспечения контроля доступа в основные помещения нефтебазы.

Телефон (8412) 499-775 (многоканальный).
Факс (8412) 556-496.
E-mail: krug@krug2000.ru

В РАМКАХ МЕЖДУНАРОДНОГО ПРОМЫШЛЕННОГО ФОРУМА
«РАДИОЭЛЕКТРОНИКА. ПРИБОРОСТРОЕНИЕ. АВТОМАТИЗАЦИЯ»

АВТОМАТИЗАЦИЯ

XII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА



- **ИКТ в промышленности • Автоматизация производства**
- **Автоматизация производственной инфраструктуры • АСУ ТП**
- **Технические и программные средства автоматизации**
- **Измерение, контроль, испытание, диагностика**
- **Встраиваемые системы • Автоматизация зданий**
- **Робототехника • Техническое зрение • Приводная техника**
- **Автоматизация проектно-конструкторской деятельности**

Организаторы выставки:

FarEXPO IFE®

Техно&Ком

ais@orticon.com, www.farexpo.ru/ais
тел.: +7 (812) 777-04-07, 718-35-37
Место проведения: Санкт-Петербург, СКК
пр. Ю. Гагарина, 8, м. "Парк Победы"

Соорганизатор выставки:

ЭЗММ

23 - 25 ноября 2011

Санкт-Петербург, СКК

КОНТРОЛЛЕРЫ PLC И ПРОМЫШЛЕННЫЕ КОМПЬЮТЕРЫ

Рассматриваются самые последние контроллеры типов PLC, PAC, встроенные блоки и другие интересные изделия вычислительной техники.

ГИБРИД PLC/PC

Рис. 1. Промышленные компьютер серии 758 Wago для управления объектами в реальном времени

Промышленные компьютеры серии 758 Wago для управления объектами в реальном времени (рис. 1) поставляются с программным обеспечением CoDeSys V2, операционной системой Linux, языками программирования IEC (МЭК) и несколькими встроенными протоколами для периферийных шин. Независимые Ethernet порты обеспечивают связи с периферией и поддерживают протоколы Profibus and CANopen. Возможно прямое подключение к модулям.

Wago-I/O-System. Wago www.wago.us

ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ПРОЦЕССОР ДЛЯ ЗАДАЧ УПРАВЛЕНИЯ ВЫСОКОГО УРОВНЯ

Рис. 2. Процессор RX3i CPU315 для задач управления высокого уровня

Процессор RX3i CPU315 (рис. 2) идеально подходит для прикладных задач в случаях, где необходимы большие объемы данных и оптимизация объекта. Процессор в 1 ГГц позволяет сократить время машинного цикла прикладных задач. Он имеет пользовательскую батарейную память 20 Мбайт и флэш-память 20 Мбайт, конфигурируемую память данных и программ, программирование многозвенной логики, структурированных текстов, функциональных блок-схем и на языке Си.

Intelligent Platforms www.ge-ip.com

БЕЗВЕНТИЛЯТОРНЫЙ ПРОЦЕССОР ePC

Процессор ePC Lite (рис. 3) представляет собой недорогую безвентиляторную версию промышленных компьютеров серии ePC. Он имеет безвентиляторную панель Atom N270 CPU на базе Intel и твердотельный накопитель. Его процессор в 1,6 ГГц обеспечивает вычислительную мощность для приложений HMI и SCADA. Операционная система Windows XP Pro, твердотельный накопитель интерфейса SATA на 40 гигабайт, 15-дюймовый жидкокристаллический дисплей с расширенной графикой (XGA), динамическая память на 1 гигабайт, аналоговый резистивный пятипроводный сенсорный экран и передняя панель, выполненная по NEMA 4, являются стандартными.

Nematron www.nematron.com

Рис. 3. Процессор ePC Lite

ВСТРАИВАЕМЫЙ БЕЗВЕНТИЛЯТОРНЫЙ КОМПЬЮТЕР

Встраиваемый безвентиляторный компьютер Uno-3084 (рис. 4), имеющий передний доступ к устройствам ввода/вывода, обладает процессором Intel Core 2 Duo L7500 на 1,6 ГГц и оперативной памятью DDRII в 2 гигабайта (расширяемой до 4 гигабайт). Он также имеет сдвоенные порты DVI-I (для аналоговых и цифровых сигналов одновременно) с поддержкой до трех дисплеев, два порта RS-232/422/485 с автоматическим управлением обменом данных, а также два порта 10/100/1000 Base-T RJ-45 и пять портов USB 2.0 (один внутренний).

Advantech Industrial Automation www.advantech.com/ea

Рис. 4. Встраиваемый безвентиляторный компьютер Uno-3084

SMART PAC (интеллектуальный компьютер для автоматизации процессов)

Рис. 5. Компьютер Smart SoftPLC

Компьютер Smart SoftPLC (рис. 5) включает управляемый через Ethernet переключатель/маршрутизатор с питанием через Ethernet (PoE), имеющий четыре порта и варианты оптоволоконной связи, пять последовательных портов и варианты модема для RS-485 или телефона. Он объединяет управление вводом/выводом и логику, богатые средства связи, встроенные брандмауэр/виртуальную частную сеть и встроенный веб-сервер в небольшом недорогом пакете, который может работать с приложениями от простых и небольших до сложных и больших.

SoftPLC http://softplc.com

PAC ВЫСОКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Рис. 6. Программируемый компьютер для автоматизации процессов (PAC) Productivity3000

Программируемый компьютер для автоматизации процессов (PAC) Productivity3000 (рис. 6) сочетает особенности и возможности системы управления, построенной на базе PC, и типичного PLC. Система представляет собой модульную стойку с подключением до 116000 точек ввода/вывода, включающих локальные, расширяемые или удаленные компоненты ввода/вывода, и полный набор дискретных, аналоговых и специализированных модулей ввода/вывода. Высокопроизводительный процессор обладает памятью 50 Мб, быстрым сканированием и семью портами связи.

Automation Direct www.automationdirect.com

КОМПАКТНЫЕ PLC БЕЗ БАТАРЕЙ

Рис. 7. Modicon M340 PAC

Простой, интуитивно понятный и исключительно мощный Modicon M340 PAC (рис. 7) обеспечивает многочисленные преимущества по стоимости и эффективности в сравнении с обычными компьютерами PLC. Он не требует батарей, он компактен: имеет 4 дюйма в высоту и 3,7 дюйма в глубину, обладая платами на 64 точки ввода/вывода с высокой плотностью размещения, и имеет только 1,25 дюйма в ширину. Он использует сети CANopen и кабели USB. Обладает внутренней памятью 4 Мб с возможностью расширения до 16 Мб, имеет 256 Кб для данных и может управлять приложениями, использующими до 70 килобайт для инструкций.

Schneider Electric www.us.schneider-electric.com/PLC

БЕСПРОВОДНЫЙ КОМПЬЮТЕР ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ

Рис. 8. Устройство Snap-PAC-R1-W

Устройство Snap-PAC-R1-W (рис.8) представляет собой смонтированный в стойке PAC с беспроводным (вай-фай IEEE 802.11a/b/g) подключением к сети. Он также имеет два независимых проводных интерфейса 10/100 Мб/с для подключения к стандартному Ethernet и один последовательный порт RS-232 для протокола канала связи с непосредственным подключением (PPP). Он обеспечивает управление, коммуникацию, обработку данных ввода/вывода, дистанционный мониторинг и сбор данных и полностью интегрирован с программным обеспечением Opto 22's PAC Project и всеми интеллектуальными центрами Snap-PAC и модулями ввода/вывода.

Opto 22 www.opto22.com

ГЕНЕРИРУЙТЕ КОД МЭК (iec) АВТОМАТИЧЕСКИ

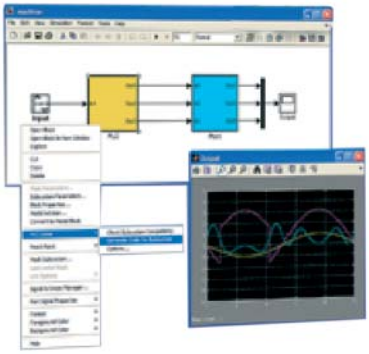


Рис. 9. Кодировщик Simulink PLC

Кодировщик Simulink PLC (рис. 9) расширяет модельно-ориентированное проектирование для промышленного сегмента автоматизации, помогая создавать исходные коды в структурированном тексте (IEC 61131-3 ST) с использованием моделей Simulink, которые легко интегрируются в среду B&R Automation Studio. Он дополняет целевой объект Automation Studio для Simulink. Пользователи могут генерировать или ANSI-C (*версия языка Си, стандартизованная ANSI, обеспечивающая совместимость программ, создаваемых для разных платформ*), или код структурированного текста альтернативно и автоматически интегрировать это в проект автоматизации.

B & R Automation www.br-automation.com

МИКРО PLC С ВОЗМОЖНОСТЯМИ RS–485

Рис.10 Устройство MicroSmartPentra

Устройство MicroSmartPentra (рис. 10) теперь дополняется связью RS-485. Это просто микро PLC, имеющийся в продаже, который дает возможность системам управления беспрепятственно общаться с несколькими (до семи) последовательными устройствами через RS-232C или RS-485. Теперь с новым модулем связи RS-485 можно пользоваться несколькими протоколами связи в той же системе. Для быстрой передачи данных это устройство также поддерживает скорость передачи информации до 115 Кб/с.

www.IDEC.com/usa

КОМПЬЮТЕРЫ PAC ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ

Рис. 11. Компьютер реального времени NI cRIO-9025

Компьютеры реального времени NI cRIO-9023 и NI cRIO-9025 (рис. 11) идеально подходят для высокоэффективных измерений и управления на объектах, работающих в расширенном диапазоне температур. Они функционируют в диапазоне от –40 °C до 70 °C и поставляются с комфортным покрытием для дополнительной защиты в тяжелых условиях. Устройство 9023 имеет процессор PowerPC на 533 МГц. Устройство 9025 обладает процессором PowerPC на 800 МГц и сдвоенными Ethernet портами.

National Instruments www.ni.com/compactrio

ПЛОСКИЕ МОНИТОРЫ ДЛЯ ЗАПЫЛЕННЫХ ЗОН

Рис. 12. Промышленные плоские жидкокристаллические дисплеи серии VisuNet

Промышленные плоские жидкокристаллические дисплеи серии VisuNet (рис.12) имеют сертификат Class II Division 2 для применения в условиях запыленности. Они также пригодны для применения в качестве дисплеев общего назначения как устройств, зарегистрированных Лабораторией по технике безопасности (UL, контрольный орган США) с сертификатом Class I/Div 2, и могут сочетаться с системой очистки Bebco EPS, имеющей сертификат Class I/Div.1 и устанавливаемой в опасных условиях. Имеются варианты сенсорных дисплеев. Поставляются дисплеи с 10-, 12-, 15-, 18-, 19- и 20-дюймовыми экранами; они предназначены для применения от –10 °С до 55 °С.

Pepperl+Fuchs www.pepperl-fuchs.us

ЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЛЕР MasterLogic

Рис. 13. Логические контроллеры MasterLogic PLC

Логические контроллеры MasterLogic PLC (рис. 13) привносят мощность и надежность в реализацию прикладных задач, связанных с высокоскоростной логикой, взаимоблокировками и упорядочением. Их можно использовать автономно или в структуре Системы знаний о процессе Experion; они совместимы с системами управления процессами Honeywell, включающими недавно выпущенные Experion LS. Выбор процессоров MasterLogic, источников питания, размеров стоек и устройств ввода/вывода удовлетворяет многим прикладным задачам.

Honeywell www.honeywell.com/ps/hfs

ПРОЧНЫЙ ПРОМЫШЛЕННЫЙ МОНИТОР

Защищенная промышленная дисплейная система серии NX (рис. 14) представляет собой большой монитор торгового качества, герметизированный в соответствии со стандартами NEMA, встроенный в массивный корпус из стали 14 калибра. Он может работать как автономный монитор или может быть интегрирован в модульную вычислительную систему Modpak, которая обеспечивает возможности легкого технического обслуживания, устранения обслуживания и модернизации. Он имеет защитное окно из оптического стекла Lexan и герметизированные соединители (разъемы) для питания, Ethernet и портов USB.

Dynix www.dynics.com

Рис. 14. Защищенная промышленная дисплейная система серии NX

ПАНЕЛЬНЫЙ PC ДЛЯ ЭКСТЕРМАЛЬНЫХ ОКРУЖАЮЩИХ УСЛОВИЙ

Панельный PC Allen-Bradley для экстремальных окружающих условий (рис. 15) сочетает присущую ему надежность со способностью выдерживать экстремальные температуры. Обладая сертификацией U.S. NEC (*национальный электрический стандарт)* Class 1, Division 2 на расположение в опасных местах, он может быть использован на участках, где присутствуют взрывчатые материалы. Он выдерживает температуры от –20 °С до 70 °С внутри компьютерного корпуса и температуры дисплейной поверхности от –20 °С до 55 °С.

Rockwell Automation www.ab.com/industrialcomputers/

Рис. 15. Панельный PC Allen-Bradley для экстремальных окружающих условий

УЛУЧШЕННАЯ БАЗОВАЯ СТАНЦИЯ КОНТРОЛЛЕРА

Рис. 16 Модернизированная базовая станция nLC-055 для контроллера Nanoline

Модернизированная базовая станция nLC-055 для контроллера Nanoline (рис. 16) предназначена для машин от маленьких до средних размеров с ограниченным количеством точек ввода/вывода. Она выполняет операции сложения, вычитания, умножения и деления, а также преобразования по модулю (процентам). К другим новым свойствам относятся два аналоговых входа с 12-битным разрешением, восемь цифровых входов, два высокоскоростных счетчика, встроенные часы реального времени и четыре релейных выхода.

Phoenix Contact www.phoenixcontact.com/usa_home.htm

ДВУХСЕТЕВОЙ HMI

Рис. 17. Человеко-машинный интерфейс серии G3

Человеко-машинный интерфейс серии G3 (рис. 17) доступен с новой карты расширения Ethernet, G3Enet. Теперь пользователи могут добавить второй Ethernet порт, чтобы увеличить полосу пропускания и разделить сети. Интерфейсы серии G3 с картой G3Enet обеспечивают связь с устройствами на двух Ethernet сетях одновременно – без промышленного маршрутизатора. Карта расширения легко встраивается в любой HMI серии G3.

Red Lion Controls www.redlion.net

ВСТРОЕННЫЙ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЙ КОМПЬЮТЕР

Рис. 18. Энергосберегающий компьютер CX5000

Новый компьютер CX5000 (рис. 18) имеет технологию Intel Atom и вычислительную мощность до 1,6 ГГц. У него магниевый корпус, который делает его легким и улучшает его механическую устойчивость и повышает электромагнитную совместимость. Вмонтированный в стойку DIN компьютер имеет безвентиляторную конструкцию с максимальной потерей мощности 12,5 Вт. Он также исключительно компактен, обладая размерами 3,9×3,9×3,6 дюйма (100×100×91 мм).

Beckhoff Automation www.beckhoffautomation.com

ПРОМЫШЛЕННЫЕ КОМПЬЮТЕРЫ С ВЫСОКОСКОРОСТНЫМ ПРОЦЕССОРОМ

Рис. 19. Промышленные компьютеры с высокоскоростным процессором Intel Core i7 (i серии)

Siemens представляет четыре промышленных компьютера (PC), построенных с применением процессора Intel Core i7 (i серии), рис. 19. PC блочного (шкафного) типа Simatic IPC627C и PC панельного типа HMI IPC677C предназначены для высокоскоростных измерений, задач управления разомкнутыми и замкнутыми контурами и соответствующими функциями HMI непосредственно на машинном уровне. 19-дюймовый стоечный компьютер IPC847C и компактный стоечный компьютер IPC647C созданы для непрерывной 24-часовой работы.

Siemens Industry, Inc. www.sea.siemens.com

ДАННЫЕ ОТ ДАТЧИКОВ ЧЕРЕЗ ИНТЕРНЕТ

Рис. 20. Контроллер входных сигналов 4-20 мА RST-5001

Контроллер входных сигналов 4-20 мА RST-5001 (рис. 20), использующий сеть и веб-интерфейс, совместим с любым устройством 4-20 мА; он посылает предупреждения (сигналы тревоги) по электронной почте и текстовыми сообщениями, когда достигаются пределы, установленные пользователем. Питание осуществляется или подачей стандартных 24 В постоянного тока, или через Ethernet. Варианты преобразуемых значений включают объем, уровень, расстояние, вес или установленные пользователем единицы. Не требуется никакого специального программирования программного обеспечения.

Automation Products Group www.apgsensors.com

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

ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ АВТОМАТИЗАЦИИ

ПТА

ВЫСТАВКА

XI Международная специализированная выставка

Передовые Технологии Автоматизации ПТА-2011

21-23 сентября

Москва

ЦВК «Экспоцентр», павильон 3

Тематика выставки:

- Автоматизация промышленного предприятия
- Автоматизация технологических процессов
- Измерительные технологии и метрологическое обеспечение
- Системы пневмо- и гидроавтоматики
- Системная интеграция и консалтинг
- Автоматизация зданий
- Бортовые и Встраиваемые системы

Приглашаем к участию!

Организатор:

Экспоэлектроника

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

www.pta-expo.ru

ФИРМА ЛИМАКО

LIMACO

Уровнемеры УЛМ – реальная инновация мирового уровня!

Фирма ЛИМАКО создана в 1992 г. Основной костяк фирмы – ведущие специалисты-электронщики оборонных конструкторских бюро г. Тулы. Благодаря опыту и высокой квалификации специалистов ЛИМАКО за время своего существования вошла в число ведущих Российских фирм, специализирующихся на разработке и производстве измерительных приборов гражданского назначения для различных отраслей промышленности.

Фирма ЛИМАКО впервые в мире разработала и освоила серийное производство радарных уровнемеров, работающих на частоте более 90 ГГц, которые по ряду характеристик превосходят все известные в мире радарные уровнемеры.

Высокие характеристики достигнуты за счет применения изобретений и уникальных технологий, созданных работниками фирмы.

Уровнемеры, выпускаемые фирмой, на деле подтверждают свои высокие потребительские свойства. Сотни крупных нефтехранилищ и объектов на предприятиях химической, нефтехимической, металлургической, атомной и пищевой отраслей в России и за рубежом оснащены уровнемерами УЛМ фирмы ЛИМАКО.

Уровнемеры, выпускаемые фирмой ЛИМАКО, обладают всеми Сертификатами и Разрешениями, необходимыми для их эксплуатации в России.

ЗАО “ЛИМАКО” – признанный лидер среди Российских производителей радарных уровнемеров.

Уровнемеры УЛМ предназначены для измерения уровня наполнения резервуаров и емкостей различными жидкими и сыпучими материалами. Применяются для измерения уровня нефти, нефтепродуктов, бензина, дизельного топлива, мазута, масла, кислоты, щелочи, спирта, цемента, угля, щебня и т.д.

ПРОДУКЦИЯ

Уровнемеры

Принцип действия. Уровнемеры серии УЛМ построены по принципу действия ЛЧМ-радиолокатора, этот принцип более известен в иностранной транскрипции – FMCW.

Ширина измерительного луча. Одной из основных характеристик любого радарного уровнемера, в первую очередь влияющей на

	Уровнемер УЛМ-11	Точность измерения ±1 мм	Высокоточное измерение уровня, коммерческий учет
	Уровнемер УЛМ-11А1	Точность измерения ±3 мм	Высокоточное измерение уровня при технологическом учете
	Уровнемер УЛМ-11А2	Точность измерения ±10 мм	Технологический учет, требующий бесконтактного измерения уровня
	Уровнемер УЛМ-31А2	Точность измерения ±10 мм	Невзрывоопасные применения, невысокая цена

большинство эксплуатационных характеристик этого уровнемера (точность измерения, стабильность измерения, чувствительность), является ширина измерительного луча. Чем уже луч, тем проще установить уровнемер на резервуар и тем более чувствительным и точным он будет.

Уровнемер УЛМ-11 имеет ширину луча всего 4°. Это самый узкий луч среди серийно выпускающихся радарных уровнемеров в мире.

Конструкция датчиков уровня. Наиважнейшей частью радарного уровнемера является антенна, она является именно тем “глазом”, через который уровнемер “видит” уровень продукта. И если продолжать аналогию, то от качества “зрения” во многом зависит, какие выводы сделает “мозг”.

В уровнемерах серии УЛМ используется 2 типа антенн:

- рупорно-линзовая;
- планарная.

Все датчики уровня построены таким образом, что антенна полностью защищена и изолирована от внутреннего объема емкости. Таким образом, на ней не оседают загрязнения, способные повлиять на стабильность измерений.

Уровнемер УЛМ-11

Радарный уровнемер УЛМ-11 предназначен для высокоточного бесконтактного измерения уровня жидких продуктов и сыпучих материалов в резервуарах. Уровнемер УЛМ-11 применяется для измерения уровня жидких продуктов, таких как нефть, бензин, дизельное топливо, мазут, кислота, щелочь, битум, пиво, масло, спирт (пищевой), метанол, вода, фенол и т.д., и измерения уровня сыпучих материалов, таких как угольная пыль, уголь, цемент, щебень, сажа (технический углерод) и т.д.

Уровнемер УЛМ-11А1

Уровнемер УЛМ-11А1 – это бесконтактный радарный уровнемер, построенный по принципу непрерывного FMCW-радара.

Уровнемер УЛМ-11А1 оптимизирован для решения общетехнологических задач бесконтактного измерения уровня в различных резервуарах с жидкими продуктами и сыпучими материалами.

Уровнемер УЛМ-11А2

Радарный уровнемер УЛМ-11А2 – это недорогой надежный инструмент бесконтактного измерения уровня. Уровнемер УЛМ-11А2 ориентирован на использование в технологических системах измерения уровня, где критична стоимость средств измерения, но при этом требуются бесконтактность и высокая надежность измерения.

Уровнемер УЛМ-31А2

Уровнемер УЛМ-31А2 создан как максимально простое и недорогое универсальное средство измерения уровня, подходящее для использования на технологических резервуарах с различными жидкими и сыпучими, в том числе и с агрессивными продуктами.

Особенности применения

Измерение уровня в условиях испарений и высоких температур

При наличии подогрева продукта (мазут, горячая вода, битум) либо при хранении продуктов с соответствующими физико-химическими свойствами (кислоты, щелочи, спирты и т.д.) в пространстве над измеряемым

продуктом могут скапливаться пары. Наличие паров в воздухе, в пространстве между уровнемером и продуктом, на погрешность и стабильность измерений не влияют – это свойство всех радарных уровнемеров.

Измерение уровня при волнениях поверхности.

В реальных условиях эксплуатации нередко возникают ситуации, когда на поверхности измеряемого продукта появляются волны. Это могут быть волнения, вызванные наливом, перемешиванием, кипением и т.д. Неровности (волны), возникающие при этом на поверхности продукта, резко снижают отражательную способность продукта, т.к. увеличивают рассеивание в пространстве отражаемого электромагнитного сигнала.

Измерение уровня в условиях поверхностных волнений – это наиболее жесткий режим для радарных измерений. И в этой ситуации разные уровнемеры ведут себя по-разному.

В уровнемерах УЛМ применяется интеллектуальная система подстройки параметров. Измерительная система построена таким образом, что она может в зависимости от ситуации коренным образом менять алгоритмы измерений, характеристики измерительных узлов, задействовать специальные алгоритмы и вычислительные системы и т.д. Благодаря этому уровнемеры УЛМ устойчиво измеряют уровень и в таких условиях.

Измерение уровня сыпучих материалов

Радарные уровнемеры УЛМ применяются для измерения уровня не только жидких, но и сыпучих материалов, таких как цемент, песок, щебень, уголь, угольная пыль, технический углерод (сажа), полипропилен, компоненты минеральных удобрений, апатит.

Использование бесконтактного радарного уровнемера для решения этих задач имеет неоспоримые плюсы по сравнению с другими методами: при контактных методах рано или поздно выходит из строя чувствительный элемент, а при применении лазерного уровнемера, при высокой запыленности, измерения производить невозможно, т.к. нет прямой видимости, и лазерный луч не может “пробиться” к продукту.

Программное обеспечение

Оболочка визуализации ResViewer

Оболочка предназначена для обеспечения визуализации информации об уровне наполнения резервуаров в резервуарном парке. Визуализирует информацию об уровне наполнения резервуаров, объеме хранимого продукта, о движении продукта, аварийных ситуациях и т.д.

Информацию о количестве и состоянии продукта в резервуаре ResViewer получает от серверной программы LIMACO OPC. Данные от серверной программы могут передаваться по локальной сети.

LImacoOPCserver

Основной задачей Limaco OPC server является получение и обработка данных от уровнемеров. Программный продукт Limaco OPC server выполнен на основе открытого промышленного стандарта обмена данными OPC DataAccess, что является простым и недорогим способом интеграции системы измерения уровня в SCADA.

Пакет конфигурирования UlmCfg

Пакет программного обеспечения UlmCfg является мощным и в то же время простым и доступным средством для конфигурирования и настройки датчиков уровня, входящих в состав уровнемеров серии УЛМ. Программный пакет осуществляет связь с датчиком уровня посредством промышленного интерфейса стандарта RS-485, что позволяет производить конфигурирование и настройку на значительном удалении от места установки прибора – отсутствует необходимость выходить в “поле” для наладки и конфигурирования уровнемеров.

Датчик угла наклона (инклинометр) ИЛМ-01 предназначен для высокоточного измерения угла наклона контролируемого объекта (плоскости) относительно 2-х осей. Может работать как автономно, так и в составе систем автоматического контроля и управления.

Типовые области применения уровнемеров УЛМ

Уровнемеры УЛМ успешно применяются в различных отраслях промышленности и используются для измерения уровня очень разнообразных жидких и сыпучих материалов. Это нефть, мазут, дизельное топливо, бензин, растворители, масла, битум, вода, кислота, щелочь, молоко, пиво, патока, уголь, руда, щебень, песок, цемент и т. д.

ЗАО “ЛИМАКО”
300028, г. Тула, ул. Болдина, д. 94.
Телефоны/факсы: (4872) 26-44-09, 26-94-70.
E-mail: in@limaco.ru http://www.limaco.ru

ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС 2011»

20–23 сентября 2011 г., г. Тюмень

Организаторы: *ОАО «Тюменская ярмарка»*

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

Тематика выставки: *Технологии и оборудование в области поисков, разведки, разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, транспортировки и переработки сырья*

ОСНОВНЫЕ ТЕМАТИЧЕСКИЕ РАЗДЕЛЫ ВЫСТАВКИ

Разведка и добыча нефти и газа:

- нефтегазопромысловая геология и геофизика;
- современные достижения сейсморазведки и ГИС добычи нефти;
- сервис при поиске и разведке нефтегазовых месторождений;
- освоение трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов;
- технологии увеличения нефтеотдачи пластов;
- новые технологии и материалы в бурении;
- машины и оборудование для добычи нефти и газа: спецтехника, машины, механизмы, инструменты, оснастка;
- сервис при строительстве скважин, добыче нефти и газа.

Транспортировка и хранение нефти и газа:

- сбор, первичная обработка, транспортировка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа;
- трубопроводы, продуктопроводы;
- сервис при транспортировке нефти и газа, логистика;
- восстановление трубопроводных систем и оборудования.

Переработка нефти и газа:

- продукты первичной и глубокой переработки углеводородного сырья;
- современные технологии, оборудование и материалы для нефтеперерабатывающего, нефтехимического и химического производств;
- продукция химического производства.

Сбыт нефти, нефтепродуктов и газа:

- продавцы, потребители, трейдеры;
- рентабельные рынки сбыта и методы снижения рисков;
- АЗС, ГАЗС, газонаполнительные станции.

Производство и поставка нефтегазового оборудования, средства автоматизации:

- установки и оборудование для разработки нефтяных и газовых месторождений;
- производство и метрологический сервис контрольно-измерительной аппаратуры в ТЭК;
- оборудование для лабораторных исследований в нефтегазовой отрасли: мебель, посуда, инструменты, реактивы;
- средства автоматизации;
- передовые информационные технологии для нефтегазовой отрасли, программные продукты;
- аналитическое оборудование и материалы;
- энергетическое оборудование, приборы, энерго- и ресурсосберегающие технологии.

Нефтегазовое строительство:

- проектирование и строительство, обустройство месторождений;
- оснащение объектов для нефтяной, нефтехимической и газовой промышленности;
- новые технологии и материалы, применяемые в строительстве.

Научно-исследовательские разработки:

- руководящие документы, инструкции, регламенты, ТЭО;
- оптимизация режимов работы нефтяных скважин, надежности работы НПО;

- совершенствование систем сбора и подготовки нефти и газа, поддержание пластового давления;
- лабораторные и опытно-промышленные работы по исследованию пластовых и поверхностных свойств нефти, газа и воды;
- разработка технологии и техники борьбы с осложнениями в нефтедобыче (парафино- и солеотложений, гидратных пробок, пескопроявлений, коррозии, подавления биоценоза);
- разработка и испытание новых видов оборудования и технологий для интенсификации добычи нефти, ремонта скважин, подготовки нефти и др.

Охрана окружающей среды, безопасность, противопожарная защита:

- экологический мониторинг состояния поверхностных вод, донных отложений и почв;
- услуги по предупреждению и ликвидации аварийности систем и оборудования в нефтегазовой отрасли;
- проведение природоохранных мероприятий на нефтяных месторождениях;
- поставка материалов и систем обеспечения безопасности жизнедеятельности и экологического благополучия в ТЭК;
- системы связи для нефтяной, нефтехимической и газовой промышленности;
- промышленная и пожарная безопасность;
- охрана труда, спецодежда и средства индивидуальной защиты, спецобувь.

Услуги финансовые, юридические и др.:

- правовое регулирование рационального использования недр;
- юридическое сопровождение при получении прав на разработку нефти и газа;
- финансовый аудит, консалтинг, страхование;
- центры профессиональной подготовки и повышения квалификации специалистов ТЭК;
- новые программы и методики, применяемые в подготовке специалистов нефтегазовой отрасли;
- специализированные издания.

Адрес: *Тюмень, ул. Фабричная, 17, оф. 96.*
Почтовый адрес: *625048, Тюмень, а/я 2422.*
Телефон (3452) 50-46-88.
Телефон/факс (3452) 50-46-88.
E-mail: vistavki@land.ru
E-mail: expo-72@mail.ru
http://www.vistavki-72r.info

КОМПАНИЯ EMERSON НАРАЩИВАЕТ ИНВЕСТИЦИИ В ЧЕЛЯБИНСКЕ С ЦЕЛЬЮ СТИМУЛИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И РОСТА ОБЪЕМА ПРОДАЖ НА РЫНКЕ РОССИИ И СНГ

Компания Emerson объявила о подписании нового договора о сотрудничестве с Южно-Уральским государственным университетом (ЮУрГУ) для поддержки исследовательских и обучающих программ, в которых особое внимание будет уделяться технологиям автоматизации производственных процессов в нефтегазовой отрасли.

Дэвид Н. Фарр (David N. Farr), председатель совета директоров и главный исполнительный директор компании Emerson, в Челябинске принял участие в конференции “Дни инноваций на Южном Урале”, подтверждая заинтересованность компании в инжиниринговых разработках и увеличении производственных мощностей в регионе. Компания Emerson планирует вдвое увеличить объем продаж в России и странах СНГ к 2015 г.

Конференция “Дни инноваций на Южном Урале” является совместной инициативой администрации Челябинской области, ЮУрГУ и компании Emerson. Основная цель мероприятия – поделиться успешным опытом тесного сотрудничества местной власти, бизнеса и высшей школы для стимулирования экономического развития и роста потенциала региона. Г-н Фарр принял участие в открытии новой лаборатории университета, в которой используется цифровая архитектура управления предприятием PlantWeb™ и интеллектуальные беспроводные приборы (Smart Wireless) от Emerson. ЮУрГУ – это первый университет на территории России и стран СНГ, который сделал интеллектуальные беспроводные технологии доступными для учебных и исследовательских разработок. В Челябинске г-н Фарр посетил новую линию

производства клапанов Fisher®, применяемых в производственных процессах, на электростанциях, нефте- и газопроводах.

Компания Emerson, и в частности, одна из ее бизнес-платформ Emerson Process Management, присутствует в Челябинской области с 2004 г., когда она стала инвестором и партнером челябинского предприятия ЗАО "ПГ "Метран". В 2009 г. компания Emerson стала полноправным владельцем ЗАО "ПГ "Метран" и сделала компанию частью бизнеса Emerson Process Management. С того момента компания Emerson инвестировала значительные средства в челябинское предприятие, в том числе в создание Глобального Инженерного Центра и партнерство с ЮУрГУ в рамках многочисленных исследовательских и обучающих программ. 900 из 1500 сотрудников компании Emerson в России и странах СНГ работают в Челябинске, и многие челябинские инженеры – выпускники ЮУрГУ. За долговременное сотрудничество с университетом и большой вклад в развитие Челябинской области ЮУрГУ присвоил Д. Фарру звание почетного профессора. Г-н Фарр выступил с докладом перед студентами и приглашенными гостями в университете, принял участие в пресс-конференции совместно с губернатором Челябинской области М. Юревичем и ректором ЮУрГУ А. Шестаковым. "Мы убедились, что Челябинск – это отличное сочетание благоприятно настроенных местных властей, уважаемого университета и квалифицированных специалистов, что гарантирует рост, внедрение инноваций и удовлетворение потребностей растущего числа заказчиков в России и странах СНГ, – заявил г-н Фарр. – Это честь для меня – получить звание в одном из лучших университетов России, и я рад, что мы продолжаем сотрудничать, продвигая инновации и обучение сотрудников в регионе".

Региональные власти видят развитие инновационной деятельности одной из "точек роста" экономики Южного Урала. "Наши усилия, направленные на повышение конкурентоспособности всех отраслей экономики региона, связаны с внедрением инновационных разработок и созданием более благоприятных условий для развития бизнеса, которые привлекательны для глобальных компаний мирового класса, таких как Emerson", – заявил губернатор Челябинской области М. Юревич. В переходе от сырьевой экономики к высокотехнологичной важно не только государственное регулирование и поддержка, но и исследовательские университеты высокого уровня с развитой научно-технологической базой, подобные ЮУрГУ. "ЮУрГУ – это инновационный вуз, вкладывающий ресурсы в самые современные разработки, такие как суперкомпьютерные и нанотехнологии для подготовки профессионалов нового уровня, – подчеркнул ректор ЮУрГУ А. Шестаков. – Сотрудничая с компанией Emerson в рамках соглашения, наш вуз будет развивать научные исследования и готовить высококвалифицированных специалистов, наращивая научный потенциал университета, повышая инновационность экономики не только Челябинской области, но и всего Уральского федерального округа".

Промышленная группа Метран
Телефон + 7 (351) 799-51-51.

ТЕХНОЛОГИИ GE СПОСОБСТВУЮТ РАЗВИТИЮ РОССИЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Авиационные газовые турбины GE помогут увеличить объемы производства энергии на мощностях ЛУКОЙЛ в Астрахани.

ЛУКОЙЛ, одна из крупнейших нефтегазовых компаний мира, внедряет инновационные авиационные технологии GE для энергоснабжения своего производства в Астрахани.

На торжественном открытии электростанции ЛУКОЙЛа 26 апреля 2011 г. в Астрахани были запущены в эксплуатацию две турбины LM6000. Еще четыре авиационные газовые турбины GE LM6000-PF Sprint с системой сухого подавления выбросов, комбинированной топливной системой и низким уровнем выбросов (DLE) будут установлены в дальнейшем и помогут обеспечить тепловой и электрической энергией их производственные мощности в регионе, где нефтегазовое производство является профилирующей отраслью. Новейшие турбинные установки GE LM6000-PF Sprint с комбинированной топливной системой будут

доставлены из Хьюстона. Функционирование турбин будет осуществляться за счет двух видов топлива – дизель и природный газ.

"Компания GE всегда стремилась создавать инновационные энергетические решения. Испытанные технологии LM6000, возможность работы на двух видах топлива, а также низкий уровень выбросов вредных веществ и высокий электрический КПД – 41 % – делают эту турбину хорошим выбором для ЛУКОЙЛа, – говорит Р. Пахомов, исполнительный директор GE Energy в России. – Во всем мире установлено около тысячи турбин LM6000, которые наработали в общей сложности более 20 миллионов часов с надежностью на уровне 99,8 %. Благодаря высокой эксплуатационной гибкости эта турбина более 15 лет остается одной из лучших в своем классе. Мы будем и впредь предлагать решения, способствующие повышению продуктивности и помогающие нашим заказчикам добиваться успеха".

Поддержка технологии dual fuel DLE позволяет минимизировать выброс вредных веществ LM6000-PF при работе на газе или жидком топливе без необходимости впрыска воды. Газовая турбина LM6000-PF обеспечивает снижение выброса углекислого газа на 15 тыс. тонн, снижает потребление газа на 278 000 ГДж, уменьшает выброс оксидов азота на 360 тонн и позволяет экономить 37 400 кубометров воды в год. Эффект от сокращения выброса углекислых газов эквивалентен выводу из эксплуатации с дорог Евросоюза 7600 автомобилей, а сэкономленной воды хватит для ежегодного наполнения 15 гигантских плавательных бассейнов, используемых для Олимпийских игр.

Модель LM6000-PF стала второй авиационной газовой турбиной, прошедшей сертификацию GE ecomagination; вместе с LMS100 они представляют собой промышленные газовые турбины большой мощности, призванные удовлетворить растущие потребности на глобальном рынке.

ЛУКОЙЛ является одной из крупнейших в мире вертикально интегрированных нефтегазовых компаний. Основными видами деятельности компании являются разведка и добыча нефти и газа, производство нефтепродуктов и нефтехимической продукции, а также сбыт произведённой продукции. Основная часть деятельности компании в секторе разведки и добычи осуществляется на территории Российской Федерации, основной ресурсной базой является Западная Сибирь. ЛУКОЙЛ владеет современными нефтеперерабатывающими, газоперерабатывающими и нефтехимическими заводами, расположенными в России, странах Европы и ближнего зарубежья. Продукция компании реализуется в России, Восточной и Западной Европе, странах ближнего зарубежья и в США.

Компания GE активно работает в России с начала XX века. Сегодня в России и СНГ эксплуатируется 600 газовых турбин, 69 паровых турбин, 660 компрессоров, 400 газопоршневых двигателей GE и более 600 единиц другого оборудования, в том числе аппараты воздушного охлаждения, газоохладители, сепараторы и насосы производства GE Energy и GE Oil & Gas.

GE – это многопрофильная корпорация, работающая в сфере высоких технологий, средств массовой информации и финансовых услуг и занимающаяся решением сложных задач современности. Компания занимается развитием инноваций в энергетике, здравоохранении, транспорте и инфраструктурных решениях и обслуживает заказчиков в ста странах мира; глобальный штат GE насчитывает 300 тысяч сотрудников. *www.ge.com*.

В энергетическом секторе GE разрабатывает и внедряет технологии, позволяющие эффективнее использовать природные ресурсы. Глобальный штат GE Energy – 90 тысяч сотрудников, а выручка в 2010 г. составила 38 млрд долларов США. GE Energy *www.ge.com/energy* является одним из мировых лидеров по разработке технологий генерации и распределения энергии. Подразделения, входящие в GE Energy – компании GE Power & Water, GE Energy Services и GE Oil & Gas – создают интегрированные продукты и сервисные решения для всех областей энергетической промышленности, включая уголь, нефть, природный газ и атомную энергетику, а также возобновляемые ресурсы, такие как вода, ветер, солнечная энергия, биогаз и другие альтернативные виды топлива.

Екатерина Горон
GE Energy
Телефон +7 (495) 933-01-89.
Email: Ekaterina.goron@ge.com

Сергей Белов
Grayling Eurasia
Телефон +7 (495) 788-67-84.
Email: Sergey.belov@grayling.com

КОМПАНИЯ «СПЕЦЭНЕРЖИ» БУДЕТ УПРАВЛЯТЬ СЕРВИСНЫМ ОБСЛУЖИВАНИЕМ С ПОМОЩЬЮ TRIM

В компании ТОО “Спецэнержи” начат проект внедрения системы управления техническим обслуживанием и ремонтами (ТОиР) на программной платформе TRIM. Проект выполняется НПП “СпецТек” при активном участии представителей заказчика.

ТОО “Спецэнержи” (г. Жанаозен, Республика Казахстан) – известная в республике сервисная организация, которая, в частности, обслуживает оборудование станций нефтеперекачки АО “КазТрансОйл”. В сферу ответственности Спецэнержи входит своевременное и качественное выполнение регламентных работ по ТОиР, обеспечение работоспособности насосного и другого оборудования, реализация мероприятий по повышению надежности и оптимизации затрат на ТОиР. Решение этих задач требует системного подхода к ТОиР, внедрения методов управления надежностью, сбора и анализа больших объемов информации по большому количеству объектов обслуживания, при том что эти объекты распределены по весьма обширной территории.

В этой связи ТОО “Спецэнержи” потребовались консультационные услуги по организации процессов ТОиР, а также инструменты их информационной и автоматизированной поддержки в корпоративной информационной системе. В качестве поставщика услуг и исполнителя работ по проекту заказчик привлек компанию “СпецТек” (www.trim.ru) – профессионального консультанта в области систем и методов управления основными фондами, и ведущего российского разработчика программных продуктов и решений для управления техническим обслуживанием и ремонтами. Программной платформой проекта стала EAM/MRO-система TRIM, разработкой и развитием которой компания “СпецТек” занимается с 1994 года.

В рамках проекта предстоит решить задачи организации и информационной поддержки планирования и выполнения ТОиР, учета данных об отказах и повреждениях, накопления и анализа другой статистической информации. К настоящему моменту разработаны аналитические и отчетные формы, СпецТек и Спецэнержи общими усилиями наполнили базу данных системы ТОиР информацией по обслуживаемому оборудованию (паспортизация). В дальнейшем предстоит обучить пользователей и инструкторов информационной системы ТОиР из числа персонала заказчика, провести пусконаладку, включая инсталляцию и настройку клиентской и серверной части системы ТОиР. Для этого НПП “СпецТек” поставит заказчику программное обеспечение TRIM на 8 пользователей.

Важным этапом работ по внедрению системы ТОиР станет интеграция TRIM с эксплуатируемой в ТОО “Спецэнержи” системой вибродиагностики DREAM разработки “Ассоциации ВАСТ” (www.vibrotek.ru). Здесь будет задействован модуль интеграции TRIM-DREAM, разработанный в рамках партнерского сотрудничества “СпецТек” и “Ассоциации ВАСТ” и адаптированный под данный проект. Использование модуля позволит в автоматизированном режиме импортировать в TRIM информацию о результатах диагностики и на ее основе осуществлять в TRIM мониторинг состояния оборудования по конкретным единицам, типам, расположению и т.д. Инженерам-механикам из TRIM будут доступны результаты диагностики, данные о повреждениях, отказах и техническом состоянии оборудования. На основе этой информации они смогут своевременно планировать и выполнять предупредительное обслуживание, улучшая тем самым показатели надежности и работоспособности оборудования.

***Игорь Антоненко** – начальник отдела маркетинга НПП СпецТек ITM.*
Телефон 7(812) 329-45-60. Факс +7(812) 329-45-61.
E-mail: antonenko@spectec.ru
http://www.trim.ru http://www.itm.spb.ru

РАЗДУМКИ О ТВОРЧЕСТВЕ

Творчество – это всегда трагедия и только иногда триумф, но если он заслуженный, то почти всегда посмертный.

Творчество – это такой труд, когда человек не работает, а творит.

Математика – это язык научного творчества, с помощью которого самое простое и очевидное становится понятным только математикам.

Творческая личность никогда не страдает от безделья и скуки.

Творческая личность должна творить, а остальные – работать.

В творчестве тщеславие играет такую же активную роль, как честолюбие в карьере.

Когда ищешь неизвестную причину, подозрение играет главную роль.

Если не довелось стать автором ценной идеи, значит, ты не витал в облаках, когда она висела в воздухе.

Наука открывает истины, а искусство их создает.

Ценная идея подобна грозе в начале мая – сначала озаряет одинокий разум, а потом, как гром гремит научная толпа, заглушая голос автора.

Мысль выше слова, а чувство выше мысли.

© Б. ВОЛЬТЕР

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

Решения этих вопросов Вы найдете в журнале

«Автоматизация и IT в нефтегазой области»

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

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

ВЫГОДНО – **при оплате подписки через редакцию**

УДОБНО – **любая форма оплаты**

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

ТЕХНОЛИНК

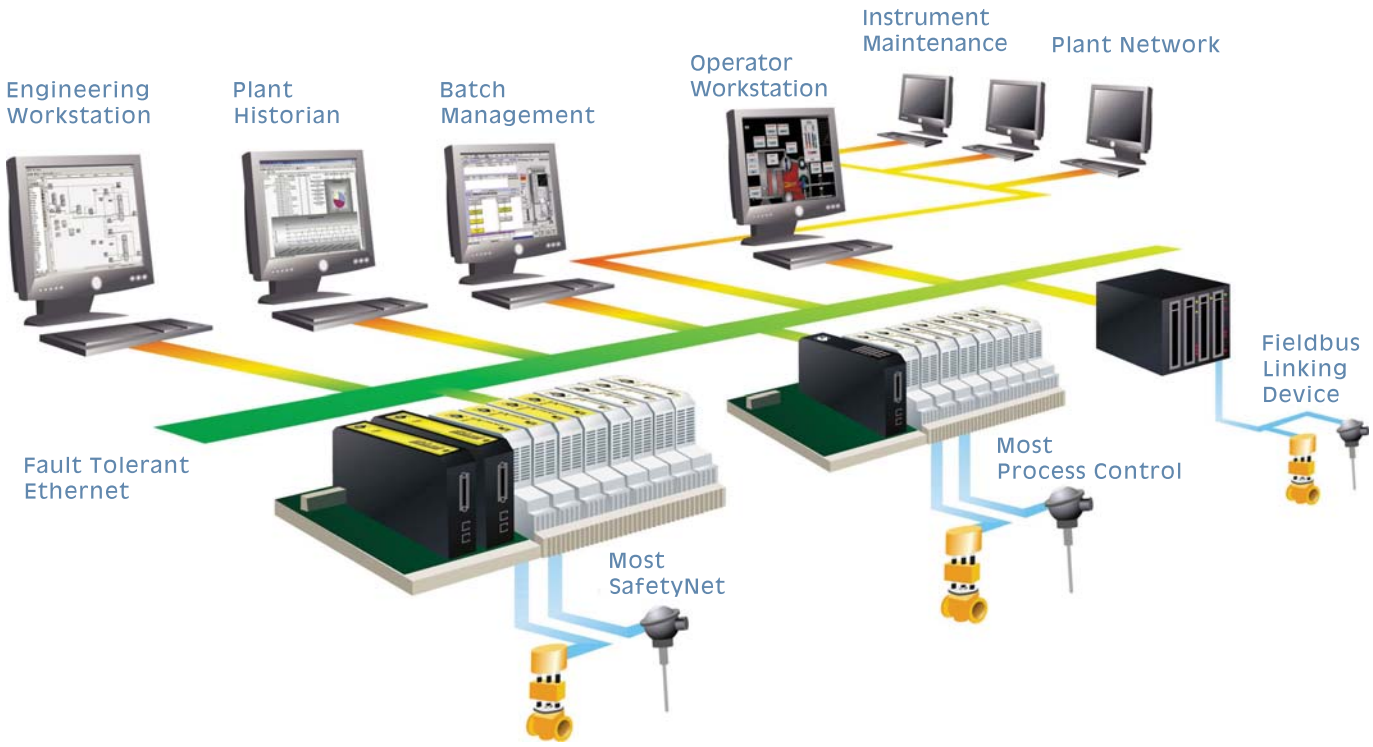
www.technolink.spb.ru

LABWARE LIMS Solutions

GE Distributor Intelligent Platforms

PAC8000 и SafetyNet

программно-технический комплекс РСУ и ПАЗ для автоматизации опасных производств



PAC8000:

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

SafetyNet:

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

imagination at work

TÜV Rheinland | Bauart geprüft Functional Safety FS Type approved

БАЗИС®

Программно-технические средства
автоматизации технологических процессов

[Exia]IIC

ЗАО «Экоресурс» **394026, г. Воронеж, пр-т Труда, 111**

Техническая поддержка:
(473) 272-78-20 (многокан.)
support@ecoresurs.ru
контроллеры-базис.рф

Отдел маркетинга:
(473) 246-36-58
marketing@ecoresurs.ru
базис-экоресурс.рф

Общие вопросы:
(473) 272-78-19 (многокан.)
ecores@ecoresurs.ru
www.ecoresurs.ru