АВТОМАТИЗАЦИЯ A&T в нефтегазовой области

ежеквартальный отраслевой научно-производственный журнал

№ 4 (14)

октябрь – декабрь 2013

Решение на основе протокола HART® оптимизирует расширение комплекса обогащения нефти на заводе Shell 5

Создание автоматизированных систем управления технологическими процессами для различных отраслей промышленности 13

Формирование математической модели геометрии трубопроводной магистрали с наследованием физико–механических свойств материала труб 16

Системы автоматического управления для газотурбинных энергоблоков 21

Радиосети сбора данных и управления для автоматизированных систем управления в структуре ТЭК 24

Системы оснащения групп технического сопровождения территориально удалённых объектов в интеграции с методами интеллектуального анализа данных 37

Архитектура единого узла обеспечивает преимущества пользователям, связанным с процессами серийного производства 44

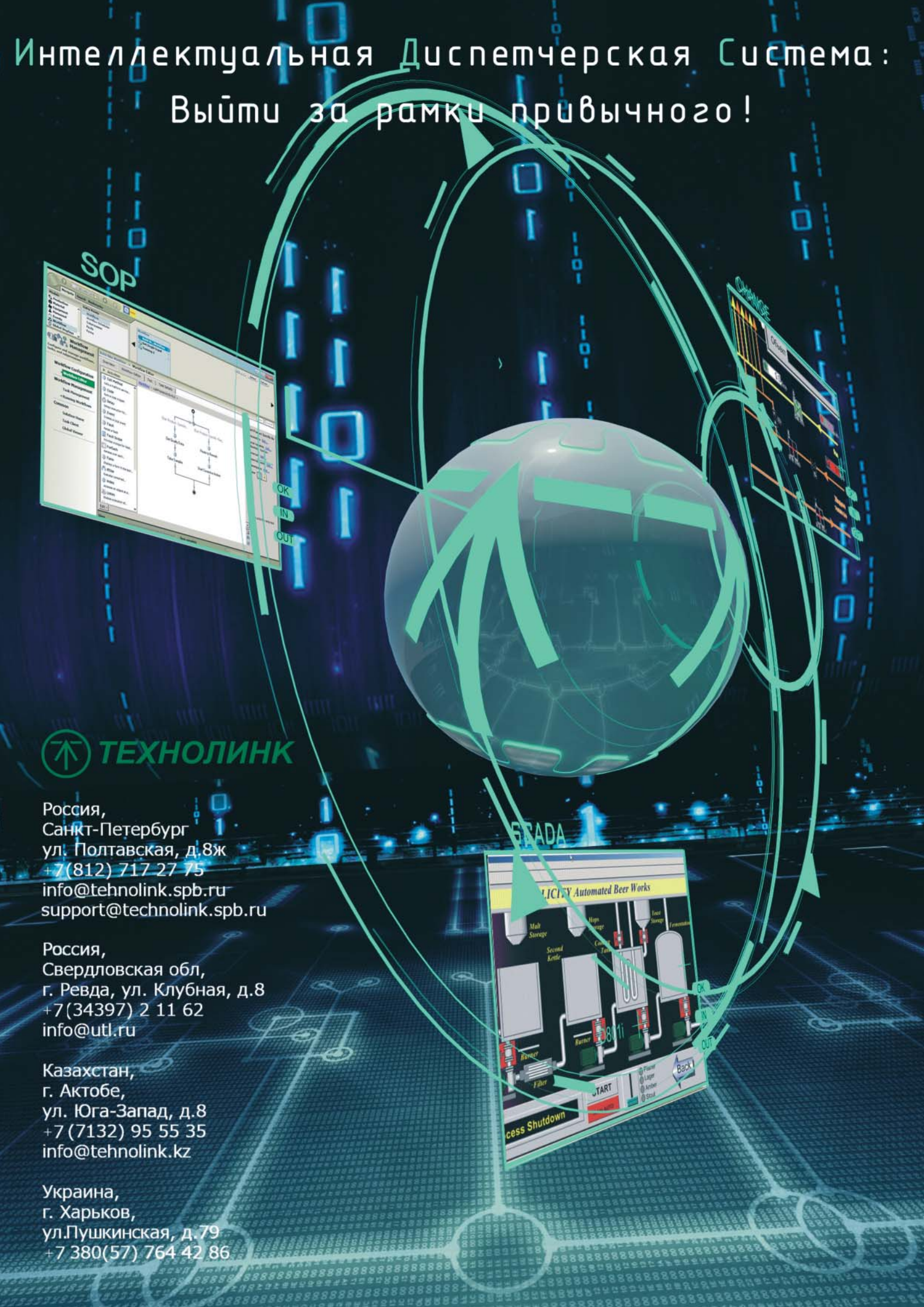
Подготовка кадров для нефтяной и газовой промышленности 46

Хронограф нефтяной промышленности России. Часть 2 50

Vattenfall ищет утечки экологически опасного газа с помощью GasFindIR LW 70

С Новым годом! 2014

Интеллектуальная Диспетчерская Система:
Выйти за рамки привычного!



ТЕХНОЛИНК

Россия,
Санкт-Петербург
ул. Полтавская, д.8ж
+7(812) 717 27 75
info@tehnolink.spb.ru
support@technolink.spb.ru

Россия,
Свердловская обл,
г. Ревда, ул. Клубная, д.8
+7(34397) 2 11 62
info@utl.ru

Казахстан,
г. Актобе,
ул. Юга-Запад, д.8
+7 (7132) 95 55 35
info@tehnolink.kz

Украина,
г. Харьков,
ул.Пушкинская, д.79
+7 380(57) 764 42 86

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., к.т.н., генеральный директор ЗАО "ЭМИКОН"

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

Бернер Л.И., д.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!

Сегодня никто не станет спорить с тем, что роль современных информационных технологий (ИТ) в нефтегазовом комплексе трудно переоценить. В ближайшие годы большое количество разработок из этих технологий безусловно перейдет в прикладную плоскость и откроет новые глобальные возможности нефтегазового комплекса. Конкурентоспособность России в нефтегазовой отрасли на мировом рынке будет во многом связана с уровнем развития отечественных ИТ.

Мировой опыт показывает, что конкурентоспособность национальной экономики в целом неразрывно связана с развитием ИТ. По данным Всемирного экономического форума, индекс конкурентоспособности экономики государств имеет высокий уровень корреляции с индексом развития в странах информационно-коммуникационных технологий.

По данным рейтинга конкурентоспособности стран, активно развивающих ИТ, Россию опережают по большинству показателей. В части создания спроса на ИТ Россия занимает 88-е место (США – 13, Германия – 19, Индия – 63, Египет – 96), условий ведения бизнеса в ИТ – 110-е место (США – 21, Германия – 38, Индия – 72, Египет – 62) и качества образовательной системы – 82-е место (США – 26, Германия – 17, Индия – 38, Египет – 135). Это данные рейтинга 142 стран мира за 2012 год, подготовленные Всемирным экономическим форумом.

Как показывает практика, внедрение ИТ оказывает существенное влияние на производительность труда. Отрасли, интенсивно использующие эти технологии в своей практике, растут в 1,5 – 2 раза быстрее, чем в среднем в экономике.

Поэтому, на наш взгляд, очень важным событием осени 2013 года для всей промышленности России, включая нефтегазовую отрасль, является Распоряжение Правительства РФ от 01.11.2013 N 2036-р "Об утверждении Стратегии развития отрасли информационных технологий в Российской Федерации на 2014 – 2020 годы и на перспективу до 2025 года". Стратегия определяет цели и основные направления развития указанной отрасли, а также механизмы и способы достижения поставленных целей.

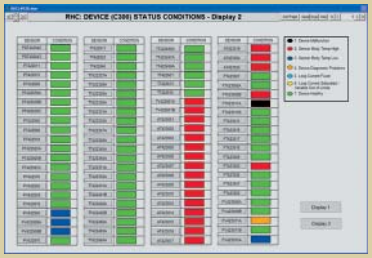
Реализация мероприятий Стратегии позволит: поддержать средний темп роста отрасли ИТ на уровне, значительно превышающем средний темп роста валового внутреннего продукта (не менее, чем в 3 раза за весь период); увеличить количество высокотехнологичных рабочих мест в российской отрасли ИТ с 300 тыс. мест в 2012 году до 700 тыс. мест к 2020 году, а также обеспечить рост объема производства отечественной продукции и услуг в сфере ИТ с 270 до 620 млрд рублей.

Как отмечается в Стратегии, отрасль ИТ является одной из наиболее динамично развивающихся отраслей как зарубежом, так и в России. Объем мирового рынка ИТ оценивается в 1,7 трлн долларов США. По прогнозам, до 2016 года рынок продолжит расти в среднем не менее чем на 5 процентов в год. Таким образом, рынок ИТ входит в 25 процентов наиболее быстро растущих крупных рынков в мировой экономике. Средний темп роста российского рынка за последние 10 лет превосходит среднемировой, при этом российская отрасль ИТ имеет потенциал значительно более быстрого роста в ближайшие 5-7 лет – на 10 процентов в год и более.

Среди других тенденций, отмеченных в Стратегии, – это рост пользовательского спроса на интеллектуальные устройства и интернет-сервисы, массовое оснащение датчиками и исполнительными устройствами материальных объектов и их подключение к сетевой инфраструктуре, дальнейшее внедрение ИТ в управление бизнесом, автоматизация государственного сектора, глобализация рынка ИТ, а также увеличение конкуренции между странами в развитии преференций для специалистов и (или) компаний отрасли.

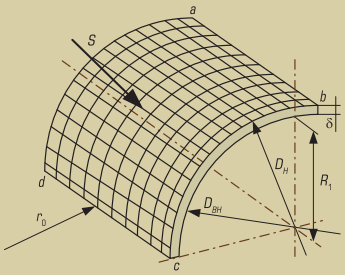
На ближайшие годы, согласно Стратегии, основными точками роста сегмента разработки программного обеспечения станут "облачные" технологии, системы автоматизации бизнеса, технологии обработки больших массивов данных и приложения для мобильных устройств. Безусловно, все эти направления развития ИТ неразрывно связаны с нефтегазовой отраслью, созданием интеллектуальных месторождений, интеллектуальных скважин и т.п.

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



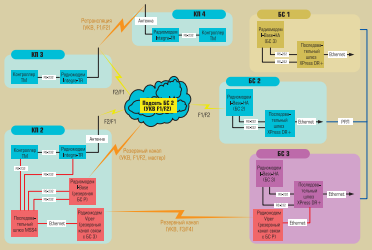
5 *Описание состояния HART-устройства предоставляет операторам важную информацию*

13 *Компания «Адвантек Инжиниринг» располагает возможностью поставки систем в полной заводской готовности за счет проведения комплексных испытаний в стендовых условиях*



16 *Схема локального nP участка abcd трубы, взятого на длине Ll, под нагрузкой S*

21 *Газотурбинный энергоблок для труднодоступных, удаленных от единой энергосистемы районов добычи нефти и газа*



24 *Схема коммутации оборудования стационарной технологической радиосети управления телемеханикой повышенной надежности и живучести*

СОДЕРЖАНИЕ

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ИНФОРМАЦИОННО-УПРАВЛЯЮЩИЕ СИСТЕМЫ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ (практический опыт)

Общие вопросы

5 Джапанкумар ШАХ (Honeywell Process Solutions), Энди БАНЮК (Компания Shell)
Решение на основе протокола HART® оптимизирует расширение комплекса обогащения нефти на заводе Shell

13 Компания «Адвантек Инжиниринг»
Создание автоматизированных систем управления технологическими процессами для различных отраслей промышленности

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ И АЛГОРИТМЫ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ (СА) В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

Моделирование и автоматизация расчетов

16 С.П. КОЛОСОВ (ООО «СфераПро»)
Формирование математической модели геометрии трубопроводной магистрали с наследованием физико-механических свойств материала труб

Системы автоматического управления в нефтегазовом комплексе

21 Компания «Адвантек Инжиниринг»
Системы автоматического управления для газотурбинных энергоблоков

ТЕХНИЧЕСКИЕ И ПРОГРАММНЫЕ СРЕДСТВА СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ

Телекоммуникационные решения для НГК

24 С.А. МАРГАРЯН (ЗАО «НПП «Родник»)
Радиосети сбора данных и управления для автоматизированных систем управления в структуре ТЭК

БПЛА и спутниковые технологии на службе у компаний НГК

37 С.П. КОЛОСОВ (ООО «СфераПро»), А.Ю. МАЛЫШЕНКО (РГСУ)
Системы оснащения групп технического сопровождения территориально удалённых объектов в интеграции с методами интеллектуального анализа данных

ОПЫТ АВТОМАТИЗАЦИИ В ЗАРУБЕЖНОМ НГК

США

44 Control magazine
Архитектура единого узла обеспечивает преимущества пользователям, связанным с процессами серийного производства

ПРОБЛЕМЫ И ЗАДАЧИ КАДРОВОЙ ПОЛИТИКИ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ СА ДЛЯ НГК: ОТ СЛОВ К ДЕЛУ

46 В.В. РАДКЕВИЧ (РГУ нефти и газа, ИНЭКО-А)
Подготовка кадров для нефтяной и газовой промышленности

ИСТОРИЯ АВТОМАТИЗАЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

История отрасли

50 А.А. МАТВЕЙЧУК
Хронограф нефтяной промышленности России. Часть 2

ХРОНИКА И НОВОСТИ

60 Новости Emerson

65 Новый способ решать непростые вопросы инвестиций

66 Новости Honeywell

68 Компактный блочный каркас для промышленной сферы, устанавливаемый в распределительный шкаф

69 Новые системы автоматизации компании ЗАО «Эмикон»

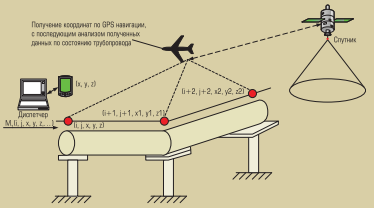
РАЗНОЕ

На заметку производственнику

70 Компания FLIR Systems
Vattenfall ищет утечки экологически опасного газа с помощью GasFindIR LW

Разминки словом

72 С Новым годом и Рождеством, друзья!
Подборка А. ЕГОРОВА



37 *Общая схема взаимодействия систем при работе с оборудованием надземного нефтегазотрубопровода*

44 *ArchestrA обеспечивает инфраструктуру первичного функционального обслуживания, которое является общим практически для всех приложений промышленной автоматизации*

46 *Открывает заседание ГАК заведующий кафедрой д.т.н., профессор Бородавкин П.П., справа – Мусина Е.В., зам. зав. кафедрой, доцент и Радкевич В.В. – председатель ГАК, д.т.н.*

50 *Апрель 1901 г. – в Томском практическом технологическом институте открыто Горное отделение*

70 *Тепловизор FLIR GasFindIR LW*

ЭМИКОН

ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Основные направления деятельности:

- Разработка и производство программируемых логических контроллеров для всех отраслей промышленности
- Комплексная автоматизация объектов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа
- Производство и поставка программно-технических комплексов для систем автоматического пожаротушения и систем учета энергопотребления
- Пожизненное обслуживание поставленных систем автоматизации
- Обучение специалистов заказчиков

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ
В РАЗЛИЧНЫХ ОТРАСЛЯХ ЭКОНОМИКИ РОССИИ
НА БАЗЕ КОНТРОЛЛЕРОВ ЭМИКОН РАБОТАЮТ БОЛЕЕ 700 АСУ ТП

НАМ 25

КАЧЕСТВО И НАДЕЖНОСТЬ ПРОВЕРЕНЫ ВРЕМЕНЕМ!

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

РЕШЕНИЕ НА ОСНОВЕ ПРОТОКОЛА HART® ОПТИМИЗИРУЕТ РАСШИРЕНИЕ КОМПЛЕКСА ОБОГАЩЕНИЯ НЕФТИ НА ЗАВОДЕ SHELL

Джапанкумар ШАХ (Honeywell Process Solutions),
Энди БАНЮК (Компания Shell)

Контрольно-измерительные приборы (КИП), поддерживающие цифровые технологии, такие как протокол HART®, стали важной составляющей функционирования производственных предприятий. HART является мировым стандартом обмена цифровой информацией между широким спектром интеллектуальных устройств и системами контроля и управления. Проект расширения комплекса обогащения нефти, реализованный в 2011 году компанией Shell на ее нефтеперерабатывающем и нефтехимическом заводе Scotford в провинции Альберта (Канада), является показательным примером эффективного взаимодействия НПЗ с поставщиком КИП и систем управления. В ходе реализации этого проекта Shell совместно с генеральным подрядчиком по системам автоматизации разрабатывала инновационную систему настройки и обслуживания интеллектуальных устройств и усовершенствованную распределенную систему управления (РСУ). За реализацию этого проекта в 2011 г. завод был удостоен награды “Предприятие года”, учрежденной Организацией по стандартизации протокола HART (HART Communication Foundation). Рассматриваются внутренние механизмы и варианты применения различных устройств и оборудования HART, а также сама технология. Здесь также описан подход, выбранный проектной группой для расширения комплекса обогащения нефти на НПЗ компании Shell, который может служить примером для других энергетических компаний, собирающихся расширять или модернизировать свое производство.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Все больше производственных предприятий проявляют интерес к системам управления КИП (IAMS), которые позволяют повысить эффективность рабочих процессов, снизить требования к техническому обслуживанию и увеличить производительность. Используя интеллектуальную стратегию управления КИП, предприятия могут значительно сократить операционные расходы и ограничить простои производственного оборудования. Поскольку основная часть производственных затрат приходится на долю технического обслуживания, эта экономия может значительно улучшить итоговые показатели деятельности компании. Применение устройств и оборудования КИП, поддерживающих цифровые технологии, может принести типовым производственным предприятиям существенную выгоду. Цифровые устройства предоставляют большой объем полезных данных о производственной среде и могут использоваться для предотвращения производственных потерь или нарушений технологических процессов, повышения качества и надежности, а также снижения затрат на техническое обслуживание. Одной из причин роста популярности цифровых технологий стало широкое распространение протокола HART®, который поддерживает открытый стандарт, дополненный цифровыми технологиями аналоговой связи (4-20 мА) с интеллектуальными КИП. Большинство современных РСУ включают в себя интегрированные модули ввода-вывода HART, которые служат для подключения интеллектуальных устройств. Эти модули являются гибридными устройствами, сочетающими обработку обычных аналоговых сигналов 4-20 мА (как в традиционных модулях ввода-вывода без поддержки HART) с обработкой

Рис. 1. Большинство современных распределенных систем управления включает в себя интегрированные модули ввода-вывода HART, которые служат для подключения интеллектуальных устройств

закодированного цифрового сигнала HART (см. рис. 1).

ИНТЕГРАЦИЯ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ КИП

Для реализации решения по управлению КИП в любой РСУ требуются средства для подключения программного обеспечения управления КИП к модулям ввода-вывода HART и к самим устройствам КИП. Во всех системах управления используется один и тот же базовый протокол, однако механизм его интеграции, как правило, разрабатывается каждым поставщиком индивидуально, на основе наиболее выгодного подхода к реализации системы. В то же время разработчики располагают некоторой свободой действий в поиске собственного решения, которое позволит наилучшим образом использовать ограниченную полосу пропускания, свойственную протоколу HART. Несмотря на отсутствие открытого стандарта, определяющего интеграцию модулей ввода-вывода HART с РСУ, у конечных пользователей систем автоматизации сложились определенные ожидания в отношении функций, которые должны быть реализованы во всех платформах систем управления. Например, модули ввода-вывода должны быть способны использовать информацию о диапазоне измерений подключенного прибора, поступающую от интеллектуальной части HART-интерфейса, для автоматической передачи в аналоговую часть сведений о выборе диапазона для выходного сигнала 4-20 мА. Кроме того, стандартная информация протокола HART, включая технические единицы измерения, дискретные переменные технологических процессов и сведения об аварийных сигналах должна передаваться в РСУ для выполнения задач управления. Также должна быть предусмотрена возможность доступа к такой информации о любом КИП без знания специфических характеристик конкретного устройства. В протоколе HART для получения этой информации предусмотрены универсальные команды.

РОЛЬ HART-МУЛЬТИПЛЕКСОРОВ

Производственные предприятия, желающие получить всеобъемлющее решение для управления КИП на основе технологии HART, сталкиваются с необходимостью поиска ответов на целый ряд важных вопросов. Например, могут ли они использовать решение с интеллектуальными КИП, подсоединенными к системе управления, которая поддерживает не все функции модулей ввода-вывода HART? Чтобы реализовать поддержку цифровых сообщений HART в своей системе управления КИП, предприятия, использующие РСУ, основанные на устаревших платформах, должны применять внешние HART-мультиплексоры. Мультиплексор служит для извлечения цифровых сообщений HART и передачи их в программный пакет системы управления КИП. Аналоговый сигнал 4-20 мА подается на стандартный (без поддержки HART) модуль аналогового входа, а цифровой сигнал проходит через схемы мультиплексора и передается по сети RS-485 в систему управления КИП.

Опыт показывает, что с помощью мультиплексоров HART можно создать гибкие и надежные решения для управления множеством HART-устройств, подсоединенных к единой сети. Зачастую применение мультиплексоров является единственным способом задействовать устаревшие системы, кроме использования портативных компьютеров или модернизации РСУ (что иногда невозможно). Однако в некоторых случаях такое решение может не оправдать требуемых вложений, поэтому только заказчик может принять такое экономическое решение.

Рис. 2. Предпочтительное решение по интеграции системы управления КИП, реализуемое на основе технологий РСУ текущего поколения, использует модули ввода-вывода с поддержкой HART, позволяющие передавать цифровые данные HART-устройств вместе с данными аналоговых контуров 4-20 мА

СОВРЕМЕННАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ РСУ

Предпочтительное решение по интеграции системы управления КИП, реализуемое на основе технологий РСУ текущего поколения, использует модули ввода-вывода с поддержкой HART, позволяющие передавать цифровые данные HART-устройств вместе с данными аналоговых контуров 4-20 мА. Цифровые данные устройств, поступающие от модулей ввода-вывода с поддержкой HART, обрабатываются вместе с данными аналоговых технологических переменных и тесно интегрированы в среду системы управления. Это позволяет использовать в стратегии управления дополнительные технологические переменные HART (первичные, вторичные, третичные и четвертичные), информацию о диапазонах, идентификационные данные устройств и информацию об их состоянии (общую и зависящую от конкретных устройств) (рис. 2).

При использовании модулей ввода-вывода с поддержкой HART диагностические данные устройств тесно интегрированы с подсистемой аварийных сигналов/событий РСУ и приложениями управления активами. Потребность в использовании отдельных систем или пакетов текущего контроля устройств отсутствует. Аварийные сигналы КИП обрабатываются либо в программном обеспечении, используемом для настройки, поиска неполадок и диагностики, либо, что предпочтительно, в самой системе управления, откуда аварийные сигналы могут быть направлены к специалистам по техническому обслуживанию.

Некоторые поставщики систем автоматизации разработали надежные решения для управления КИП, обеспечивающие связь с устройствами HART, подключенными к модулям ввода-вывода РСУ с поддержкой HART, мультиплексорам внешнего оборудования, системам удаленного ввода-вывода, системам безопасности и HART-модемам. Эти решения предоставляют инженерам по КИП, техническому и обслуживающему персоналу инструменты для удаленного управления устройствами. Осуществляется автоматическая идентификация и классификация неисправных устройств и устройств, нуждающихся в диагностике. При интеграции с системой безопасности ввода-вывода HART эти решения используют текущие данные подсоединенных устройств для занесения в базу данных соответствующих записей и назначения шаблонов. После этого обслуживающий персонал может сравнивать конфигурации разных устройств или текущую и ранее сохраненную конфигурации одного и того же устройства.

Решения для управления КИП также могут использовать метод текущего контроля мультиплексоров для передачи в диспетчерскую неинтегрированных данных HART. Это позволяет производственному персоналу отслеживать HART-устройства, подключенные к мультиплексорам оборудования и сетям удаленного ввода-вывода, и передавать аварийные сигналы с этих устройств в подсистему аварийных сигналов и событий РСУ. Такой подход упрощает переход от устаревших систем управления к новым платформам РСУ при сохранении установленных КИП и преимуществ интеллектуальных устройств.

ТРЕБОВАНИЯ К РАСШИРЕНИЮ ПРОИЗВОДСТВА

В канадской провинции Альберта расположены крупнейшие в мире залежи нефтеносных песков. Для удовлетворения растущего спроса на нефть многие энергетические компании, работающие в Альберте, строят новые объекты или расширяют мощности существующих. В 2011 г. для увеличения мощности комплекса обогащения нефти Scotford производительностью 155 000 баррелей в день (б/д), расположенного рядом с г. Форт-Саскачеван, компа-

Рис. 3. В 2011 г. для увеличения мощности существующего комплекса обогащения нефти Scotford производительностью 155 000 баррелей в день, расположенного рядом с г. Форт-Саскачеван (провинция Альберта, Канада), компания Shell ввела в эксплуатацию новую линию производительностью 100 000 баррелей в день

ния Shell ввела в эксплуатацию новую линию производительностью 100 000 б/д. Этот комплекс перерабатывает сверхтяжелую сырую нефть (битум), добываемую на месторождении Muskeg River, выпуская ряд синтетических нефтепродуктов. Большая часть полученной продукции перерабатывается на расположенном рядом НПЗ Shell Scotford, вблизи которого также находится химический завод (рис. 3).

Для безопасного и своевременного запуска новой линии подразделение КИП на НПЗ Scotford должно было работать быстро, эффективно и с минимумом ошибок. Рабочая группа Shell, выделенная для решения этой задачи, пришла к выводу, что технология HART предлагает удобный способ оптимизации испытаний и предварительной настройки устройств, поэтому, когда устройства были установлены, все было готово для благополучного запуска. Группа также обратилась к компании Honeywell, которая поставила системы Experion® Process Knowledge System (PKS) и Field Device Manager (FDM).

Компания Shell реализовала централизованное решение для удаленной настройки и обслуживания КИП, используя цифровые стандарты связи. Инструмент для настройки устройств разработан на основе открытых отраслевых стандартов, таких как HART, и не требует дополнительных файлов или программирования для поддержки устройств или доступа к специфическим функциям устройств. Этот инструмент предусматривает использование предоставляемых поставщиками устройств технологий Device Description (DD) и Device Type Manager (DTM) без внесения каких-либо изменений. Такое решение позволяет конечным пользователям устранить проблемы совместимости внутри систем с открытой архитектурой. Оно также обеспечивает более эффективное техническое обслуживание и снижает риск незапланированных простоев.

В ходе реализации проекта компании Shell по расширению комплекса обогащения нефти на НПЗ Scotford этот инновационный инструмент управления КИП упростил решение задач технического обслуживания, позволил сэкономить время и обеспечил гибкость и масштабируемость при решении задач настройки и управления КИП в заводских условиях. Пользовательский интерфейс инструмента и поддерживаемые им функции не зависят от того, к какой системе он подключен – к модулю ввода-вывода HART, мультиплексорам HART-оборудования, HART-модемам или другим сетям цифровых устройств. Инструмент автоматически выделяет в отдельном меню устройства, требующие диагностики, а также устройства, в которых обнаружены неполадки. С помощью этого решения уникальная инфраструктура удаленной связи позволяет устройствам, рассредоточенным на большой территории, обмениваться данными по локальной или глобальной сети, обеспечивая неограниченный доступ к ним из рабочей среды предприятия. Дополнительная разработка или создание базы данных не требуются. После настройки сетей связи инструмент управления КИП автоматически обнаруживает интеллектуальные устройства и добавляет их в базу данных. Это экономит много времени при вводе в эксплуатацию, поиске и устранении неполадок или при выполнении операций текущего технического обслуживания.

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТА

Инженеры, занятые в реализации проекта, провели большую работу, чтобы выявить все ключевые факторы, влияющие на расширение комплекса обогащения нефти на НПЗ Scotford, и разработать осуществимый план, обеспечивающий успешный запуск новой линии. В ходе работ над проектом они столкнулись с рядом сложных задач, которые рассмотрены ниже.

ЖЕСТКИЙ ГРАФИК

С самого начала специалисты проектной группы компании Shell знали, что им предстоит ответить на ряд сложных вопросов. Как безопасно запрограммировать и ввести в эксплуатацию 1200 HART-устройств от 26 поставщиков, уложившись в сжатые сроки? Как завоевать доверие руководства и эксплуатационного персонала при проведении испытаний контуров и проверке описаний системы управления, чтобы гарантировать безупречный запуск и бесперебойную работу завода? Как обеспечить непрерывный поиск неполадок в КИП наряду с предсказуемым профилактическим обслуживанием?

Благодаря возможностям протокола HART и гибкой системе управления КИП, использующей решение для удаленной настройки и обслуживания устройств, поиск ответов на эти вопросы оказался на удивление простым. Инструмент управления КИП обеспечил обработку большей части изменений и получение безошибочных, повторяемых результатов, при этом все изменения были зарегистрированы, чтобы в случае необходимости их можно было восстановить. Центральная диспетчерская НПЗ Scotford собирает информацию обо всех HART-устройствах через сеть мультиплексоров или через модули ввода-вывода HART. Большинство HART-устройств подсоединены к системе обеспечения безопасности технологических процессов или к модулям различных поставщиков. Другие, более важные приборы используются для автоматического регулирования с применением более традиционных контуров аналогового управления 4-20 мА с поддержкой HART.

Действующие комплексы НПЗ Shell Scotford успешно внедрили протокол HART, но использовали только часть возможностей, предоставляемых этой технологией. Будучи заинтересованной в использовании всего потенциала устройств с поддержкой HART, проектная группа получила одобрение на расширение применения протокола HART в рамках этого проекта с целью отказаться от настройки устройств с помощью портативных компьютеров. Это решение позволило предоставить ценную информацию об устройствах эксплуатационному персоналу, инженерам КИП и специалистам по техническому обслуживанию.

ПУСКОНАЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Как и следовало ожидать, в ходе реализации проекта расширения возникли проблемы, не зависящие от участников. Например, предполагалось, что КИП будут предварительно настроены перед поставкой, однако они поступили на завод ненастроенными. Это означало, что группа автоматизации управления должна была загрузить в 1200 приборов большой объем данных, включая описания диапазонов измерений, технические единицы, значения NAMUR и пороговые значения для передачи аварийных сигналов о температуре корпуса датчика. Выходом из проблемной ситуации стало применение системы централизованного управления КИП с использованием инструмента настройки в автономном режиме для внесения большей части изменений и последующей интерактивной настройки для немногих оставшихся изменений. Пакетное внесение изменений из исходной базы данных обеспечило высокое качество и своевременность выполнения этой процедуры. Применение быстрого и централизованного метода обеспечило получение точных записей о конфигурации КИП, которые были согласованы с процессом испытаний. Это позволило сэкономить значительное время при выполнении пусконаладочных работ. Была создана база данных для представления этих значений в табличной форме и налажен систематический непрерывный процесс для быстрой загрузки важных значений в датчики.

Сложно переоценить важность экономии времени, обусловленной этим процессом, и те преимущества, которые получила компания Shell на следующих этапах ввода в эксплуатацию, – при проведении испытаний контуров управления и проверке описаний системы управления.

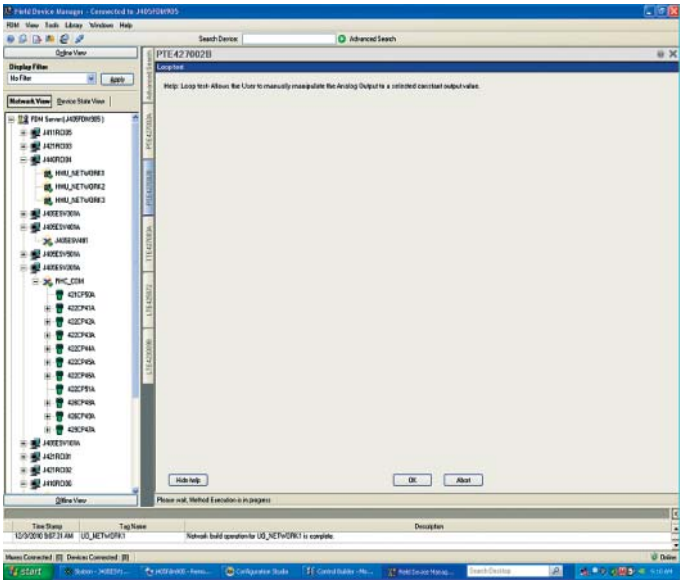


Рис. 4. Испытания контуров управления и имитация поведения технологических переменных с использованием методов HART-устройств

ИСПЫТАНИЯ КОНТУРОВ УПРАВЛЕНИЯ И ИМИТАЦИЯ ПРОЦЕССОВ

Испытания контуров управления и имитация поведения технологических переменных были проведены с использованием методов HART-устройств на основе инструмента для управления КИП завода. Инструмент вывел список всех методов в окне клиента, упростив поиск и проведение испытаний контуров. Это позволило исключить обучение персонала групп, отвечающих за проведение испытаний контуров управления, использование методов и проведение испытаний. Управление всеми испытаниями осуществлялось из единого центра и под контролем инженерных и эксплуатационных подразделений. В некоторых случаях, когда устройство нельзя было испытать без реального технологического процесса (например, в случае вихревых или ультразвуковых расходомеров), испытания проводились с использованием методов самих устройств. Это позволило операторам и инженерам убедиться в том, что все КИП функционируют должным образом. Испытания подтвердили, что все критические параметры были загружены успешно. Вся процедура заняла всего 30 % времени, которое обычно отводится для ее выполнения, при этом были исключены ошибки, обусловленные человеческим фактором (рис. 4).

ПРОВЕРКА ПРИЧИННО-СЛЕДСТВЕННЫХ СВЯЗЕЙ В СИСТЕМАХ БЕЗОПАСНОСТИ

Применение инструмента настройки конфигурации и технического обслуживания интеллектуальных устройств при проверке описаний и причинно-следственных связей систем безопасности позволило операторам и инженерам моделировать различные сценарии поведения технологических процессов. Используемое решение предоставило возможность сымитировать работу множества устройств с помощью клиентского интерфейса данного инструмента. Оно также обеспечило формирование отчета, который стал источником информации о базовой конфигурации устройств. Такой подход к проведению испытаний позволил сэкономить значительное время перед этапами окончательного ввода в эксплуатацию и запуска дополнительной линии комплекса обогащения нефти. Важные и сложные описания систем безопасности включали более 15 входов и множество выходов. Теперь Shell использует информацию о базовой конфигурации в случае внесения изменений и при замене устройств. Имитация входных данных, поступающих из диспетчерской, позволила инженерам завода провести испытания и уверенно завершить работы по вводу в эксплуатацию, затратив вдвое меньше времени, чем обычно.

ТЕКУЩИЙ КОНТРОЛЬ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ УСТРОЙСТВ

РСУ комплекса обогащения нефти НПЗ Scotford предоставляет диагностическую информацию обо всех подсоединенных к ней HART-устройствах, позволяя проектной группе пользоваться всеми преимуществами этой платформы. Сейчас Shell использует предусмотренный протоколом HART байт данных о состоянии устройства для отображения информации о его работоспособности на графических схемах технического обслуживания. Описание состояния HART-устройства (например, “Отказ устройства”, “Работа в режиме имитации”, “Предельное значение переменной”) предоставляет операторам важную информацию, и, что наиболее важно, теперь

устройство может иметь намного больше состояний (рис. 5).

Графические схемы технического обслуживания на рабочих станциях системы управления могут быть адаптированы под требования пользователя. Эти схемы позволяют одним взглядом оценить состояние множества устройств. Диагностика устройств в реальном времени с предоставлением подробной информации об их состоянии помогает обслуживающему персоналу быстрее находить неполадки. Это значительно сократило время устранения неисправностей и упростило поиск ненадежных компонентов.

Кроме того, шаблоны для устройств управления клапанами используют цифровые переменные, такие как значение для подтверждения текущего положения клапана. Эта информация передается посредством четвертичной переменной HART в контроллер и устройства, подсоединенные к мультиплексорам. Она также используется на графических схемах для отображения точной обратной связи по положению, исключая необходимость в использовании внешнего оборудования. Шаблоны для датчиков в РСУ используют температуру корпуса датчика в качестве вторичной переменной. Значения температуры отображаются на графической схеме станции оператора для контроля и наблюдения в реальном времени. В течение длинных холодных зим в Альберте температура воздуха может упасть до –45 °С – в таких условиях текущий контроль состояния приобретает жизненно важное значение для безопасной работы оборудования. Для защиты КИП комплекса обогащения нефти от замерзания в изолированные корпуса с нагревателями были установлены датчики температуры. Это позволило Shell повысить эффективность ежегодного профилактического обслуживания блоков нагревателей. Наконец, решение для управления КИП завода предусматривает централизованное хранение сведений о конфигурации устройств и архивных данных, которые имеют неоценимое значение на протяжении всего жизненного цикла HART-устройств. Операции повторной калибровки, проверки параметров и диагностики устройств могут быть выполнены непосредственно из центральной диспетчерской. В случае замены прибора все его параметры сохраняются в центральной базе данных и могут быть сразу же загружены в новый прибор.

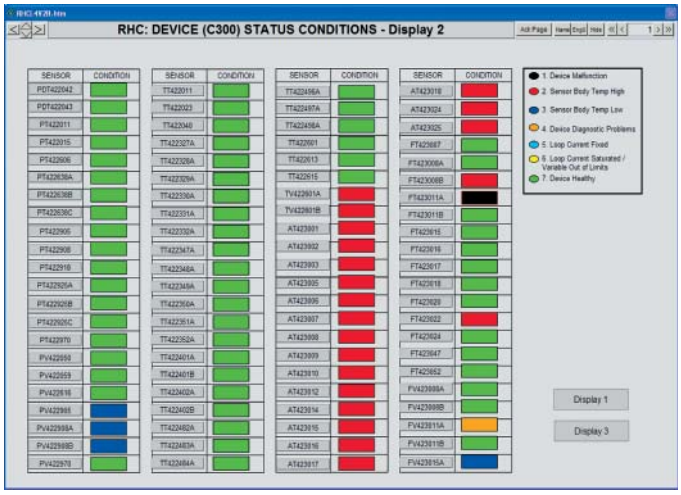


Рис. 5. Описание состояния HART-устройства (например, "Отказ устройства", "Работа в режиме имитации", "Предельное значение переменной") предоставляет операторам важную информацию

БЕЗОПАСНОСТЬ И НАДЕЖНОСТЬ

Компания Shell уделяет первостепенное внимание вопросам безопасности и надежности. С самого начала проекта руководство НПЗ Scotford предприняло важные шаги, целью которых было обеспечение безопасного и стабильного запуска. На начальной стадии реализации проекта Shell приняла решение использовать параметры NAMUR для предотвращения ложных срабатываний или небезопасных операций, вызванных отказами датчиков. Необходимую инфраструктуру для этого составили HART-устройства, поддерживающие работу со стандартными значениями NAMUR. Риск отказа КИП при запуске, как правило, выше, чем на других этапах, поэтому обеспечение совместимости устройств со стандартными значениями NAMUR позволило НПЗ Scotford осуществить благополучный запуск новой линии обогащения нефти без каких-либо серьезных проблем, связанных с КИП.

Для некоторых важных газовых клапанов было выдвинуто требование поддержки функции испытаний частичным ходом, что позволяло достичь более высокого уровня полноты безопасности (SIL). Функция испытаний частичным ходом дает возможность проводить испытания клапанов без их изоляции от технологических процессов: при нормальном функционировании технологического процесса клапан перемещается приблизительно на 5-15 %. Такие испытания позволяют проводить диагностику исполнительных механизмов по запросу и снижают вероятность отказа при обращении.

ФАКТОРЫ УСПЕХА

Инженеры проекта напряженно работали на протяжении всего процесса ввода системы управления комплексом обогащения нефти в эксплуатацию. Благодаря их вкладу в этот проект, Организация по стандартизации протокола HART присудила комплексу обогащения нефти НПЗ Scotford награду "Предприятие года" за 2011 г., отметив таким образом инновационное использование технологии HART для решения задач управления технологическими процессами в реальном времени.

На самой ранней стадии реализации проекта специалисты Shell осознали, что решение для дистанционной настройки и обслуживания устройств в сочетании с расширенными возможностями автоматизации позволяет создать платформу, использующую преимущества интеллектуальных HART-устройств. Надежный доступ к данным устройств предоставляется не только во время ввода в эксплуатацию, но также при нормальной работе и техническом обслуживании. Кроме того, это решение предоставило платформу для автоматической настройки всех HART-устройств: инструмент управления КИП позволил добавить технологии EDDL и FDT/DTM без дополнительных испытаний.

Для передачи данных HART в РСУ Shell использует модули ввода-вывода HART и шлюзы (для устройств, подсоединенных к мультиплексорам). Кроме того, применяются шаблоны для стандартизации переменных HART, поступающих от КИП. Цифровые сигналы HART обеспечивают доступ к дополнительным цифровым переменным, включая первичные, вторичные, третичные и четвертичные. Эти данные можно использовать в системе управления производством для решения задач управления или отображения на графических схемах.

ПРЕИМУЩЕСТВА ДЛЯ КОНЕЧНОГО ПОЛЬЗОВАТЕЛЯ

Уникальная система управления КИП, созданная в рамках проекта расширения комплекса обогащения нефти на НПЗ Scotford, предоставила компании Shell следующие преимущества:

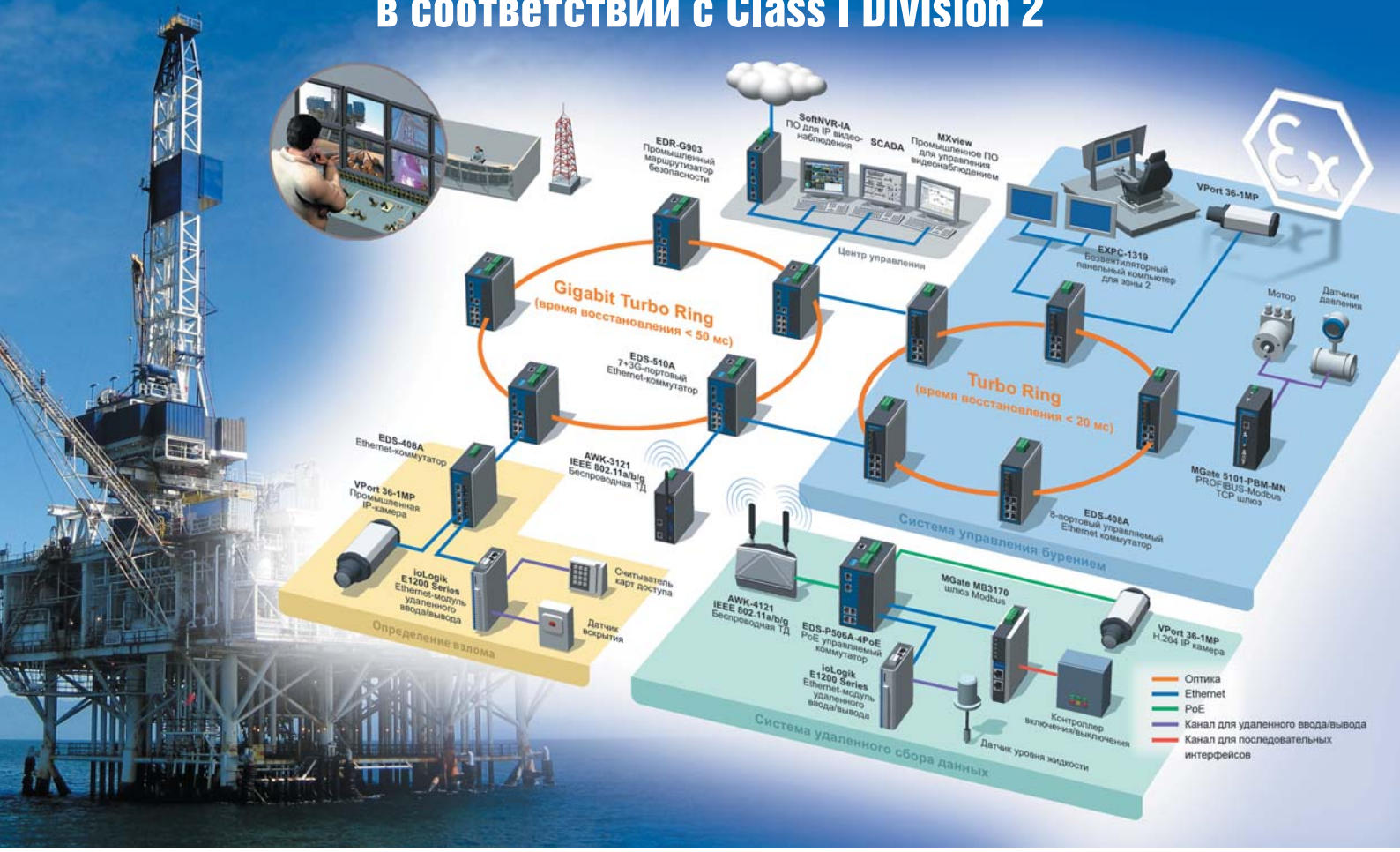
- быстрая и безопасная настройка и программирование, а также ввод в эксплуатацию 1200 HART-устройств 26 поставщиков;
- работы по проведению испытаний контуров управления и имитации технологических переменных заняли всего 30 % времени, обычно затрачиваемого на выполнение таких процедур, при этом были исключены ошибки, обусловленные человеческим фактором;
- имитация важных и сложных описаний системы безопасности, включающих более 15 входов и множество выходов, обеспечила общую экономию более 50 % времени;
- отсутствие необходимости в подсоединении внешнего оборудования более чем к 700 интеллектуальным модулям управления положением клапанов позволило сэкономить приблизительно 2000 долл. США в расчете на один клапан;
- возможность дистанционного контроля вторичных переменных температуры датчиков позволило повысить эффективность профилактического обслуживания нагревателей КИП – расходы сократились более чем на 200 000 долл. США в год;
- возможность дистанционного выполнения операций повторной калибровки, контроля параметров и диагностики устройств из центральной диспетчерской вместо выполнения работ на месте установки каждого датчика обеспечила экономию 100 000 долл. США в год.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При реализации проекта расширения комплекса обогащения нефти на НПЗ Scotford компания Shell использовала все преимущества мощных и универсальных технологий интеллектуальных устройств на различных этапах – от пусконаладочных работ до технического обслуживания. Проектная группа выделила важнейшие этапы, где эти решения сыграли ключевую роль: пусконаладочные работы → испытания логических схем → безупречный запуск → техническое обслуживание. Командная работа, несомненно, сыграла важную роль в успешном запуске новой линии – участники продемонстрировали высокий профессионализм, завершив этот сложный проект в сжатые сроки и заслужив признание коллег по отрасли во всем мире.

Джапанкумар Шах *– Honeywell Process Solutions,*
Энди Банюк *– специалист по РСУ Shell.*

ПОЛНЫЙ СПЕКТР РЕШЕНИЙ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ в соответствии с Class I Division 2



Промышленный Ethernet

EDS-510A
EDS-408A
EDS-P506A-4PoE

7+3G-port Gigabit Managed Ethernet Switch
8-port Managed Ethernet Switch
6-port PoE+ Managed Ethernet Switch

- Turbo Ring и Turbo Chain, RSTP/STP для резервирования сети
- IPv6, Modbus/TCP, LLDP, DHCP Option 82, SNMP, IGMP, QoS и VLAN
- Расширенный температурный диапазон работы от -40 до 75°C
- Дополнительная функция управления PoE (для EDS-P506A-4PoE)
- Соответствие стандартам Class 1, Div. 2, ATEX Zone 2, и DNV/GL EDR-810/G902/G903

EDR-810/G902/G903

Промышленный VPN-шлюз/Firewall

- Гигабитные медные/оптические комбо-порты
- Пропускная способность до 500 Мбит/сек
- Встроенная технология PacketGuard™ for Modbus TCP packets
- Многопортовый Secure router с функцией коммутации 2 уровня (EDR-810)

MxView

Промышленное ПО для управления сетью

- Автоматическая визуализация топологии, VLAN и IGMP
- Запись и проигрывание событий
- OPC-агент для SCADA и стороннего ПО
- Поддержка MIB сторонних устройств

MxConfig

Промышленная утилита для группового конфигурирования

- Групповое конфигурирование и дублирование настроек для уменьшения затрат на отладку сети
- Простое отслеживание конфигурации и управления
- Автоопределение линий связи
- Безопасное массовое обновление устройств

Mgate 5101-PBM-MN

1-портовый шлюз PROFIBUS-Modbus TCP

- Технология автоматического сканирования
- Web-интерфейс для визуализации ввода/вывода
- Резервированное питание и наличие реле
- Расширенный температурный диапазон работы от -40 до 75°C

Mgate MB3170/MB3270

1/2-портовый шлюз Modbus Serial-Ethernet

- Режим Slave поддерживает 16 TCP master и до 62 последовательных slave-устройств одновременно
- Режим Master поддерживает 32 TCP slave-устройства одновременно
- Приоритезация потоков для управления QoS
- Дублированное питание DC

Промышленные беспроводные сети

AWK-6222

Уличная IEEE 802.11a/b/g беспроводная точка доступа с двумя ПП

- Нулевая потеря пакетов при помощи технологии резервирования по двум приемо-передатчикам
- Миллисекундный Turbo Roaming
- Обмен данными на расстоянии до 10 км
- Дублированное питание DC и PoE для простоты установки

AWK-3121/4121

Точка доступа IEEE 802.11a/b/g для улицы/помещений

- Миллисекундный Turbo Roaming
- Обмен данными на расстоянии до 10 км
- Дублированное питание DC и PoE
- Расширенный температурный диапазон работы от -40 до 75°C
- Металлический корпус со степенью защиты IP68 (для AWK-4121)

OnCell G3150-HSPA

Промышленный высокоскоростной сотовый IP шлюз с VPN, HSPA и поддержкой 5 групп частот

- 5 групп частот: UMTS/HSPA 800/850/ AWS/1900/ 2100 MHz
- 4 группы частот GSM/GPRS/EDGE 850/900/1800/ 1900 MHz
- Централизованное управление посредством ПО с частным IP-адресом: OnCell Central Manager

Последовательные интерфейсы

NPort IA5000A

1/2/4-портовый промышленный сервер последовательных интерфейсов

- Тройная электрозащита (питание/последовательные/Ethernet-порты)
- Изоляция 2 кВ для передачи по последовательным портам
- Резервируемое питание и Расширенный температурный диапазон работы от -40 до 75°C
- Соответствие стандартам ATEX и IECEx (ожидается)

ICF-1150

Промышленный медиаконвертер Serial-Fiber

- 3 интерфейса RS-232, RS-422/485, оптика
- Промышленные сертификаты: UL 508, Class I Div. 2/ ATEX Zone 2
- Резервируемое питание и Расширенный температурный диапазон работы от -40 до 75°C

ICF-1280I

Конвертер PROFIBUS-Оптика

- Автоматическое определение скорости передачи данных для простоты настройки
- Проверка оптического кабеля для простоты обслуживания
- Кольцевое резервирование для надежной передачи данных
- Соответствие стандартам ATEX и IECEx (ожидается)

Промышленные компьютеры

EXPC-1319

Безвентиляторный промышленный панельный компьютер для Зоны 2

- Видимость при солнечном свете с яркостью 1000NIT
- Безвентиляторное исполнение с расширенным рабочим температурным диапазоном от -20 до 60°C или от -40 до 60°C (с нагревателем)
- ПО для самодиагностики
- Соответствие стандартам ATEX и IECEx (ожидается)

IP-видеонаблюдение

VPort 36-1MP

Rugged HD Box-Type H.264 IP Camera

- Расширенный температурный диапазон работы от -40 до 75°C без нагревателей и вентиляторов
- Разрешение 1280 x 720 с технологиями DNR/BLC/WDR
- До 3 независимых видеопотоков (2 x H.264, 1 x MJPEG)

Промышленная автоматизация

ioPAC 5542*

Контроллер удаленного доступа с 8 DI, 8 DIO, 8 AIs

- Поддержка C/C++ или МЭК 61131-3
- Поддержка протокола DNP3 (для удаленных станций)
- Промышленное компактное исполнение для жестких условий

*Доступен в Q3, 2013

ioLogik E1242

Ethernet-модуль ввода-вывода с 4 AI, 4 DI, DIO

- Встроенный 2-портовый Ethernet-коммутатор для организации топологии Daisy Chain
- Бесплатная поддержка Moxa's Active OPC Server для интеграции со SCADA
- Назначаемые оператором Modbus/TCP-адреса
- Сертификация UL/cUL Class I Div. 2, ATEX Zone 2 (ожидается)

MOXA®
www.moxa-net.ru

ipc2U
www.ipc2U.ru
г. **Москва**, Тел.: (495) 232-02-07, Факс: (495) 232-0327, E-mail: sales@ipc2u.ru
г. **Санкт-Петербург**, Телефон/Факс: (812) 600-7197, E-mail: spb@ipc2u.ru
Официальный дистрибутор MOXA Inc., LTD в России и странах СНГ - компания IPC2U

Компания

«АДВАНТЕК ИНЖИНИРИНГ»

20 лет на рынке промышленной автоматизации

www.advantekengineering.ru

Advantek Engineering

С НАМИ НАДЕЖНО

СОЗДАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ (АСУ ТП)

для объектов различных отраслей промышленности – на базе имеющегося опыта создания десятков АСУ ТП

Реализованы на программно-технических средствах GE IP (GE Fanuc)

Наши возможности:

- наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт создания систем реального времени со сложной конфигурацией, организацией автомататизированных рабочих мест и пунктов управления;
- наличие актуальной нормативной базы и наработок по АСУ ТП различных объектов;
- создание АСУ ТП в полном соответствии со всеми существующими нормативными документами;
- выбор, заказ и поставка современных средств КИП для контроля параметров технологического процесса;
- возможность проработки в рамках проектной документации оригинальных нестандартных средств управления;
- наличие производственной базы для изготовления щитов автоматизации (по субподряду с ЗАО «Пульсар», входящему в состав нашего производственно-технического консорциума);
- наличие специализированного стенда для отработки и испытаний компонентов АСУ ТП.

Обеспечиваем полный цикл создания АСУ ТП, включая техническое задание, проектно-сметную документацию, разработку, изготовление и испытания нестандартных изделий, пуско-наладочные работы и ввод в эксплуатацию, подготовку эксплуатационного персонала и гарантийное обслуживание системы.

При заключении контракта с нами вы получаете законченную АСУ ТП «под ключ».

Официальный дистрибьютор GE Intelligent Platforms
105120, г. Москва, ул. Нижняя Сыромятническая, 5/7, стр. 12, офис 203.
Телефон/факс +7 (495) 980-7380
E-mail: info@advantekengineering.ru
www.advantekengineering.ru

GE
Distributor
Intelligent Platforms

СОЗДАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ОТРАСЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Компания “Адвантек Инжиниринг”

Компания Адвантек Инжиниринг обладает существенным опытом создания, проектирования и внедрения систем автоматики и АСУ ТП для газотранспортных объектов (КС и УКПГ), нефтедобывающих предприятий, крупных химических производств (НАК Азот), энергетических объектов (газотурбинные и тепловые электростанции, ГТЭС, ТЭЦ). Созданные компанией системы в основном базируются на программно-технических средствах GE IP (GE Fanuc).

Системы предназначены для эксплуатации на объектах с повышенными требованиями по безопасности. При этом применяются самые современные решения по резервированию системы управления. Так, например, в составе АСУ ТП цеха производства аммиака НАК “Азот” предусмотрена подсистема аварийной защиты (ПАЗ), соответствующая европейскому стандарту TUV уровня SIL2. При создании проекта модернизации наземной части космического ракетного комплекса “Зенит М” на космодроме “Байконур”, нами решен комплекс задач повышения надёжности системы. Применено троирование параметров, по схеме голосования 2 из 3 и аппаратное дублирование контроллеров и линий связи.

Созданные системы имеют иерархическую структуру и относятся к типу информационно-управляющих систем реального времени.

Все функции рационально распределены между уровнями управления.

Предусматривается организация автоматизированных рабочих мест для оперативного персонала, удалённых рабочих мест и системы отображения информации коллективного пользования.

По отдельным требованиям заказчиков обеспечивается выработка оптимальных, либо рациональных решений по поддержанию заданного режима работы объекта с использованием математических моделей, а также программных пакетов, реализующих задачи идентификации технологического оборудования и расчета режимных параметров.

Для реализации и поддержания заданных режимов компания применяет в своих проектах системы технологической автоматики и программные средства регулирования собственной разработки. Эти средства апробированы и эксплуатируются более чем на 200 технологических объектах.

Укрупненный перечень функций включает в свой состав:

- выполнение алгоритмов технологического управления;
- формирование и ведение базы данных;
- сбор, обработка и отображение информации;
- дружественный интерфейс и документирование процесса;
- расчет косвенных параметров и обобщенных показателей работы технологического оборудования, а так же диагностика состояния режима работы технологического оборудования;
- выработка управляющих воздействий на основе использования прогнозных моделей.

Проектировщики фирмы работают в современных САПР и разрабатывают документацию, соответствующую всем действующим нормативным документам. Применение си-

стем САПР позволяет оперативно проводить изменения в технической документации и минимизировать количество ошибок на этапе разработки.

Компания выполняет не только проектные работы в офисе, но производит обследование объекта, организует и отвечает за процесс пусконаладочных работ, производит авторский надзор на площадке Заказчика. На всех этапах проектирования, изготовления, испытаний, монтажа, пусконаладки и ввода АСУ ТП в эксплуатацию мы осуществляем сквозной контроль реализации проекта, обеспечивая, в частности, экономию расходов на проект в целом.

В ряде сложных ситуаций на площадке объекта, специалистам приходилось не только исполнять свои прямые обязанности, распределённые до начала ПНР, но и решать массу вопросов совместно со смежными организациями. Это ещё раз свидетельствует о широком кругозоре работающих специалистов и нашей открытости по отношению к Заказчику, а также о проявляемой ответственности к выполняемой работе.

К отличительным особенностям наших проектов можно отнести возможность разработки и изготовления нестандартных устройств сопряжения, обеспечивающих интеграцию в единую АСУ ТП систем и устройств автоматизации различных поставщиков, введенных в эксплуатацию в различное время. Примерами таких устройств могут служить средства сопряжения с исполнительными механизмами и различными конверсионными блоками.

Компания также располагает возможностью поставки систем в полной заводской готовности за счет проведения комплексных испытаний в стендовых условиях на нашей платформе, оснащенной программными имитаторами, с необходимой глубиной и качеством проверок.

Таким образом, Адвантек Инжиниринг совместно с дружественным предприятием ЗАО "Пульсар", объединенные в едином консорциуме, имеют все необходимые условия и нормативную базу для выполнения полного цикла работ по созданию современных АСУ ТП.

GE
Distributor
Intelligent Platforms

ООО "АДВАНТЕК ИНЖЕНИРИНГ".
Официальный дистрибьютор GE Intelligent Platform. Тел. +7 (495) 980-73-80.
Email: info@advantekengineering.ru http://www.advantekengineering.ru

15–я международная выставка

НЕФТЕГАЗ 2014

26—29 мая

Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса

Организаторы:

ЗАО «Экспоцентр» (Россия),
фирма «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)

ЭКСПОЦЕНТР
МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ
МОСКВА

Messe Düsseldorf

Expo Rating

Самая крупная выставка России 2011–2012 гг. по тематике «Нефть и газ» в номинациях: «Выставочная площадь», «Международное признание», «Охват рынка». Рейтинг составлен ТПП РФ и РСВЯ. Все выставки – участники рейтинга прошли независимый аудит статистических показателей в соответствии с международными правилами

www.neftegaz-expo.ru

ДО ВСТРЕЧИ В МАЕ В «ЭКСПОЦЕНТРЕ»!

Реклама

5-Й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ

ЭНЕРКОН

ОТ СОВРЕМЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ К СТАБИЛЬНОМУ ОТРАСЛЕВОМУ РАЗВИТИЮ

26–28 мая

www.enercon-ng.ru

12+

ФОРМИРОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ГЕОМЕТРИИ ТРУБОПРОВОДНОЙ МАГИСТРАЛИ С НАСЛЕДОВАНИЕМ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ МАТЕРИАЛА ТРУБ

С.П. КОЛОСОВ (ООО “СфераПро”)

Территория России насчитывает более 60 % трубопроводов тепловых сетей и более 20 % магистральных нефтегазотрубопроводов, построенных в период 60-70-х годов. Износ таких магистралей приводит к возникновению аварий, вызванных внешними механическими и внутренними воздействиями транспортируемой продукции. Предотвращение возможных аварий является одной из важных проблем данной отрасли. Разработка методик анализа, контроля и выполнения регламентных работ требует предварительных серьёзных расчётов и анализа, выполнение которых желательно рассмотреть на ранней стадии с применением сформированной виртуальной модели магистрали трубопровода. Применение существующих функциональных решений в САПР системах для проектирования трубопроводов не всегда обеспечивает требуемую возможность рассмотрения применяемых методов расчёта и анализа полученных результатов, а также и самого процесса – что и решается отдельными софтверными фирмами путём разработки различных дополнительных программных библиотек к уже существующим системам, таким как Ansys, Ls-Dyna, SolidWorks и др.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Задача состоит в реализации метода описания в электронном виде любого варианта трубопровода с основными геометрическими и механическими параметрами, с целью последующей возможности виртуального моделирования различных процессов деформаций и анализа воздействующих критических нагрузок на участки трубы. Полученная модель должна обеспечить возможность принятия трубопровода в виде системы с нулевыми точками отсчёта для последующего моделирования событий, а также возможностью обработки данных различными методами. Сформированная модель трубопровода в такой системе должна обеспечить возможность применения в дальнейшем метода конечных элементов (МКЭ).

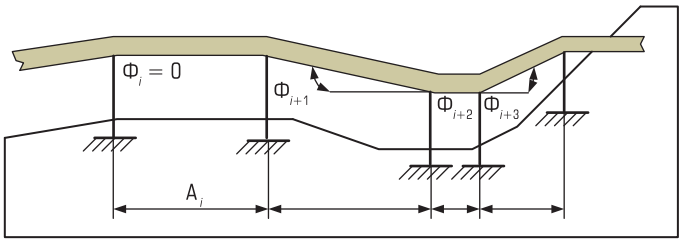


Рис. 1. Схема анализируемого участка

ФОРМИРОВАНИЕ МОДЕЛИ

Опишем исходные данные модели трубопровода с целью решения ряда вопросов по расчёту состояния как отдельных протяжённых участков, так и локальных, с последующим анализом на критичность воздействующих динамических или статических нагрузок. Также перспективным остаётся и проектирование новых трубопроводных магистралей.

Для реализации процесса расчёта и анализа протяжённого трубопровода, схема которого представлена на (рис. 1), предложим схему, разбив всю длину магистрали на узлы, связанные между собой, и проиндексируем их (рис. 2). Узлы обладают координатами и группой других параметров: геометрических, физических и т.д. Формирование и хранение данных организовано через графический интерфейс пользователя, согласованного с массивом данных, а также с базой данных (БД), таблицами параметров, применяемых конструкционных материалов.

Протяжённость трубопровода по рельефу со всеми исходными параметрами целесообразно принять как единую систему и описать как последовательную цепь с наличием узлов и математической зависимостью от крепежей, рельефа, высот и т.д.

РЕАЛИЗАЦИЯ ФУНКЦИЙ НАСЛЕДОВАНИЯ СВОЙСТВ ОБЪЕКТУ

В результате описания трубопровода в виде системы, описанной программно, получим модель трубопровода в указанном формате массивов:

$$M\begin{bmatrix} i \\ j \\ k \in \end{bmatrix}\begin{matrix} x \\ y, \\ z \end{matrix}$$ – массив хранения данных заданного участка трубопровода, (1)

полученных из таблиц БД;

$$M_1\begin{bmatrix} i,k \in \end{bmatrix}\begin{matrix} D_H & \angle\phi & Id_2 & \dots \\ D_{BH} & L & Id_3 & S \\ \delta & r_0 & \dots & \pm G \\ \beta_i & Id_1 & \dots & nP \end{matrix}$$ – массив параметров каждого из участков (2)

и узла U_i трубопровода (рис. 2),
где: i – номер рассматриваемого участка трубопровода;
j – номер рассматриваемого узла U_i трубопровода;
k – ряд параметров объектов и применяемых материалов в конструкции, ограниченных ресурсами обсчитывающей станции;
x – координата объекта по оси OX;
y – координата объекта по оси OY;
z – координата объекта по оси OZ. Точки координат узлов могут быть проинтегрированы с другими применяемыми программными решениями или комплексными системами;
D_H – наружный диаметр трубы;
D_{BH} – внутренний диаметр трубы;
δ – толщина стенки трубы;
β_i – коэффициент участка трубы при значении кривизны трубы;
$\angle\phi$ – угол между осью трубы и выбранной нормалью поверхности земли;
L – длина рассматриваемого участка длины;
r_0 – значение радиуса кривизны участка трубы;
Id_1 – идентификатор с полем таблицы типов опор (стоек) для выбора их параметров;
Id_2 – идентификатор с полем таблицы материалов для выбора параметров;
Id_3 – идентификатор с полем таблицы типа соединения для выбора параметров;
... – возможность дополнения любого другого требуемого параметра, не хранимого в 3х таблицах свойств. Например, ряд допустимых значений напряжений, деформаций и т.д.;
S – значение импульса воздействия на данный участок трубы;

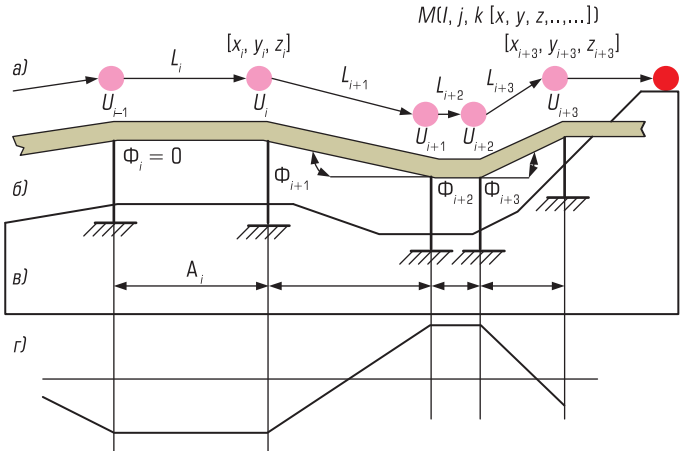


Рис. 2. Описание анализируемого участка трубопровода

$\pm G$ – значение и знак нагрузки, отображённой схематично на эпюре (рис. 2, *г*);
nP – количество возможных обсчитываемых локальных участков, взятых на поверхности трубы (рис. 3). Хранение параметров [1] обеспечивается в таблицах БД, откуда и следует выборка данных и загрузка массива M[...].

Параметры, полученные от внешнего воздействия, формируются и загружаются в массив F[...], обладают своей системой координат и хранятся в отдельной таблице БД испытаний.

Полная функциональность модели может быть дополнена внесением библиотечного модуля по обработке данных типа грунта (основание стоек опор прямо пропорционально зависит от типа и свойств грунта), по которому выполнена прокладка трубопровода. В этом случае данная тема не рассмотрена, а учтена возможность принимать дополнительные исходные данные, полученные в результате движения земной поверхности. Аналогично и со сварными участка-

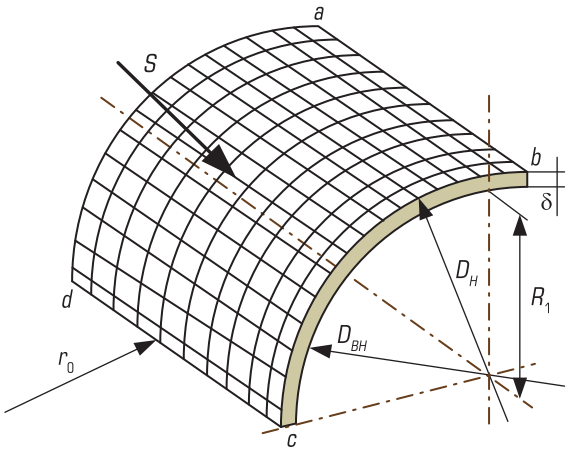


Рис. 3. Схема локального nP участка abcd трубы, взятого на длине L_i, под нагрузкой S

ми – возможно принятие рассчитанных данных нагрузки – деформаций в результате взаимодействия сварных торцов труб.

Подготовленное содержимое массивов далее используется при расчёте результатов при заданных нагрузках с целью проверки их на критичность воздействия, а также моделирования процесса износа. До данного пункта мы выполнили описание и представление модели без всякого применения формул, что в дальнейшем обеспечивает возможность оттолкнуться в расчётах от заданных нулей, т.е. начальных данных, и провести расчёт системы или локальной части, пользуясь математической моделью.

Используя подготовленную виртуальную модель трубопровода, можно реализовать дальнейший расчёт предельно допустимых напряжений и износа по двум схемам:

1. *В виде расчёта тонкостенных стержней замкнутого профиля:* При воздействии потока касательных сил t [Н/м], приложенной нагрузки:

$$t = \tau\delta, \tag{3}$$

где полное напряжение состоит из тангенциального τ_{zT} и нормального τ_{zn}, при этом τ_{zn} =0, и, следовательно, остаётся τ_{zT} – далее применим как τ. При заданном крутящем моменте M (например, при цепном падении трубопровода) вычисляется напряжение $\tau = t/\delta$. Учитывая, что суммарный момент вокруг оси z, создаваемый потоком усилий вдоль всего контура, приводится к внутреннему крутящему моменту M_z, t = Const и тогда:

$$M_z = \oint tdsr = t\oint d\Omega = t\Omega, \tag{4}$$

где $d\Omega = dsr$ – удвоенная площадь сектора в виде треугольника с основанием ds;

Ω – удвоенная площадь, охватываемая контуром сечения. В результате расчёт по формуле Бредта [2]:

$$\tau = \frac{t}{\delta} = \frac{M}{\Omega\delta}, \tag{5}$$

2. *В виде балочного расчёта взятого участка длины трубопровода.* Учитывая, что участок трубы берётся как система единой балки и проводится расчёт.

Выбрав одну из двух схем, можем реализовать расчёты, разбив анализируемые участки на требуемое число компонентов в виде сетки (рис. 3), присвоив ряд физико-механических свойств “геометрическому телу”. Процесс расчёта и анализа подробно изложен в ранних работах. Полученные результаты на период работы системы вносятся в массив параметров $M_2[i, k]$.

$$S = \lim_{\tau\to\infty}\int_0^\tau Fdt = \int_0^\tau GK_\partial dt = K_\partial\int_0^\tau Gdt = K_\partial\frac{mgt^2}{2}\Big|_0^\tau, \tag{6}$$

$$K_\partial = \sqrt{\frac{2h}{\Delta\ell_{st}}\times\frac{I_x}{I_{xc}}}, \tag{7}$$

где F – сила удара;
K_∂ – коэффициент динамики.

Значение импульса зависит от дискретности времени.

ВОЗМОЖНОСТИ РАЗВИТИЯ МОДЕЛИ ОБЪЕКТА И ЕГО ЭЛЕМЕНТОВ

Каждый из компонентов сетки (рис. 3) – “куб” (рис. 4, *а*) – выстроен в общей системе координат и обладает наследственностью материала из массива $M_1[i, k]$, а также возможностью собственного анализа геометрии

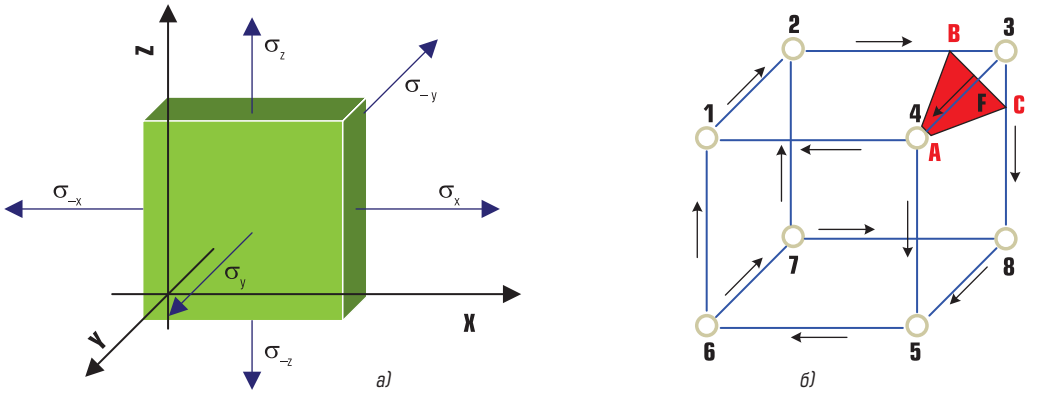


Рис. 4. Компонент – “куб”, построение в системе координат, площадь контакта смятия а) с векторами напряжённости; б) с векторами последовательности построения граней

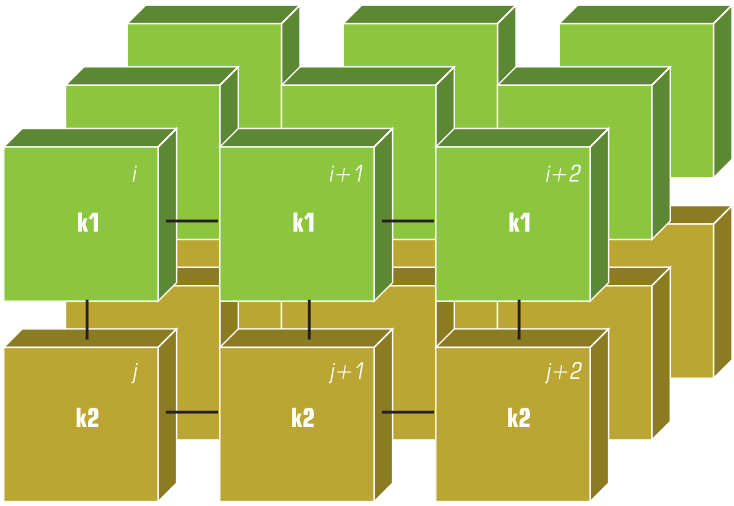


Рис. 5.
Связи элементов плоскости в слоях испытываемой пластины

(рис. 4, *б*), – т.е. воздействия вектора нагрузки. В последующем это пригодится в определении направления трещин и их критичности. Взаимодействие связей (рис. 5) между "кубами" в дальнейшем предоставляет возможность применения расчёта МКЭ как упрощение объёмов расчёта; целесообразно рассматривать только верхние грани кубов.

Физико-механические параметры (по Id_2 из таблицы материлов):

m – масса корпуса;
ρ – плотность материала;
η – значение вязкости;
ε_c – максимальное статическое перемещение;
σ_∂ – предел прочности;
Ψ_{NB} – твёрдость (HRC, HB...).

При этом однослойная пластина разбита на число n – компонентов, где геометрия каждого – это "куб" (рис. 4). Число компонентов $\boldsymbol{n}$ зависит от значения дискретности $\boldsymbol{d}$.

Далее может быть выполнен и вариант многослойного расчёта и анализа (рис. 5), как следствие – применение различных технологических материалов в трубопроводе по предложенным выше двум направлениям расчётов.

Нарушение связи между компонентами, например, значения предела прочности участка трубы δ_∂ и воздействующего значения $\delta_в$, приводит к полной деформации в площади контакта. Соприкосновение компонентов друг с другом образует контактный участок площадью F. Допустимое значение площади F_∂ вычисляется исходя из механических свойств материалов, полученное значение F_n в результате воздействия рассчитывается исходя из воздействующей нагрузки.

При построении модели, как в виде отдельной пластины (хорды), так и в виде многослойной пластины, граничные края пластины берутся жестко закрепленными.

Параметры рассматриваемых марок стали выбираются из таблиц БД, где описан тип материала и его физико-механические параметры.

ВЫВОДЫ

Сформированная модель нефтегазотрубопровода и его составляющих элементов на интересуемых участках позволяет в процессе эксплуатации проводить анализ состояния применяемого материала конструкции с привлечением данных, получаемых с тензорезисторных датчиков ВТ-ХЮ, а также при помощи 1-ЭП параметров значений изменения температурной характеристики сопротивления в области температур 77 – 293 К на всём протяжении трубопровода, где и требуется применение модели как трубопровода, так и его участков с заданной дискретностью участков [3].

Список литературы

1. *М.П. Браун*. Комплексно-легированные конструкционные стали, "Наукова думка", Киев: 1965 г.
2. *А.В. Александров, В.Д. Потапов, Б.П. Державин*. Сопротивление материалов, "Высшая школа", М.: 2000 г.
3. *Г. Корн, Т. Корн*. Справочник по математике для научных работников и инженеров, "Наука", М.: 1977 г.

Колосов Семен Петрович *– ведущий инженер аналитик-проектировщик ООО "СфераПро".*

Компания

«АДВАНТЕК ИНЖИНИРИНГ»

20 лет на рынке промышленной автоматизации

Advantek Engineering

www.advantekengineering.ru

С НАМИ НАДЕЖНО

СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ (САУ) ДЛЯ ГАЗОТУРБИННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ,

успешно работающие более чем на 100 промышленных объектах России, Украины, Узбекистана, Туркменистана и Казахстана

Реализованы на программно-технических средствах GE IP (GE Fanuc)

Главное в наших системах:

- построение на современных и высоконадежных контроллерах;
- выполнение полного набора функций, включая автоматический пуск, нормальную и аварийную остановку, автоматическое регулирование на всех режимах;
- применение быстрого программного регулятора топлива (ПРТ) собственной разработки с использованием модели ГТД;
- великолепное качество регулирования (точность поддержания частоты вращения – 0,1 %);
- сохранение работоспособности агрегатов при стопроцентном сбросе нагрузки с электрогенератора **(реализовано впервые)**;
- применение специализированных модулей контроллера с функциями синхронизации генератора с сетью;
- реализация аварийного архива данных с частотой записи 20 мсек для анализа нештатных ситуаций.

Обеспечивается изготовление САУ на специализированном предприятии, входящем в состав нашего консорциума с ЗАО «Пульсар».

Заложенные в САУ решения являются универсальными и позволяют адаптировать эти системы для газотурбинных двигателей мощностью от 1 до 25 МВт.

Наши решения успешно работают в сложных условиях на 38 энергоблоках Сургутнефтегаза с газотурбинными двигателями мощностью 16 и 18 МВт.

Официальный дистрибьютор GE Intelligent Platforms
105120, г. Москва, ул. Нижняя Сыромятническая, 5/7, стр. 12, офис 203.
Телефон/факс +7 (495) 980-7380
E-mail: info@advantekengineering.ru
www.advantekengineering.ru

GE
Distributor
Intelligent Platforms

СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ ГАЗОТУРБИННЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ

Компания “Адвантек Инжиниринг”

Компанией “Адвантек Инжиниринг” за более чем 20 лет успешной работы на рынке промышленной автоматизации создана широкая номенклатура систем автоматического управления и регулирования (САУ) газоперекачивающими и энергетическими установками для объектов малой энергетики и транспорта газа.

Особый интерес представляют газотурбинные энергоблоки производства Сумского машиностроительного научно-производственного Объединения им. Фрунзе, для труднодоступных, удаленных от единой энергосистемы районов добычи нефти и газа.

38 таких систем в течение длительного времени успешно эксплуатируются на нефтегазовых месторождениях Сургутнефтегаза. Технической базой систем являются современные программно-технические средства GE Intelligent Platform (GE Fanuc), официальным дистрибьютором которых является компания Адвантек Инжиниринг. Структура построения всех систем имеет универсальный характер, что позволяет легко адаптировать их для управления разнотипными газотурбинными двигателями мощностью до 25 МВт.

Системы обеспечивают выполнение полного набора функций, включая:

- контроль предпусковых условий;
- автоматический пуск с выводом на заданный режим работы;
- автоматическое поддержание заданного режима работы с соблюдением технологических ограничений;
- защиту на всех режимах работы, предупредительную и аварийную сигнализацию;
- нормальную и аварийную остановки;
- архивирование данных с частотой записи 20 мсек для анализа нештатных ситуаций.

Все системы комплектуются программным регулятором топлива (ПРТ) собственной разработки. Из основных функциональных возможностей ПРТ, кроме понятных функций управления и защиты двигателя на всех режимах его работы, можно выделить следующие:

1. Возможность управления газотурбинным двигателем в условиях не стабильного состава и меняющихся теплофизических характеристик топливного газа, например, управление двигателем, работающим на смеси топливного газа и газового конденсата в диапазоне от 100 % объема – топливный газ до 100 % объема – газовый конденсат. Для этого в комплексе в реальном времени ведется оценка теплоты сгорания топлива и коррекция по ней топливных программ регулятора.
2. Высокое быстродействие ПРТ по парированию внешних возмущений в сочетании со специальными программами прогнозирования и управления механизацией двигателя, позволяют предотвратить аварийный останов газотурбинного двигателя со свободной турбиной по опасным оборотам

даже при 100 % резком сбросе нагрузки с электрогенератора. Это подтверждено на серийных 16 МВт машинах даже при авариях во внешней электрической сети без выключения генератора. Из обзора открытых источников информации на данный момент нет аналогичных продуктов с такой возможностью.

3. Управление газотурбинным двигателем в составе энергоблока, работающего в автономной, параллельной или общей (сильной) электрической сети. При работе в параллельной электрической сети комплекс соответствует требованиям СО-ЦДУ ЕЭС в части первичного регулирования частоты сети и времени переходных процессов.
4. ПРТ имеет великолепные показатели качества регулирования. Так, например, поддержание частоты вращения роторов свободной турбины (нагрузки) и газогенератора в режиме регулирования или ограничения на установившихся режимах не превышает ± 0,2 % (для энергоблоков частота вращения генератора ± 0,1 % или ± 0,05 Гц).
5. ПРТ диагностирует помпаж двигателя и погасание камеры сгорания. Цифровые методы обработки и прогнозирования позволяют комплексу диагностировать помпаж двигателя по характерному поведению показаний температуры газов и давления за компрессором намного быстрее, чем авиационный прибор, и даже там, где прибору просто не хватает чувствительности или времени.

Регулятор поставляется как законченное изделие в составе систем на контроллерах GE IP или как программный продукт на CD, встраиваемый в системы на контроллерах Siemens, Allen Bradley и др. производителей. Программный регулятор может быть адаптирован для любой газотурбинной установки мощностью до 25 МВт. Для синхронизации генератора энергоблока с сетью в составе системы применены разработанные для энергетики специализированные модули контроллера GE Fanuc.

Системы предусматривают современный человеко-машинный интерфейс, обеспечивающий удобство работы оперативного персонала за счет мнемонического отображения информации в виде набора компьютерных видеокадров. Системы имеют блочно-модульное конструктивное исполнение. Аппаратура размещается на шасси блок-бокса автоматики либо в современных шкафах Rittal, на лицевых панелях которых устанавливаются видеоэкраны, органы оперативного управления и сигнализации.

Внутреннее помещение бокса оборудовано рабочим и аварийным освещением, пожарными извещателями, датчиком открытия двери, электрическими нагревателями, системой вентиляции, кондиционирования и автоматической системой поддержания микроклимата на базе промышленного контроллера. Температура эксплуатации – 40 ...+ 50 °С.

Технический и производственный потенциал компании Адвантек Инжиниринг, позволяет в кратчайшие сроки модифицировать системы для широкого спектра технологического оборудования в химической, металлургической и других отраслях промышленности.

В составе консорциума с компанией “Пульсар” могут изготавливаться и поставляться заказчикам комплектные САУ в полностью законченном виде.

Компания оказывает широкий спектр инжиниринговых услуг по системе, включая пуско-наладочные работы и ввод в эксплуатацию, подготовку эксплуатационного персонала и гарантийное обслуживание системы.

GE
Distributor
Intelligent Platforms

ООО “АДВАНТЕК ИНЖЕНИРИНГ”.
Официальный дистрибьютор GE Intelligent Platform. Тел. +7 (495) 980-73-80.
Email: info@advantekengineering.ru http://www.advantekengineering.ru

Компания

«АДВАНТЕК ИНЖИНИРИНГ»

20 лет на рынке промышленной автоматизации

С НАМИ

www.advantekengineering.ru

НАДЕЖНО

УНИВЕРСАЛЬНЫЙ ПРОГРАММНЫЙ РЕГУЛЯТОР ТОПЛИВА ДЛЯ ГАЗОТУРБИННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ,

апробированный и успешно работающий более чем на 100 объектах России, Украины, Узбекистана, Туркменистана и Казахстана

Реализован на программно-технических средствах GE IP (GE Fanuc), Emerson, Siemens, Allen Bradley

Существенные отличия от аналогов:

- сохранение работоспособности ГТД энергетических агрегатов при стопроцентном сбросе нагрузки электрогенератора ***с приводом от свободной турбины*** **(реализовано впервые)**;
- удовлетворяет требованиям РАО ЕЭС России в части первичного регулирования частоты сети;
- возможность согласованной работы с групповым регулятором активной мощности (ГРАМ) **собственной разработки**;
- быстродействующий архив параметров для анализа нештатных ситуаций;
- управление ГТД при нестабильном составе топлива (смесь попутного газа и конденсата) – для нефтяных месторождений;
- великолепное качество регулирования (точность поддержания частоты вращения генератора ***0,1 % или 0,05 Гц)***.

Регулятор поставляется как законченное изделие в составе систем на контроллерах GE IP или как программный продукт на CD, встраиваемый в системы на контроллерах Siemens, Allen Bradley и др. производителей.

Программный регулятор может быть адаптирован для любой газотурбинной установки мощностью до 25 МВт.

Официальный дистрибьютор GE Intelligent Platforms
105120, г. Москва, ул. Нижняя Сыромятническая, 5/7, стр. 12, офис 203.
Телефон/факс +7 (495) 980-7380
E-mail: info@advantekengineering.ru
www.advantekengineering.ru

GE
Distributor
Intelligent Platforms

РАДИОСЕТИ СБОРА ДАННЫХ И УПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ В СТРУКТУРЕ ТЭК

С.А. МАРГАРЯН (ЗАО "НПП "Родник")

Топливно-энергетический комплекс России является одним из самых крупных пользователей радиосетей сбора данных и управления (обмена данными), что обусловлено особенностями обеспечиваемых такими радиосетями технологических процессов и характеристиками объектов автоматизации: основные технологические процессы относятся к категории критически важных, поскольку собираемые данные должны поступать с заданной задержкой, а управляющие воздействия осуществляться в регламентированные сроки; значительная часть объектов размещается распределенно на большой территории или находится в труднодоступных местах, что делает использование проводных средств связи нецелесообразным.

Типовая АСУ включает в себя три функциональных уровня:

- нижний уровень (программно-технические средства, устанавливаемые на контролируемых объектах энергетики, реализующие функции генерации данных от средств объективного контроля и исполнения, получаемых с верхнего уровня системы управляющих сигналов и команд);
- промежуточный уровень (средства связи и обмена данными, устанавливаемые на контролируемых объектах, а также в стационарных и подвижных пунктах управления и реализующие функции обмена информацией между нижним и верхним уровнями системы);
- верхний уровень (программно-технические средства, устанавливаемые в стационарных и подвижных пунктах управления, реализующие функции сбора данных от средств объективного контроля и формирования управляющих сигналов и команд на основе анализа полученных с нижнего уровня данных).

В настоящей статье рассматриваются вопросы, связанные с реализацией промежуточного уровня типовой АСУ для топливной и электроэнергетики – радиосети сбора данных и управления.

ТРЕБОВАНИЯ К РАДИОСЕТЯМ СБОРА ДАННЫХ И УПРАВЛЕНИЯ АСУ

Энергетическая система должна надежно функционировать в обычной обстановке, в чрезвычайных ситуациях, в угрожаемый и особый периоды. Поэтому обеспечивающие работу АСУ радиосети обмена данными должны создаваться с учетом условий работы в любой обстановке и обладать соответствующим уровнем надежности[1] и живучести[2].

Радиосеть обмена данными позволяет реализовать следующие функциональные возможности АСУ:

- мониторинг протекания технологических процессов (автоматический сбор объективной информации о технических и производственных параметрах, включая учет электроэнергии);
- диспетчерское[3] и оперативное[4] управление объектами энергетики (передача управляю-

[1] **Надежность** (англ. *reliability*) – свойство системы сохранять во времени, в установленных пределах, значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания и транспортирования [ГОСТ 27.002-89 "Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения"].

[2] **Живучесть** (англ. *survivability*) – свойство системы, характеризуемое способностью выполнять установленный объем функций в условиях воздействий внешней среды и отказов компонентов системы в заданных пределах [ГОСТ 34.003-90 "Автоматизированные системы. Термины и определения"].

[3] **Диспетчерское управление** – организация управления процессом, при котором технологические режимы работы или эксплуатационное состояние находящихся под контролем объектов изменяются только по оперативной команде диспетчера.

[4] **Оперативное управление** – управление текущими событиями; совокупность мер, позволяющих воздействовать на конкретные отклонения от установленных заданий. Оперативное управление подразделяется на оперативное планирование, оперативный учет и оперативный контроль.

щих сигналов и команд в направлении "диспетчер – контролируемый объект", а также подтверждение о получении управляющих сигналов и докладов о выполнении команд в направлении "контролируемый объект – диспетчер"). В зависимости от назначения АСУ, она может обеспечивать выполнение всех или части вышеперечисленных функций, при этом функции мониторинга являются общими и обязательными для всех систем.

В связи с вышеизложенным, к радиосетям сбора данных и управления АСУ предъявляются следующие основные оперативно-технические требования:

1. Функционирование радиосети во всей оперативной зоне.
2. Высокая надежность и живучесть радиосети.
3. Оперативный и своевременный доступ к ресурсам радиосети.
4. Минимальные и предсказуемые задержки в доставке информации.
5. Достаточная пропускная способность для полномасштабного функционирования всех приложений АСУ.
6. Безопасность циркулирующей в радиосети информации.
7. Контроль и регулирование использования ресурсов радиосети в различной обстановке.
8. Возможность функционирования в жестких условиях.
9. Простота эксплуатации.
10. Совместимость с разнородным оборудованием сбора и обработки данных по широко типовым и нестандартным интерфейсам.
11. Низкая стоимость эксплуатации.
12. Простота перемещения и оперативность развертывания в новом районе.

Приведенные выше требования могут иметь различный приоритет при создании радиосетей сбора данных и управления различного назначения и ведомственной принадлежности, но в целом должны учитываться при создании любой радиосети.

В настоящее время в АСУ в энергетике применяются различные радиосети обмена данными, которые по назначению разделяются на две основные группы[5]:

- радиосеть общего пользования (англ. *public network* – предназначена для возмездного оказания услуг электросвязи любому пользователю услугами связи на территории Российской Федерации и включает в себя сети электросвязи, определяемые географически в пределах обслуживаемой территории и ресурса нумерации и не определяемые географически в пределах территории Российской Федерации и ресурса нумерации, а также сети связи, определяемые по технологии реализации оказания услуг связи).
- технологическая радиосеть, ранее ведомственная или корпоративная (*private network* – предназначена для обеспечения производственной деятельности организаций, управления технологическими процессами в производстве. Технологии и средства связи, применяемые для создания технологических сетей связи, а также принципы их построения устанавливаются собственниками или иными владельцами этих сетей).

К первой группе относятся радиосети, доступ к которым предоставляется владельцем радиосети для всех желающих пользователей, ко второй – радиосети, в которых работают только пользователи владельца сети. Радиосети обеих групп могут строиться с применением одинаковых технологий, однако назначение радиосети принципиально определяет ее возможности при обслуживании работы АСУ. Радиосети общего пользования включают в себя сети сотовой связи различных стандартов, сети операторов профессиональной мобильной связи диапазона ультра коротких волн (УКВ) – обычно транковые радиосети – и широкополосные сети связи и передачи данных сверхвысокой частоты (СВЧ), включая наземные и спутниковые.

Технологические радиосети включают сети профессиональной мобильной связи УКВ-диапазона (транковые[6] и конвенциональные[7]) и широкополосные сети передачи данных сверхвысокой частоты (СВЧ), включая наземные и спутниковые.

Ниже рассматриваются вопросы, связанные с созданием и эксплуатацией только конвенциональных радиосетей обмена данными УКВ диапазона, как наиболее широко распространенных и применяемых для создания АСУ в энергетике.

[5] Федеральный закон "О связи" от 07.07.2003 № 126-ФЗ.

[6] Многоканальная радиосеть с автоматическим предоставлением доступа к каналу, в которой ограниченное число каналов используется всеми пользователями. Свободный канал выделяется абоненту только на время сеанса связи.

[7] Радиосеть с ручным предоставлением доступа к каналу, в которой канал выбирается пользователем и закрепляется за ним на весь период работы.

СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РАДИОСЕТЕЙ ОБЩЕГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РАДИОСЕТЕЙ ОБМЕНА ДАННЫМИ

Краткая сравнительная информация для радиосетей обмена данными общего пользования (РОП) и конвенциональных технологических радиосетей обмена данными представлена в таблице 1.

Таблица 1. Сравнение оперативно-технических характеристик радиосетей обмена данными общего пользования и технологических радиосетей обмена данными

№	Характеристика	Радиосеть обмена данными общего пользования (РОП)	Технологическая радиосеть обмена данными (ТРОД)
1.	Оперативная зона	Определяется оператором в зависимости от плотности размещения платежеспособных пользователей	Должна охватывать все районы размещения контролируемых пунктов
	РОП может строиться районированно, покрывая только зоны с достаточной плотностью платежеспособных абонентов. ТРОД не может иметь "мертвых" зон и должна обеспечивать работу в любой точке, где устанавливаются контролируемые объекты.		
2.	Структура данных и приложения	Обмен длинными сообщениями, перекачка файлов, доступ в Интернет	Передача коротких сообщений, обмен данными различной длины
	В РОП более высокие скорости обмена данными, что важно, например, при доступе в Интернет. Однако скорость обмена данными не имеет решающего значения для обмена короткими сообщениями, более важны протокол обмена данными, время занятия и освобождения канала связи, исключение повторной передачи. Применяемые в ТРОД специализированные протоколы обмена данными, существенно меньшие временные затраты на получение доступа и освобождение радиоканала обеспечивают адекватную пропускную способность при решении специфических задач пользователей автоматизированных систем управления в энергетике.		
3.	Время установления соединения	Может составлять десятки секунд	Миллисекунды, т.е. немедленно по запросу
	В РОП соединение производится посредством набора номера, и задержки при соединении не приводят к серьезным последствиям. Критически важные приложения пользователей ТРОД должны получать доступ к радиосети немедленно, поскольку это обусловлено требованиями технологического процесса.		
4.	Задержки при доступе к радиосети	Допускаются	Не допускаются
	В РОП задержки в доступе или даже отказ в обслуживании – обычное явление, воспринимаемое абонентами как досадная, но неизбежная издержка. Пользователи ТРОД должны получать доступ к радиосети гарантированно и немедленно, поскольку во многих случаях задержка может повлечь за собой нарушение безопасности и создать предпосылку к аварии.		
5.	Режим работы	Определяется оператором	Круглосуточный, непрерывный
	В РОП вывод оборудования из оперативного использования, например, в ночное время для выполнения технического обслуживания, производится по плану оператора. ТРОД должны находиться в постоянной готовности и работать круглосуточно. Плановое техническое обслуживание производится по плану владельца ТРОД и, как правило, предполагает использование резервного комплекта оборудования для обеспечения непрерывности работы радиосети.		
6.	Безопасность	Относительно низкая. Определяется оператором и принятой у него политикой безопасности	Высокая. Информация циркулирует внутри информационной системы владельца радиосети
	Право работы в РОП получает любой абонент, оплативший услугу. Циркулирующие в радиосети данные проходят через информационную систему оператора связи. В ТРОД работает только проверенный и допущенный к работе персонал и специализированное оборудование. Даже при сопряжении этих сетей физическое отделение передаваемых в ТРОД служебных данных от данных пользователей РОП обеспечивает их более высокую безопасность. Кроме того, для обеспечения безопасности применяются специальные организационно-технические решения, использование которых в РОП невозможно или экономически нецелесообразно.		
7.	Вероятность потери данных	Допускается	Не допускается
	В РОП не обеспечивается гарантированная доставка данных абоненту (например, SMS или отключение услуги GPRS в периоды перегрузки радиосети). В ТРОД потери данных исключены.		
8.	Надежность	Определяется оператором	Высокая
	Надежность работы РОП объективно ниже, что обусловлено решаемыми задачами. Для ТРОД высокая надежность и живучесть – одно из наиболее важных требований, которое обеспечивается выполнением комплекса специальных мероприятий.		
9.	Время доставки сообщения	Допускается задержка	Немедленно
	Во многих случаях данные в РОП доставляются с большими задержками, длительность которых может варьироваться в широких пределах. Время доставки может изменяться в пределах, размер которых неприемлем для надежного функционирования автоматизированных систем управления. В ТРОД задержки в доставке данных строго регламентированы и минимальны. Одинаковые временные затраты на выполнение типовых операций обеспечивают условия для надежной работы автоматизированной системы управления.		

Продолжение таблицы 1. Сравнение оперативно-технических характеристик радиосетей обмена данными общего пользования и технологических радиосетей обмена данными

№	Характеристика	Радиосеть обмена данными общего пользования (РОП)	Технологическая радиосеть обмена данными (ТРОД)
10.	Перегрузка радиосети	Допускается	Не допускается
	Пропускная способность РОП определяется коммерческими потребностями и возможностями, допускает перегрузку радиосети, поскольку количество абонентов постоянно изменяется, а распределение пользователей между обслуживающими их базовыми станциями непредсказуемо. Несмотря на то, что РОП проектируются с учетом вероятной максимальной нагрузки, последняя резко изменяется в зависимости от складывающейся обстановки. ТРОД проектируются с учетом пиковых нагрузок в радиосети, количество подключенных абонентов регулируется в зависимости от складывающейся обстановки и текущих потребностей. Каналы и оборудование ТРОД во многих случаях резервируются.		
11.	Отказоустойчивость	Определяется оператором	Высокая
	По ряду объективных и субъективных причин РОП имеют низкую отказоустойчивость, что проявляется, в первую очередь, в чрезвычайных ситуациях. Например, в период отключения электропитания в США и Канаде в 2004 году все РОП прекратили свою работу. То же случилось и в период ликвидации последствий цунами на Филиппинах в 2004 году и урагана Катрина в США в 2005 году. Возможности операторов РОП по восстановлению собственных сетей связи объективно ограничены (например, зависимостью от оперативности доступа специалистов в зону аварии и отсутствием технических средств и специалистов для ликвидации масштабных аварий одновременно на нескольких участках). Во всех трех вышеупомянутых случаях ТРОД продолжали работать в течение всей кризисной ситуации.		
12.	Коэффициент готовности	Определяется оператором	Высокий
	Во многих случаях производители аппаратуры для РОП заявляют очень высокий коэффициент исправного действия – 99,99 (реально он несколько ниже). Однако время простоя оборудования в этом случае составляет десятки часов в год. ТРОД должна функционировать непрерывно и восстанавливаться за очень короткий срок (резервные комплекты оборудования, дублирование основных подсистем, применение оборудования с более высокими техническими характеристиками, в том числе, обеспечивающими работу в жестких условиях эксплуатации и т.д.).		

ВОЗМОЖНОСТИ РАДИОСЕТЕЙ ОБМЕНА ДАННЫМИ ОБЩЕГО ПОЛЬЗОВАНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАБОТЫ АСУ

Анализ представленных в таблице 1 данных позволяет сделать вывод о том, что по оперативно-техническим параметрам радиосети общего пользования могут использоваться для создания только систем мониторинга и не в состоянии в полном объеме выполнить требования, предъявляемые к современным АСУ. Они принципиально не могут применяться для обеспечения работы ответственных АСУ, связанных управлением устройствами телемеханики в добыче и транспортировке нефти и газа, а также диспетчерским управлением в электроэнергетике, которые предъявляют повышенные требования к надежности функционирования радиосети и срокам доставки информации. Следует отметить, что в настоящее время развернуто значительное количество комплексов мониторинга и сбора данных на базе радиосетей общего пользования, в первую очередь, сетей сотовой связи. Создание таких сетей, на первый взгляд, кажется весьма эффективным и несложным решением, поскольку одна из наиболее серьезных задач в рамках такого комплекса – доставка данных между пунктом управления и контролируемым пунктом – выполняется через имеющуюся радиосеть, развернутую и сопровождаемую за счет средств компаний-операторов сотовой связи. Серьезными преимуществами таких комплексов являются оперативность развертывания и относительно невысокие начальные финансовые затраты. Однако на этом преимущества заканчиваются. Использование сети сотовой связи для обеспечения работы автоматизированной системы диспетчерского управления любого назначения является для компании-оператора “непрофильной” услугой. В соответствии с действующими тарифными планами, оплата услуг по передаче данных по каналам сотовой связи, например, по каналам пакетной радиосвязи общего пользования GPRS[8], производится по объему переданной информации. Объем данных, генерируемых АСУ в энергетике, оказывается крайне малым. Например, в течение суток 1000 контролируемых пунктов, ежеминутно передающие данные о состоя-

[8] **GPRS** (англ. *General Packet Radio Service* — пакетная радиосвязь общего пользования) – надстройка над технологией мобильной связи GSM, осуществляющая пакетную передачу данных. GPRS позволяет пользователю сети сотовой связи производить обмен данными с другими устройствами в сети GSM и с внешними сетями, в том числе Интернет. GPRS предполагает тарификацию по объему переданной/полученной информации, а не времени подключения.

нии технологического процесса, в течение 24 часов работы передают в сеть около 17 Мб данных (12 байт × 1000 КП × 60 сеансов × 24 часа = 17 280 000 байт), что, при стоимости 0,25 доллара за мегабайт[9], составляет около $4,25 в сутки или $1551 в год ($1,55 на один КП в год – практически бесплатно). Таким образом, обслуживание автоматизированной системы управления по действующим тарифам оказывается для оператора системы сотовой связи финансово необоснованным.

Функционирование АСУ имеет свои особенности, обусловленные необходимостью оперативной передачи большого количества сообщений очень малого объема. Такой характер потока данных накладывает дополнительную нагрузку на радиосеть обмена данными общего пользования, в которой, в основном, передаются относительно длинные сообщения (например, электронная почта, информация из информационной сети Интернет, мультимедиа данные). Существующие и перспективные радиосети общего пользования оптимизированы для передачи именно таких сообщений. Учитывая, что при работе АСУ основное время при доступе к каналу связи затрачивается на выполнение процедур связи, а собственно информационный поток оказывается мизерным, она оказывается "инородной" для радиосети общего пользования. АСУ потребляет ресурсы, неадекватные потребностям "обычных" пользователей, без генерации потока данных, который может окупить эти ресурсы. В связи с тем, что оплата работы АСУ по действующим тарифам является неприемлемой для компании-оператора, существующие системы обслуживаются по специальным тарифам, размер которых для различных регионов и операторов составляет не менее 200 рублей в месяц[10]. В принципе он должен быть максимально приближен к среднему по отрасли размеру ARPU[11] и изменяться вместе с ним[12], а в идеале – превышать размер среднего ARPU, поскольку функционирование АСУ связано с дополнительной нагрузкой на сеть оператора и более высокими, по сравнению с другими пользователями, накладными расходами. В результате относительно невысокие затраты пользователя на этапе подключения к радиосети общего пользования "компенсируются" на этапе ее эксплуатации, который, по мировому опыту, должен составлять не менее 12 лет. Например, ежегодная стоимость оплаты услуг связи функционирующего на базе сети сотовой связи комплекса мониторинга на 1000 КП составит не менее: $14,2 × 1000 КП × 12 месяцев = $172 400 или более $2 млн за двенадцать лет.

Как правило, финансовые средства на оплату услуг связи в интересах обеспечения функционирования АСУ выделяются из бюджета энергетической компании, предназначенного на совершенствование инфраструктуры. В случае использования сотовой связи основная часть финансовых средств на ее создание используется на оплату услуг сотовой связи. Выделяемые на создание АСУ средства на практике, вместо их целевого использования на развитие собственной инфраструктуры связи, идут на оплату услуг сторонних организаций. В результате энергетическая компания получает доступ к возможности реализации ограниченного набора функций мониторинга, но лишается собственной системы связи, которая является незаменимой и обязательной в чрезвычайных ситуациях, в угрожаемый и особый период. Основные затраты по проекту создания и эксплуатации АСУ в случае использования сети сотовой связи распределяются на весь период эксплуатации и не поддаются реальной оценке на этапе ее проектирования и развертывания. Поскольку стоимость услуг связи может меняться в значительных пределах в зависимости от объемов трафика и тарифов, которые определяются сотовым оператором исходя из рыночной ситуации, ежегодные объемы финансирования эксплуатации АСУ оказываются слабо предсказуемыми. Часто изменение тарифов (обычно в сторону увеличения) происходит после утверждения годового бюджета энергетической компании, а сотовый оператор имеет возможность манипулировать тарифом для удовлетворения естественного стремления увеличения прибыльности собственного бизнеса (ARPU). Такие манипуляции практически не могут контролироваться руководством энергетической компании. В резуль-

[9] Тарифы на передачу данных могут отличаться в зависимости от региона и компании-оператора.

[10] В зависимости от региона и оператора сети сотовой связи эта цифра может быть в несколько раз выше.

[11] **ARPU** (англ. *Average revenue per user*, средняя выручка на одного пользователя) – показатель, используемый телекоммуникационными компаниями и означающий среднюю выручку (обычно за месяц) в расчёте на одного абонента. Также данный показатель используется и другими ориентированными на потребителя телекоммуникационными (в частности, интернет-провайдерами) IT-компаниями и др.

[12] По оценкам экспертов, средний ARPU сотовых компаний составляет $14,2 и в ближайшем будущем вырастет до $17,00.

тате финансовое обеспечение эксплуатации АСУ постоянно находится под угрозой срыва, а нагрузка на бюджет в конечном итоге оказывается достаточно высокой. В случае использования сотовой сети связи возможности АСУ ставятся в прямую зависимость от планов оператора по развитию собственной сети – АСУ в энергетике будет работать только там, где имеется сотовая связь. Между тем, очень часто у энергетической компании возникают потребности в расширении АСУ, например, на новые районы городской застройки, в которых плотность населения еще не достигла уровня, который оператор сотовой связи считает достаточным для развертывания собственных средств.

Функционирование АСУ полностью подчиняется планам оператора сотовой связи по поддержанию собственной инфраструктуры в работоспособном состоянии. Плановые и внеочередные отключения базового оборудования для проведения технического обслуживания и ремонта проводятся оператором сотовой связи без уведомления пользователей и, тем более, без согласования с ними графика проведения работ. В результате в период проведения регламентных работ на аппаратуре оператора сотовой связи полностью работоспособная АСУ будет простаивать по причине отсутствия связи. Зависимость АСУ от сотовой сети связи создает реальную угрозу безопасности населения города. Общеизвестно, что в кризисных ситуациях и в особый период нагрузки на системы связи многократно возрастают, и их работа существенно осложняется (в первую очередь это касается сотовой связи). В результате работа АСУ становится невозможной именно в тот период, когда она жизненно необходима. Аналогичная ситуация складывается и в повседневной обстановке, например, при проведении массовых мероприятий: в местах значительного скопления людей, использующих сотовую связь, многократно увеличивается нагрузка на базовые станции, обслуживающие район скопления, что приводит к неминуемым отказам в доступе и сбоям в работе сотовой связи. Предпринимаемые операторами сотовой связи усилия по предотвращению таких ситуаций, например, за счет временного развертывания в зоне дополнительных мобильных базовых станций, оказываются недостаточно эффективными в связи с организационными трудностями, невозможностью во многих случаях точного предсказания места возникновения и масштабов кризисных ситуаций, а также объективно ограниченных технических возможностей операторов по локализации таких ситуаций.

На практике существующие технологии сотовой связи, например, GPRS/EDGE, не в состоянии в полном объеме обеспечить выполнение требований, предъявляемых современной АСУ предприятий ТЭК, в том числе, в части:

- **Непрерывности связи.** Основной причиной, по которой радиосети общего пользования не рекомендуется использовать для обеспечения работы АСУ, является непредсказуемость их функционирования. Работа радиосети сотовой связи в значительной степени зависит от текущей нагрузки (количества одновременно работающих абонентов). Изменения этой нагрузки предсказать очень сложно, поэтому даже в самых современных сетях сотовых операторов возможны отказы от обслуживания и задержки в предоставлении доступа к сети. Передача данных в режимах GPRS/EDGE для операторов сотовой связи является второстепенной, поэтому даже при незначительном возрастании голосового трафика выделяемые для обслуживания обмена данными ресурсы сотовой сети могут сокращаться.
- **Надежности связи.** В связи с технологическими особенностями организации связи в радиосетях сотовой связи второго поколения (2G, к этому поколению относятся все основные существующие сети операторов сотовой связи) невозможна гарантированная доставка отправленных сообщений. Доступ к радиосети в режимах GPRS/EDGE в процессе работы АСУ может периодически пропадать. Эта ситуация не изменится и после появления сетей связи третьего поколения 3G, поскольку наряду с возрастанием скорости обмена и общей пропускной способности этих радиосетей пропорционально возрастет и нагрузка на них за счет обмена мультимедийной информацией (MMS, интерактивное телевидение, скоростной доступ в Интернет и т.п.).
- **Оперативности связи.** Использование коротких сообщений SMS не гарантирует своевременную доставку информации для ее обработки вычислительным комплексом АСУ. В этом случае автоматизация части функций АСУ, связанных с выполняемыми в реальном масштабе времени расчетами,

становится принципиально невозможной, поскольку выполнение всех этих функций обусловлено необходимостью получения полной информации в масштабе времени, близком к реальному.

- **Продолжительности срока эксплуатации.** Технологии сотовой связи бурно развиваются. Например, в настоящее время практически все операторы сотовой связи в Российской Федерации ведут активные работы по развертыванию радиосетей сотовой связи третьего поколения (3G), а за рубежом уже созданы экспериментальные сети четвертого поколения (4G). С внедрением новых технологий владельцы АСУ встают перед необходимостью полной модернизации собственных систем. Таким образом, в течение назначенного срока эксплуатации АСУ, ее владельцу приходится несколько раз модернизировать оборудование обмена данными, подстраиваясь под оператора сети связи. В связи с тем, что развертывание новых сетей связано с крупными финансовыми затратами, а их технические возможности существенно шире, операторы сотовой связи имеют все объективные основания для изменения тарифов в сторону их увеличения, что негативно сказывается на эксплуатации созданной АСУ.

Радиосети обмена в сотовых сетях строятся на GPRS-модемах, которые создаются на базе GSM-модулей, выпускаемых небольшой группой производителей. Эти модемы оптимизированы для подключения к информационной сети Интернет, однако обеспечение работы АСУ в энергетике предъявляет к этим устройствам совершенно иные требования, которые включают:

- необходимость поддержки основных сервисов сотовой сети: GPRS/EDGE, CSD и SMS;
- наличие интерфейсов подключения к оборудованию контролируемых пунктов: RS-232, RS-485, Ethernet;
- конструктивное исполнение, обеспечивающее монтаж на DIN-рейку;
- возможность эксплуатации в жестких условиях;
- поддержка работы в необслуживаемом режиме;
- оперативное автоматическое восстановление соединения;
- автоматический переход в рабочий режим после сбоев и аварий;
- дистанционный мониторинг технического состояния и удаленная подстройка рабочих параметров;
- высокая надежность и живучесть;
- малое время доступа к каналу связи;
- гарантированная доставка сообщений в установленные сроки.

В настоящее время ни один из известных GPRS-модемов не обеспечивает выполнение всех этих требований, а выполнение отдельных из них приводит к усложнению сети с соответствующим снижением ее надежности и увеличением затрат на ее создание и эксплуатацию. Развертывание сетей обмена данными на GPRS-модемах сопряжено с рядом серьезных и не всегда преодолимых на практике технических ограничений, к которым относятся:

- установка должна производиться в точках, где имеется электромагнитная доступность минимум к двум базовым станциям сотовой сети;
- использование двух SIM-карт для одновременного подключения к сетям различных сотовых операторов;
- обеспечение уверенного приема сигнала. Малая выходная мощность радиомодема не позволяет монтировать антенну на значительном удалении от модема, в точке с наиболее подходящими параметрами для приема сигнала базовой станции;
- автоматический контроль баланса счета обеих SIM-карт и оповещение в случае его снижения до заданного уровня.

Таким образом, сети обмена данными общего пользования имеют ограниченные возможности по обеспечению функционирования АСУ в энергетике.

ВОЗМОЖНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РАДИОСЕТЕЙ ОБМЕНА ДАННЫМИ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАБОТЫ АСУ

Технологические радиосети создаются на оборудовании и с использованием технических решений, изначально предназначенных для реализации специфических задач, связанных с удаленным автоматизированным (а в некоторых случаях – автоматическим) управлением и сбором данных, с учетом особенностей их функционирования и предъявляемых к ним оперативно-технических требований. Поскольку реализовать с одинаковой степенью эффективности все требования АСУ предприятий ТЭК в рамках одного типа оборудования или одного, даже самого совершенного на се-

годняшний день технического решения, невозможно, перед владельцем и пользователем системы всегда встает необходимость выбора. Выбор технического решения производится с учетом реальных задач, решаемых в рамках создаваемой автоматизированной системы оперативно-диспетчерского управления.

Область применения технологических радиосетей обмена данными в АСУ определяется следующими основными оперативно-техническими возможностями и преимуществами:

- гарантированная надежность[13] работы (радиосеть создается и управляется ее владельцем с учетом его персональных требований к надежности функционирования);
- высокая живучесть[14] радиосети в различной обстановке (требование к живучести закладывается на этапе проектирования радиосети ее владельцем, и, как правило, оказывается выше, чем в радиосетях общего пользования);
- рабочая зона, полностью перекрывающая район использования находящихся под управлением АСУ средств (реально построенные технологические радиосети имеют оперативную зону более миллиона кв. км);
- применение детерминированных протоколов обмена данными, поддерживающих работу в близком к реальному режиму времени и обеспечивающих гарантированную доставку данных в установленные регламентом работы радиосети сроки;
- относительно небольшое время доступа к каналу передачи данных, обеспечивающее незначительные и приемлемые для большинства автоматизированных систем задержки в доставке данных;
- высокая безопасность данных, функционирующих в технологической радиосети (применяемые технологии обеспечивают защиту от подавления, перехвата или несанкционированного доступа к работе в составе технологической радиосети);
- относительно низкая стоимость эксплуатации;
- независимость от “чужой” инфраструктуры связи и возможность развивать ее, исходя из реальных требований (радиосеть принадлежит собственно энергетической компании, параметры ее работы и оперативная зона могут изменяться им самостоятельно);
- совместимость с разнородным оборудованием сбора и обработки данных по широко применяемым и детально отработанным интерфейсам;
- простота перемещения и оперативность развертывания в новом районе;
- возможность эксплуатации в жестких условиях окружающей среды.

Технологические радиосети обмена данными используются для обслуживания АСУ в энергетике и строятся на оборудовании, имеющем различные технические характеристики. В связи с этим наиболее показательными являются примеры использования таких радиосетей и их функциональных возможностей.

ПРИМЕРЫ ПОСТРОЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ АСУ НА ТРАНСПОРТЕ И В ДОРОЖНОМ ХОЗЯЙСТВЕ

Вариант построения технологической радиосети обмена данными рассмотрен на примере радиосети управления телемеханикой в топливной энергетике.

АСУ являются неотъемлемой частью любой трубопроводной системы, что связано с особенностями данного вида транспорта, предполагающей обязательный непрерывный контроль и управление параметрами работы. В настоящее время для обеспечения АСУ на объектах трубопроводного транспорта широко используются технологические радиосети сбора данных и управления телемеханикой на основе узкополосных радиомодемов УКВ диапазона. Ниже рассмотрен вариант построения такой радиосети на базе узкополосных радиомодемов Dataradio I-Base/Integra-TR и Viper-100/400 производства американской компании CalAmp (*www.calamp.com*).

Представленный ниже вариант реализации радиосети обмена данными для отдельного участка системы управления телемеханикой нефтепровода (общая протяженность трубопровода составляет более 3500 км, ско-

[13] **Надежность** (англ. *reliability*) – свойство системы сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания и транспортирования [ГОСТ 27.002-89 “Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения”].

[14] **Живучесть** (англ. *survivability*) – свойство системы, характеризуемое способностью выполнять установленный объем функций в условиях воздействий внешней среды и отказов компонентов системы в заданных пределах [ГОСТ 34.003-90 “Автоматизированные системы. Термины и определения”].

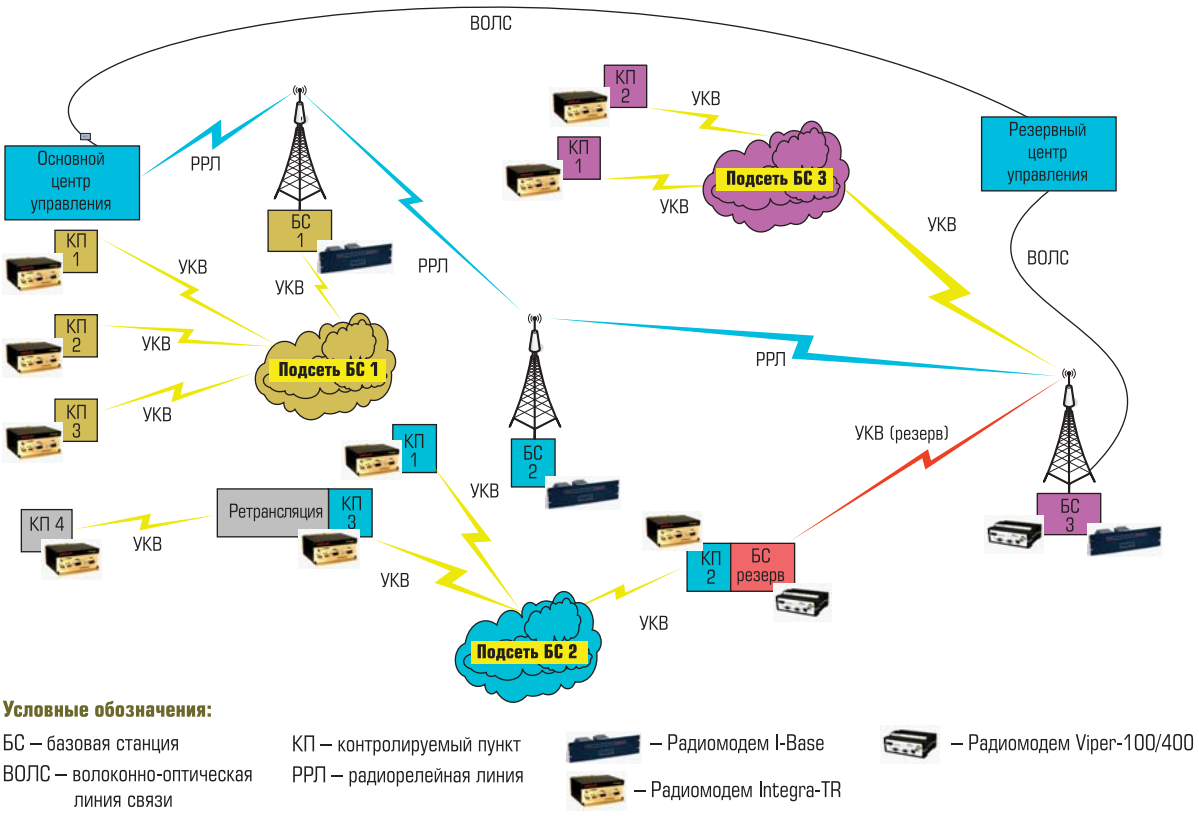


Рис. 1. Схема стационарной технологической радиосети управления телемеханикой повышенной надежности и живучести на узкополосных радиомодемах

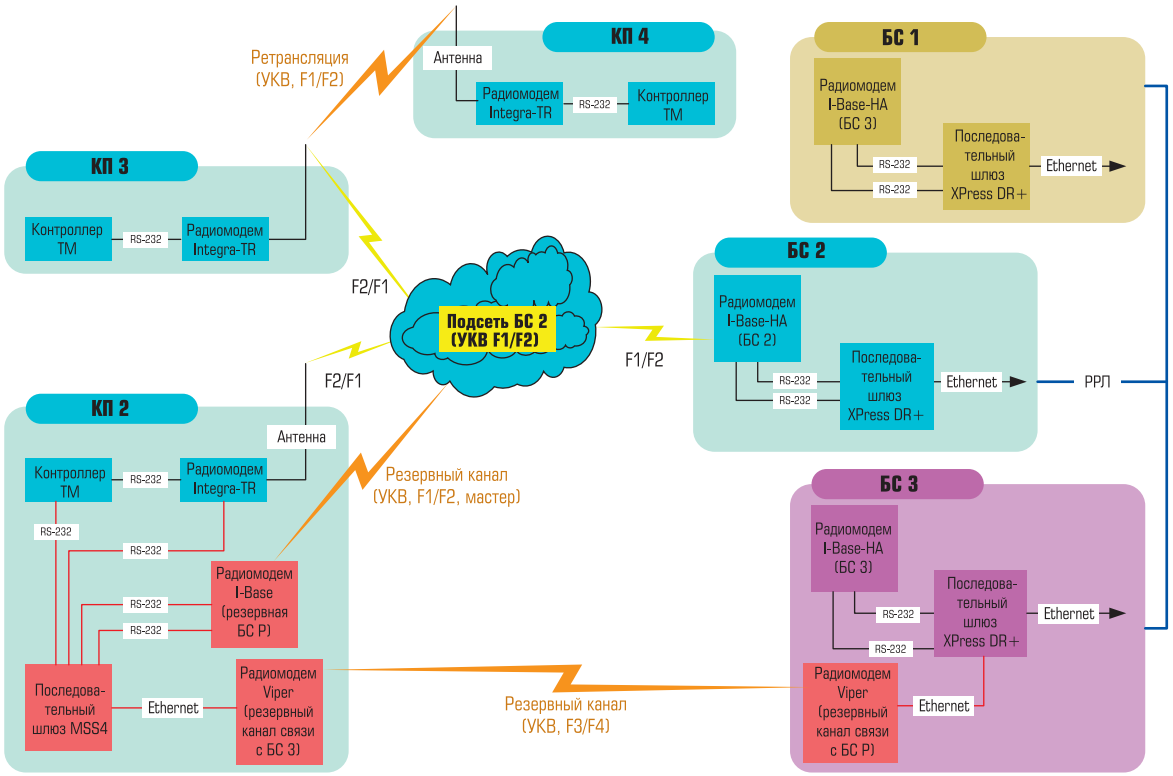
рость обмена данными в технологической радиосети УКВ-диапазона – 19 200 бит/с) представлен на рис. 1.

К работе АСУ и технологических радиосетей обмена данными на трубопроводном транспорте предъявляются повышенные требования к надежности и живучести. Схема коммутации УКВ-оборудования стационарной технологической радиосети управления телемеханикой повышенной надежности и живучести представлена на рис. 2.

Техническое решение подготовлено для реализации на участке трубопровода протяженностью около 60 км, проходящего в сейсмоопасной зоне, где существует угроза одновременного выхода из строя всего оборудования базовой станции (БС-2) на одной из позиций. Технологическая радиосеть управления телемеханикой функционирует на скорости 19 200 бит/с. БС-2 обеспечивает управление телемеханикой четырех контролируемых пунктов. Связь с КП-4 осуществляется через КП-3, который дополнительно выступает в качестве ретранслятора. Позиция КП-2 находится в зоне прямой радиовидимости с позиций КП-3 и КП-1 (на схеме не указан). Связь между КП-2 и БС-3 осуществляется по выделенному радиоканалу.

НА КП-2 развернут комплект резервной базовой станции (БС-Р), обеспечивающий функционирование через единое антенно-фидерное устройство. БС-Р подключается к соседней базовой станции БС-3 по среднескоростному выделенному каналу обмена данными посредством радиомодемов Viper-100/400 по IP-протоколу. Коммутация аппаратуры БС-Р и КП-2 выполнена с использованием преобразователей интерфейсов RS-232 – Ethernet: 4-портовый Lantronix MMS4 для подключения радиомодема Dataradio Integra-TR и I-Base на позиции КП-2 и 2-портовый Lantronix XPress-DR+ для сопряжения аппаратуры БС-3 с каналом связи с БС-Р через радиомодем Viper-100/400. 2-портовый Lantronix XPress-DR+ имеет резервированный канал Ethernet, обеспечивающий его подключение одновременно по двум портам. В полной комплектации схема предусматривает дополнительное дублирование преобразователей интерфейсов и аппаратуры обмена данными.

Все базовые станции радиосети (за исключением резервной) реализованы на



Условные обозначения:

БС – базовая станция КП – контролируемый пункт РРЛ – радиорелейная линия

Рис. 2. Схема коммутации оборудования стационарной технологической радиосети управления телемеханикой повышенной надежности и живучести

радиомодемах I-Base-HA, имеющих 100 % дублирование и обладающих повышенной надежностью и живучестью. В случае выхода из строя одного из комплектов оборудования данного радиомодема производится автоматический переход на второй комплект, а информация о выходе из строя направляется дежурному инженеру связи. Подключение каждого комплекта оборудования производится по двум портам RS-232: первый используется для связи с устройствами телемеханики, второй – для передачи диагностической информации о текущем состоянии всех радиомодемов в составе радиосети в масштабе времени, близком к реальному. По второму порту обеспечивается также удаленная настройка радиомодемов на БС и КП (выполняется в период технологических перерывов связи). Обработка данных о текущем техническом состоянии выполняется средствами программно-технического комплекса диагностики радиосети, возможности которого будут описаны ниже.

Применяемое в составе технологических радиосетей обмена данными радиотехническое оборудование имеет, как правило, очень высокие характеристики надежности. Однако несоблюдение условий (в первую очередь, нестабильные характеристики питающего тока, несоблюдение температурного режима и воздействие влаги) и правил эксплуатации приводят к преждевременному выходу аппаратуры из строя и сбоям в работе радиосетей. С целью дальнейшего повышения надежности функционирования технологических радиосетей используются специальные программные средства оперативного мониторинга и контроля технического состояния радиомодемов. Такие средства позволяют в близком к реальному масштабу времени контролировать рабочие параметры аппаратуры, выявлять отклонения в параметрах работы и, на этой основе, предупреждать о возможных сбоях и выходах из строя. В результате появляется возможность предотвращения сбоев и дорогостоящих долговременных перерывов в работе технологической радиосети за счет своевременной замены и восстановления работоспособности аппаратуры до ее полного выхода из строя. Обычно такие программные средства базируются на использовании встроенной функции авто-

номной диагностики радиомодемов. Одним из известных типовых решений, предназначенных для повышения надежности технологических радиосетей обмена данными, является программно-технический комплекс (ПТК) “Балтика”.

ПТК “Балтика” предназначен для мониторинга состояния и поддержания эксплуатационной готовности стационарной технологической радиосети обмена данными УКВ-диапазона на узкополосных радиомодемах. В астоящее время ПТК используется для мониторинга технического состояния аппаратуры радиосетей сбора данных и диспетчерского управления:

- линейной телемеханикой магистральных продуктопроводов;
- средствами автоматизации районов газо- и нефтедобычи;
- аппаратурой контроля и управления электрическими сетями на объектах трубопроводного и железнодорожного транспорта;
- напольной автоматикой на железнодорожном транспорте;
- инженерными сетями энерго-, газо-, водо- и теплоснабжения, очистными сооружениями, в том числе, на объектах транспорта и дорожного хозяйства;
- шлюзами на водном транспорте;
- средствами сбора сейсмической и метеорологической информации, а также данных о радиационной и химической обстановке в интересах решения транспортных задач.

ПТК состоит из технических средств сопряжения аппаратуры базовых станций технологической радиосети с магистральными каналами передачи данных и программно-технических средств сбора, отображения, обработки и хранения диагностической информации, разворачиваемых в пунктах диспетчерского управления и связи. ПТК обеспечивает автоматический сбор, обработку по заданным алгоритмам в оперативном режиме и отображение данных о состоянии радиосети с привязкой ко времени. Данные о техническом состоянии аппаратуры автоматически передаются с каждым сообщением от удаленного контролируемого пункта и на диагностический порт базовой станции, откуда они поступают в обработку. Программа обработки данных производит анализ информации по следующим основным служебным и техническим параметрам:

- идентификационный номер устройства;
- температура внутри корпуса;
- напряжение питания;
- уровень сигнала, принимаемого базовой станцией радиосети от удаленного устройства;
- излучаемая мощность передатчика;
- мощность обратной волны.

ПТК “Балтика” позволяет:

- следить за целостностью и качеством каналов технологической радиосети обмена данными;
- контролировать рабочие параметры радиотехнической аппаратуры;
- извещать оператора о нештатной работе каналов обмена данными;
- выявлять сбои в функционировании основной электросети и факт перехода на питание от резервной сети (аккумуляторов);
- проводить предварительный расчет зон электромагнитной доступности для объектов технологической радиосети обмена данными.

Программный комплекс имеет архитектуру “клиент-сервер” и функционирует на основе СУБД MS SQL Server. Проектная емкость ПТК составляет 250 базовых станций и 1000 удаленных контролируемых объектов, сведенных в единую радиосеть с иерархической структурой и распределенной системой управления. Комплекс обеспечивает формирование и ведение паспортов объектов технологической радиосети, учет их оснащения аппаратурой связи и передачи данных, хранение и получение данных о применяемых вспомогательных технических средствах и антенно-фидерных устройствах. Хранимые в памяти ПТК данные о техническом оснащении объектов связи позволяют сократить сроки восстановления их работоспособности при сбоях и авариях, повышая живучесть радиосети.

Иерархическая структура радиосети формируется автоматически на основе данных, внесенных в базу, и изменяется в интерактивном режиме персоналом, допущенным к выполнению данной функции.

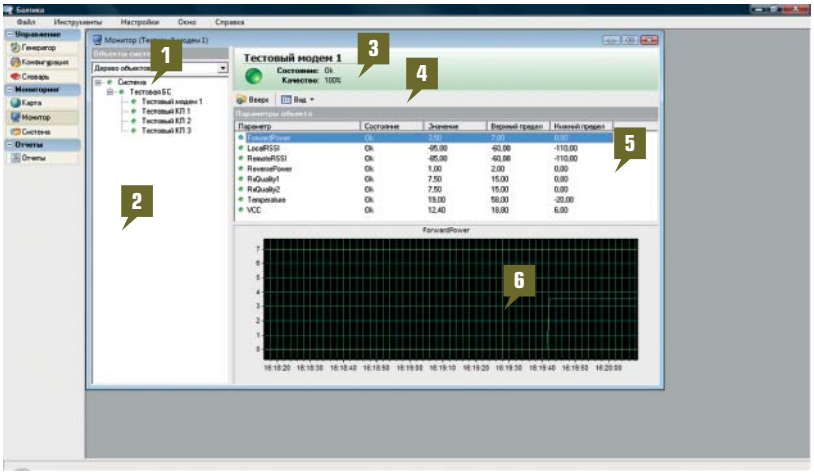
Варианты оконных форм ПТК “Балтика” представлены на рис. 3-6.

Система разграничения доступа позволяет создавать и сопровождать рабочие профили пользователей, обеспечивая решение функциональных задач диспетчера и оператора радиосети. Последний имеет доступ к выполнению комплекса аналитических задач с целью оценки параметров работы радиосети и отдельных устройств, функционирующих в ее составе,

за определенный период времени. В полном объеме в составе ПТК разворачиваются и функционируют рабочие места диспетчера (дежурного инженера), оператора, администратора и учебное рабочее место. Программное обеспечение ПТК позволяет воспроизводить работу радиосети за заданный период и использовать его в интересах обучения персонала на реальных данных без вмешательства в текущую работу, обеспечивая выполнение организационных мероприятий, направленных на повышение надежности и живучести радиосети.

ПО ПТК производит сбор, анализ, отображение и архивирование информации, обеспечивая:

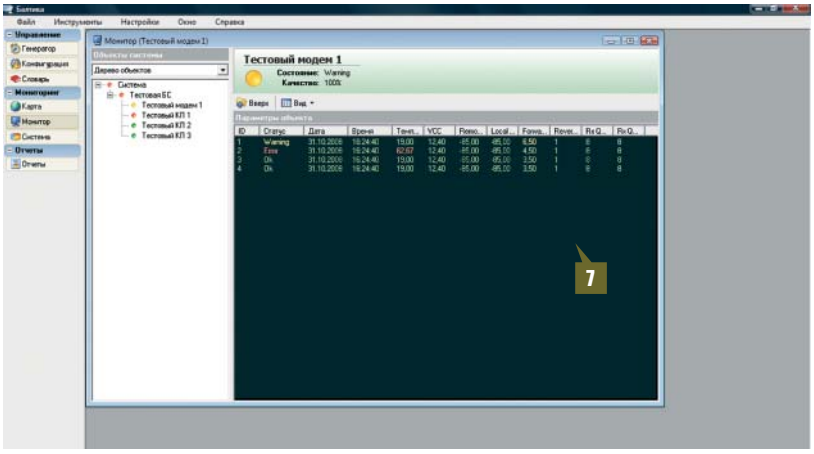
- конфигурирование (описание структуры) ПТК мониторинга технологической радиосети обмена данными, установку пороговых значений для измеряемых параметров оперативной диагностики;
- слежение за поступлением данных оперативной диагностики устройств передачи данных на основании их идентификаторов и выдачу сигнала “авария” при пропадании этих данных;
- анализ значений данных оперативной диагностики устройств передачи данных относительно пороговых значений и формирование сигнала “авария” при их выходе за установленные пределы;
- анализ данных оперативной диагностики для косвенного определения исправности абонентских радиомодемов, работающих через удаленные ретрансляторы технологической радиосети обмена данными, не подключенные непосредственно к комплексу мониторинга;
- ведение журнала аварий, формирование и представление отчётов по видам аварий и времени их возникновения;
- анализ изменений данных оперативной диагностики с целью предсказания возможных аварийных ситуаций и сбоев.



Описание элементов управления

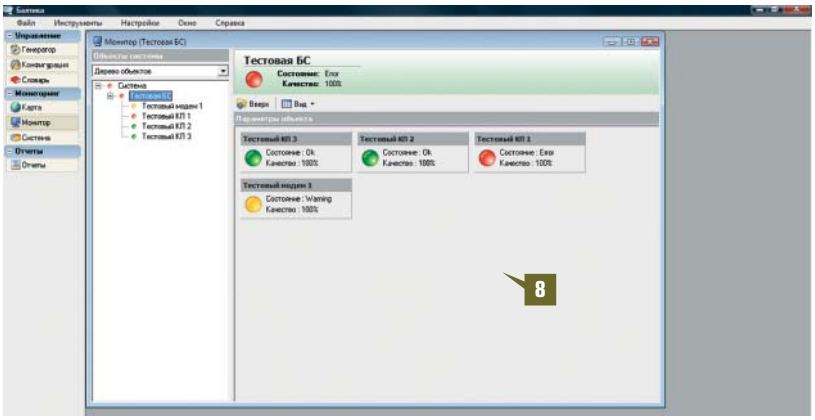
1	Выпадающий список для выбора типа объектов отображаемых на дереве объектов (2)		
2	Дерево объектов. В зависимости от типа объектов отображает информацию либо в виде дерева, либо в виде списка		
3	Панель с информацией о состоянии объекта выделенного на дереве (2)		
4	Панель инструментов:		
		Вверх	Перейти вверх на один уровень по дереву объектов
		Вид	Способ представления параметров объекта выделенного на дереве (2) Предусмотрены следующие варианты: • список и график; • консоль событий; • информационные панели.
5	Список параметров объекта выделенного на дереве (2)		
6	Временная диаграмма значений параметра выделенного в списке (5)		

Рис. 3. Окно модуля мониторинга состояния объектов системы (список и график)



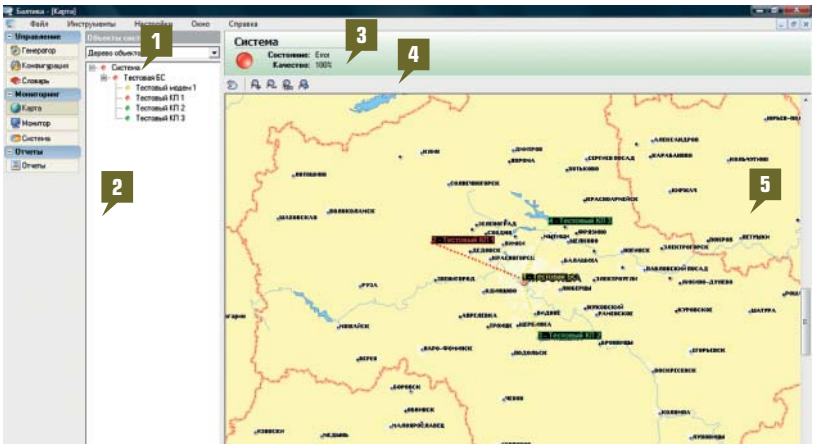
7	Консоль событий. Отображает информацию о состоянии всех объектов

Рис. 4. Окно модуля мониторинга состояния объектов системы (консоль событий)



8	Информационные панели

Рис. 5. Окно модуля мониторинга состояния объектов системы (информационные панели)



Описание элементов управления

1	Выпадающий список для выбора типа объектов отображаемых на дереве объектов (2)	
2	Дерево объектов. В зависимости от типа объектов отображает информацию либо в виде дерева, либо в виде списка	
3	Панель с информацией о состоянии объекта выделенного на дереве (2)	
4	Панель инструментов:	
		Панорамирование
		Приблизить
		Отодвинуть
		Показать все
		Предыдущий масштаб
5	Карта с объектами системы	

Рис. 6. Окно модуля карты с объектами системы

Применение ПТК “Балтика” повышает оперативность реагирования на возможные сбои в работе технологической радиосети обмена данными и на достоверность информации, используемой при принятии решений по восстановлению ее работоспособности. Он обеспечивает снижение эксплуатационных затрат, связанных с поддержанием радиосети в высокой оперативной готовности, оптимизацию технологических процессов за счет распределения обязанностей между подразделениями АСУ и связи при проведении ремонтно-восстановительных мероприятий. Комплекс позволяет организовать надежную эксплуатацию крупных технологических радиосетей и автоматизировать процесс мониторинга их технического состояния и параметров работы, повышая надежность и безопасность функционирования управляемых и контролируемых объектов.

Таким образом, АСУ для предприятий ТЭК должны строиться на базе современных интегрированных технологических радиосетей, легко сопрягаемых между собой и позволяющих сформировать единое информационное пространство для функционирования системы управления энергетической инфраструктурой отдельного предприятия, населенного пункта или региона. Существующее радиотехническое оборудование и специальные программно-технические средства позволяют строить современные полнофункциональные АСУ на распределенных объектах топливно-энергетического комплекса, разнесенных на значительные расстояния.

Маргарян Сергей Александрович *– заместитель генерального директора, главный конструктор ЗАО “НПП “Родник”. http://www.rodnik.ru*

WWW.DEP.RU

КОМПАНИЯ ДЭП

Взрывозащищенный комплекс ДЕКОНТ-Ex нового поколения в системах управления нефтегазового комплекса

Станции управления фонтанной арматурой (СУФА-3, СУФА-3ЭГП, СУФА-12)

Станции предназначены для дистнационного, автоматического и ручного управления как отдельными скважинами, так и кустами скважин с применением пневматических, гидравлических и электронных схем управления.

Шкаф автоматического закрытия кранов (ШАЗК)

Шкаф предназначен для ручного, дистанционного и автоматического открытия и закрытия крана, установленного на трубопроводе.
Шкаф обеспечивает выполнение основных функций.

Блок осушки газа

Блоки осушки газа предназначены для обеспечения заданных параметров природного газа (давления, влажности, объемного расхода, количества механических примесей), используемого в качестве топливного, пускового и импульсного газа.

Подогреватели газа (ПГ)

Подогреватель газа применяется для подачи в забой скважины через межтрубное пространство осушенного и предварительно подогретого технологического газа. Используется при эксплуатации низкодебетных скважин для очистки забоя от жидкости.

Оборудование, выполненное на базе комплекса ДЕКОНТ-EX, позволяет осуществлять обмен инормацией с АСУ ТП верхнего уровня, используя различные каналы связи - радиоканал, GSM, передача данных по силовому кабелю, интерфейс RS-485 и др.

117545, г. Москва. ул. Подольских Курсантов, д. 3, стр. 8.
Телефон (495) 995-00-12

Россия, Москва, Центральный выставочный комплекс «Экспоцентр»

5-Й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ

ЭНЕРКОН

ОТ СОВРЕМЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ К СТАБИЛЬНОМУ ОТРАСЛЕВОМУ РАЗВИТИЮ

26-28 мая 2014

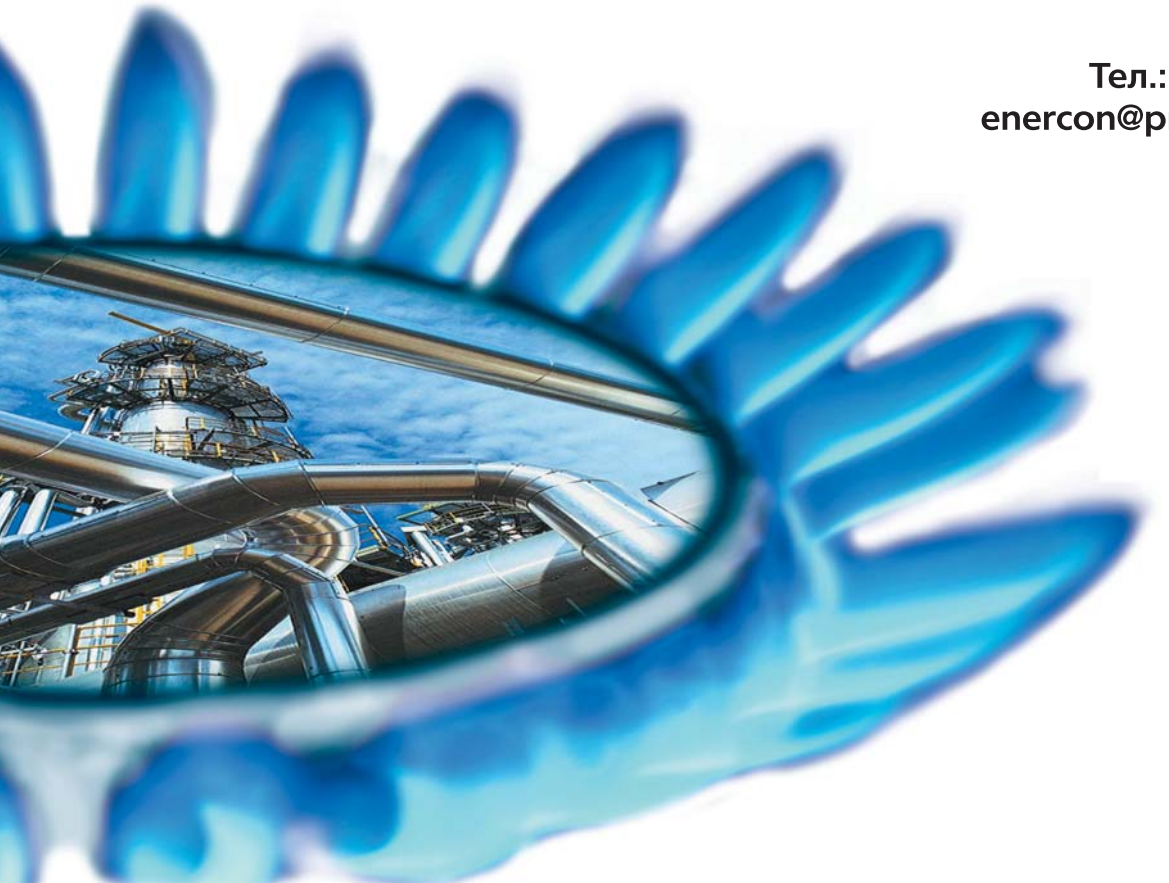
Организаторы:

ЭКСПОЦЕНТР

Исполнительный комитет:

PROMEXPO group

Тел.: +7 (495) 921-3507
enercon@promexpogroup.ru



СИСТЕМЫ ОСНАЩЕНИЯ ГРУПП ТЕХНИЧЕСКОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНО УДАЛЁННЫХ ОБЪЕКТОВ В ИНТЕГРАЦИИ С МЕТОДАМИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ

С.П. КОЛОСОВ (ООО "СфераПро"),
А.Ю. МАЛЫШЕНКО (РГСУ)

В работе рассмотрено развитие системы средств поддержки принятия решений, основанной на примере метода построения моментальных состояний систем, для оснащения групп техподдержки сопровождения территориально удалённых объектов, где разрабатываемая система содержит требуемый функционал, необходимый при работе с оборудованием. Эксплуатация систем возможна в интеграции с БПЛА, ИСЗ и другими мобильными комплексами в целях контроля объектов.

Ключевые слова: *группы техподдержки, взаимодействие, комплекс, оборудование, СППР, ИАД, БПЛА, ЭС, логистика.*

ВВЕДЕНИЕ

Многие технологические процессы современных промышленных предприятий при транспортировке продукции требуют применения специализированного оборудования в интеграции с другими программными системами, такими как системы диспетчеризации SCADA технологий. Данная технология нашла значительное применение в энерго-, нефтегазовой и других отраслях промышленности и производства, при выполнении задач транспортировки выпускаемой продукции.

Поставки данного оборудования выполняются компаниями производителями в интеграции с разработчиками устанавливаемого ПО, где применяются необходимые драйверы, конверторы, интеграторы, протоколы с соответствующими аппаратными системам.

Для дальнейшей эксплуатации, наладки и сопровождения оборудования требуется программное решение, обеспечивающее возможность проведения групповых работ по техническому сопровождению изделий: монтажу, настройке (механико-, электро- и программно-аппаратной: мехатронные решения, а также и элементы сбора, хранения и элементы конструирования), проведения регламентных работ в рамках сетевого комплекса систем технологического процесса, а также дистанционного мониторинга событий в режиме реального времени с целью снижения факта аварийности и своевременности принимаемых решений.

Достижение данной цели может выполняться путём развития существующих систем и внедрения дополнительных в интеграции с другими динамическими системами различного функционирования. Безусловно, что наиболее актуальной областью применения такого рода систем являются отрасли нефте-, газо- и энерго- транспортировок.

ЦЕЛЬ

Описание общего подхода в получении методики развития программных элементов для обеспечения возможности удалённой техподдержки оборудования в рамках производственных техпроцессов и мониторинга его состояния.

ЗАДАЧИ

1. Краткое раскрытие содержания вопроса необходимости взаимодействия систем и оснащения групп техподдержки удалённого оборудования многофункциональным программным комплексом.
2. Интеграция системы с другими внешними системами статического и динамического типов в целях повышения функциональности и мобильности технической группы.

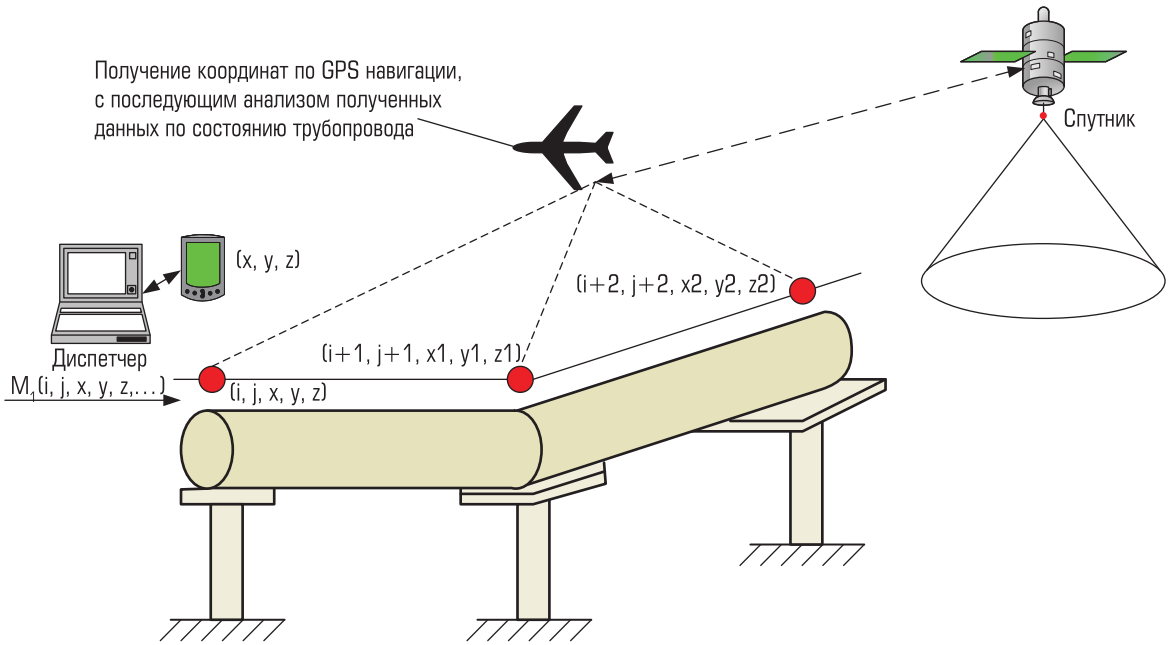


Рис. 1. Общая схема взаимодействия систем при работе с оборудованием надземного нефтегазотрубопровода [5]

3. Развитие системы в области нефтегазовой отрасли с применением БПЛА в качестве функционального дозора и ретранслятора.
4. Применение метода построения моментальных состояний в рамках СППР при диагностике функционирования систем.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМЫ

Данное решение является дальнейшим развитием проекта “Сопровождение изделий в течение жизненного цикла эксплуатации гражданских ЛА”, представленного вниманию зрителей на выставке в честь 15-летия РГСУ г. Москва ВДНХ в 2006 г. и занявшего 1-е место.

Предложенное изначальное решение, как некий функционал по логистике для пассажирских ЛА, с целью своевременности поставок комплектующих может быть расширено функциями СППР с анализом данных неисправностей в ходе эксплуатации, а также с применением другого функционала в интеграции с существующими системами, основанного на методах интеллектуального анализа данных (ИАД).

Рассматриваемое программное решение направлено на применение группой сопровождения технического состава (мобильной группы) при внедрении в эксплуатацию поставляемого оборудования, независимо от области применения изделий (рис. 1) в производственных цехах предприятий или на удалённых территориальных объектах в интеграции с подвижными системами.

РЕАЛИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ

Применение данного варианта программного решения может предоставлять клиентам группы техсопровождения Internet связь при взаимодействии в режиме реального времени (on-line). Отдельные функциональные элементы данного типа программных систем применяют производители различного оборудования, к примеру изготовители деревообрабатывающих станков: Homag, Week, Biesse и др. с установкой сканера и функций обработки полученных сообщений. Но такие программные средства направлены на приёмопередачу данных для выполнения работ по обработке заданной детали в рамках цеха, а также по функциям обновления системы разработчиком в рамках Internet. Наша же концепция системы, в отличие от применяемой зарубежной, в случае развития разработки должна обеспечить возможность взаимодействия клиентов между собой и между производителями при возникновении вопросов в процессе производства, пуско-наладки и эксплуатации оборудования, при возникновении исключительных

ситуаций (ИС), а также при функционировании группы техподдержки оборудования и анализа износа комплектующих в рамках CALS – технологий [1, 2]. Параллельная работа функций мониторинга и ретрансляции, в случае применения дополнительного соответствующего оборудования, значительно расширит функционал системы.

Функционирование клиентской части системы может осуществляться сразу с постпроцессора ЧПУ или OPC-драйвера оборудования и может взаимодействовать напрямую с серверным приложением комплекса, распределяясь далее в зависимости от требуемых решений задач, где включаются в работу все необходимые службы системы.

Предоставленный программный модуль по обеспечению информационного взаимодействия между пользовательскими клиентами является более развёрнутым по функциональности элементом, нежели привычная для всех ICQ. Функционирование приложения требуется при передаче информации различного вида: чертежей, текстовых сообщений, математических формул, файлов (фото-, видео-, и др. форматы документации в рамках PDM технологии [3]) и видеоданных (в обычном режиме и режиме реального времени), а также обычной графической информации, полученной с анализируемой местности, в силу необходимости решения различных задач.

Наиболее перспективными для применения данного рода программных решений на территориально удалённых объектах, – являются буровые вышки, нефтеперекачивающие станции, сами нефтегазотрубопроводы с применяемым оборудованием на всём протяжении, а также сопряжённые узлы и т.д., что имеет наиболее выгодное решение с применением беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) [4].

Система рассматривается на уровне сетевой версии с несколькими пользовательскими местами и возможностью увеличения количества пользовательских мест как динамического, так и статического типов, в зависимости от требований заказчика-эксплуатанта.

Прием и передача данных обеспечивается средствами World Wide Web технологии по HTTP протоколу. Способ подключения пользовательского компьютера к сети Интернет (в реализации: модем, выделенная линия, спутниковая “тарелка”, GPS/EDGE, а также и WiFi/WiMax средствами на оснащённых участках эксплуатации). Также возможно применение GPS систем, интегрируемых через какой-либо порт с ноутбуками/КПК группы, где функция контроля, “глаз” и передатчика может быть возложена на БПЛА в интеграции с ИСЗ (рис. 1).

Данный подход может быть дальнейшим развитием функционала систем диспетчеризации, к примеру: система “Магистраль”, разработанная в СКТБ Института проблем точности АН УССР при участии СФ ВНИИСТа, спроектирована на базе микроЭВМ “Электроника-60М”, что позволяет на ранних трубопроводах реализовать магистрально-модульную структуру построения системы. Система “Магистраль” является одним из первых отечественных элементов SCADA систем с функциями диагностирования [5]. Метод диагностирования основан на измерении сопротивления тензорезисторов, тензорезисторных месдоз, измерения сопротивления, а также напряжения постоянного тока, снимаемого с выхода термопар, тепломеров или других датчиков, выходной сигнал которых преобразован в напряжение постоянного тока [5].

Программная реализация системы может быть выполнена различными языковыми средствами высокого уровня. В рамках отработки основных задач по реализации функциональности системы Internet применялся PHP, а клиентская часть – Delphi. В любом случае развитие системы может включить в себя и другие программные и языковые средства разработки.

Применение метода построения моментальных состояний в интеграции с другими методами ИАД обеспечивает повышение “живучести” комплекса в целом за счёт наличия возможности снятия “локального среза” о рабочем состоянии всей системы, а также отдельного её участка [5].

Настроенные группы правил, формируемые “конструктором” (рис. 2.) по обработке информации, обеспечивают автоматизированный процесс решения требуемых задач, основанный на фреймовой структуре. Возникающие задачи исключительного типа решаются в штатном порядке с применением требуемого интерфейса и дополнительных алгоритмов, входящих в методы ИАД [6].

Примером применения данного метода, в интеграции с другими методами анализа, вычисления, контроля (на базе выше указан-

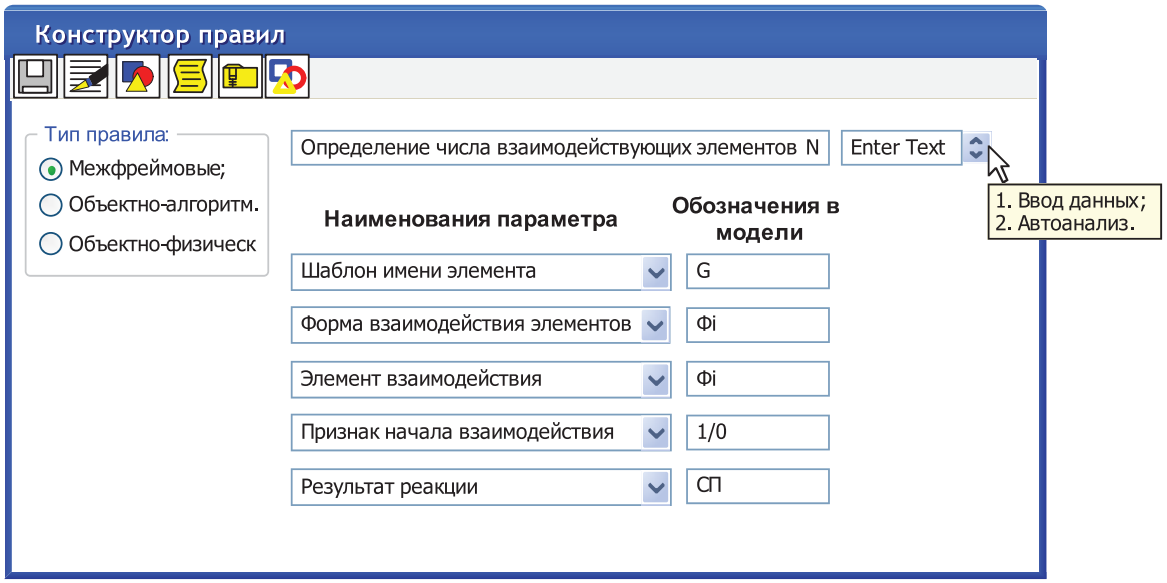


Рис. 2. Модель перспективного окна формирования правил для обработки данных

ного), является решение группы задач по диспетчеризации процессов, по мониторингу элементов комплекса систем, а также контроль состояния оборудования при резервировании данных. *В этом случае получение информации о состоянии работы систем может быть реализовано алгоритмом:*

1. Определение S_n^{Ui} элементов в комплексе системы S_{Ui}.
2. Определение n элементов, m активных связей в системе S_{Ui} при $m_i \neq 0$ сообщений между источниками и приёмниками: т.е. $S_i^{Ui} \leftrightarrow S_{i\pm k}^{Ui\pm j}$ прямой и обратной связи взаимодействия.
3. Построение структурной схемы связей систем S_i^{Ui}, исходя из циклического анализа единого протокола всех взаимодействующих систем с выявлением существующих и возможных “повисших” связей систем – как факт незадействованных команд $com_i^{Sj}(\Pr_{[0...k]})$, выраженных в виде процессов p.
4. Контроль данных по протоколу сообщений $(com_i^{Sj}(\Pr_{[0...k]}))$ между системами $S_i^{Ui} \leftrightarrow S_{i\pm k}^{Ui\pm j}$, модель протокола установлена в соответствии с идентификатором системы.
5. Формирование и применение правил $RF_i^{Ui,\,Si}(f_{[0...n]})$ различных типов применительно к данным узла $Y_{[i,\,j]}$ для логической обработки данных установленным правилом $RF_i^{Ui,\,Si}(f_{[0...n]})$ или их группой, с заданными функциями $f_{[0...n]}$ управления оборудованием, с применением других методов ИАД для принятия решений.
6. Обработка поступающих данных правилами $RF_i^{Ui,\,Si}(f_{[0...n]})$ с целью отображения рабочей схемы циклограммы, с привязкой к единице времени $t_i^{Ci}(\Delta t_i)$ и заданной дискретностью шага по времени Δt_i.
7. Отображение структурной схемы, связей, систем S_i^{Ui} с выстроенным каналом передачи данных k_i^n и выданными конкурирующими результатами $R_{[i,\,j]}^{Si}$ от СППР. Где: U_i – уровень структурной схемы и S_i – система, принадлежащая уровню $U_i \in S_i$.

Результатом работы метода МС является сформированная модель взаимодействующих систем с выявленными прямыми или косвенными связями в виде информационных потоков ИП – в данном случае явными.

Полученная структурная схема программно-аппаратного комплекса представляется в виде объектно-ориентированной модели (ООМ). Собранные данные в единицу времени $t_i^{Ci}(\Delta t_i)$ являются исходными для дальнейшего анализа и принятия решений пользователями системы.

НАЗНАЧЕНИЕ ОТДЕЛЬНЫХ ФУНКЦИЙ

1. Обеспечение возможности обмена текстовыми и объектными сообщениями, содержащими математические формулы, функции программного кода и правила, с целью управления данными с рамках СППР [5].

2. Обеспечение возможности приема/передачи графических файлов (основных форматов *.jpg, *.bmp, *.gif и др.) между пользовательскими клиентами с возможностью добавления комментариев и задач к отправляемому файлу;
3. Обеспечение возможности просмотра и изменения чертежей формата *.dwg и обсуждения вносимых изменений по ролям клиентских пользователей;
4. Обеспечение возможности видеосвязи в режиме реального времени между пользователями системы и возможности обмена видеофайлами;
5. Обеспечение безопасного выполнения всех перечисленных процессов;
6. Реализация функций контроля работы применяемого оборудования с применением метода построения моментальных состояний функционирования систем с последующим отображением структурной схемы и отработкой функций анализа, а также формирование решений при возникновении ИС с целью их предотвращения [6];
7. Решение задач в интеграции с системами БРЭО БПЛА МЧС по контролю за ситуацией над нефтегазотрубопроводом с функциями “глаз” и “ушей” системы в наблюдении за объектом контроля [4];
8. Диагностика систем программной части и применяемого оборудования и другие требуемые функции.

ПРИМЕНЕНИЕ И РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ

1. Обмен текстовыми сообщениями математических формул

У всех ICQ-клиентов, как и у IRC и HTML чатов, есть один большой недостаток, который не позволяет разработчикам полноценно общаться между собой, – это отсутствие возможности добавления в текст сообщения сложных математических формул, а также их динамики. Поэтому предлагается своя модификация обычного HTML формата системы, в которой реализована данная возможность, заключающаяся в следующем.

Помимо стандартного набора смайлов может быть расширена панель математических знаков (применение которых может быть полезно при проведении Internet-конференции или рабочего процесса), что решается через добавление в текст сообщений. Кроме того, если необходимый знак отсутствует, у пользователя существует интерфейсная возможность добавить объект, нарисовав его.

2. Обеспечение возможности приема/передачи файлов

В ходе общения в чате у разработчиков существует возможность обмена файловым материалом между клиентами группы, а также удалёнными пользователями (например: обмен между КБ документацией, фотоматериалом изделий и их неисправностей, видеозапись и т.д.).

Предлагается встроенная система приема/передачи файлов, которая позволит быстро отправить файл своему собеседнику в чате.

3. Работа с чертежами *.dwg формата CAD систем

Работа коллектива над проектом в процессе ввода в эксплуатацию создает, ситуацию, когда несколько пользователей работают над одними чертежами, что вводит свои сложности в решение. В данном случае система должна обладать функциональностью сохранения списка коррекций пользователей по ролям, обладающим своим логином и цветом. Естественно, должна быть обеспечена возможность формирования протокола проделанной работы в виде согласования, что реализовано в виде функции сохранения текста.

В рамках данного решения для системы это может быть выполнено следующим образом: каждому пользователю системы назначается свой цвет, аналогично “слоям” в системе AutoCAD, с заданным значением цвета, где вносятся требуемые коррекции в чертёж.

Измененные чертежи и отчеты в виде списка будут доступны всем пользователям. Пользователь может открыть, посмотреть чужой чертеж и добавить комментарий к отчету. Иными словами, это модифицированный форум, где в качестве тем выступают чертежи и отчеты.

Необходимость данной функции озвучивалась неоднократно главными сотрудниками ведущих КБ различных предприятий, что подтверждает весомость предлагаемой функции.

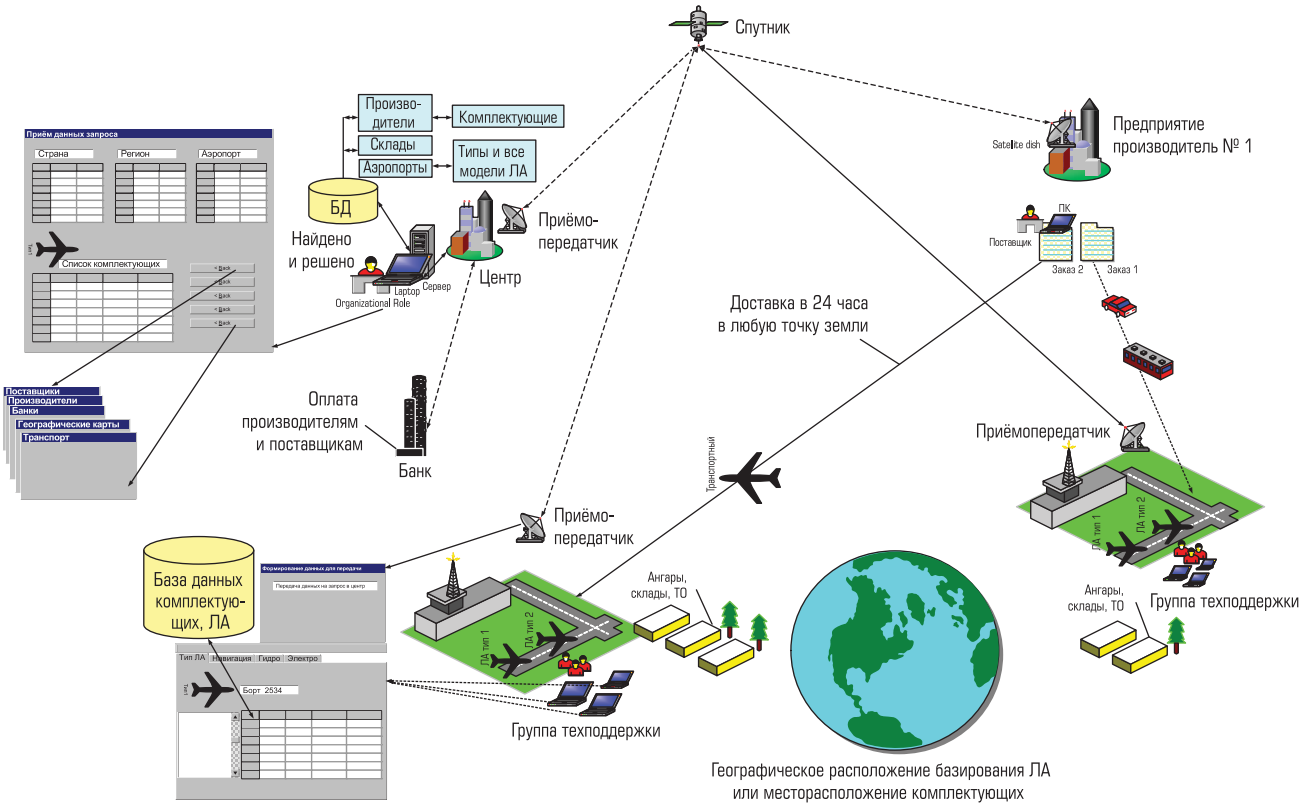


Рис. 3. Общая схема интегрирования СППР и CALS технологий с целью сопровождения объектов

4. Обмен видеоданными

При возникновении осложнений в работе с интерфейсом системы, в силу каких-либо причин, есть возможность применения одной из функций: передача данных по видеоканалу. Также это может быть полезно в случае поставки и необходимости обслуживания новых изделий, при подготовке группы на модифицированное или новое оборудование. Таким образом, сотрудник техсостава может самостоятельно проработать возникший вопрос по изделию, что наиболее актуально при эксплуатации оборудования в нефтегазовых трубопроводах (рис. 1) [4]. В данном случае становится актуальным подход по моделированию протоколов передачи данных при отработке функций системы, а также самого формата видеоданных.

Также данную функцию приемлемо использовать в случае сбора информации о техническом состоянии самого нефтегазового оборудования, трубопровода и т.д. для принятия решения экспертом при эксплуатации оборудования в процессе проведения регламентного ремонта.

5. Интегрирование с системами

Интегрирование с другими комплексными системами, применяемыми в рамках CALS технологий по сопровождению изделий (рис. 3), выполняется как через установленную СУБД, так и через аппаратные системы с возможностью подсоединения дополнительных библиотек [1].

6. Выполнение параллельных функций

Развитие применения системы в интеграции с БПЛА и объектом техсопровождения может обеспечиваться возможностью контроля и анализа путём сбора данных о состоянии работоспособности оборудования, при поддержке технической группы с перечисленной функциональностью.

7. Развитие функциональности систем

Внедрение функций в развитые системы СППР, с дополнением методов ИАД и разви-

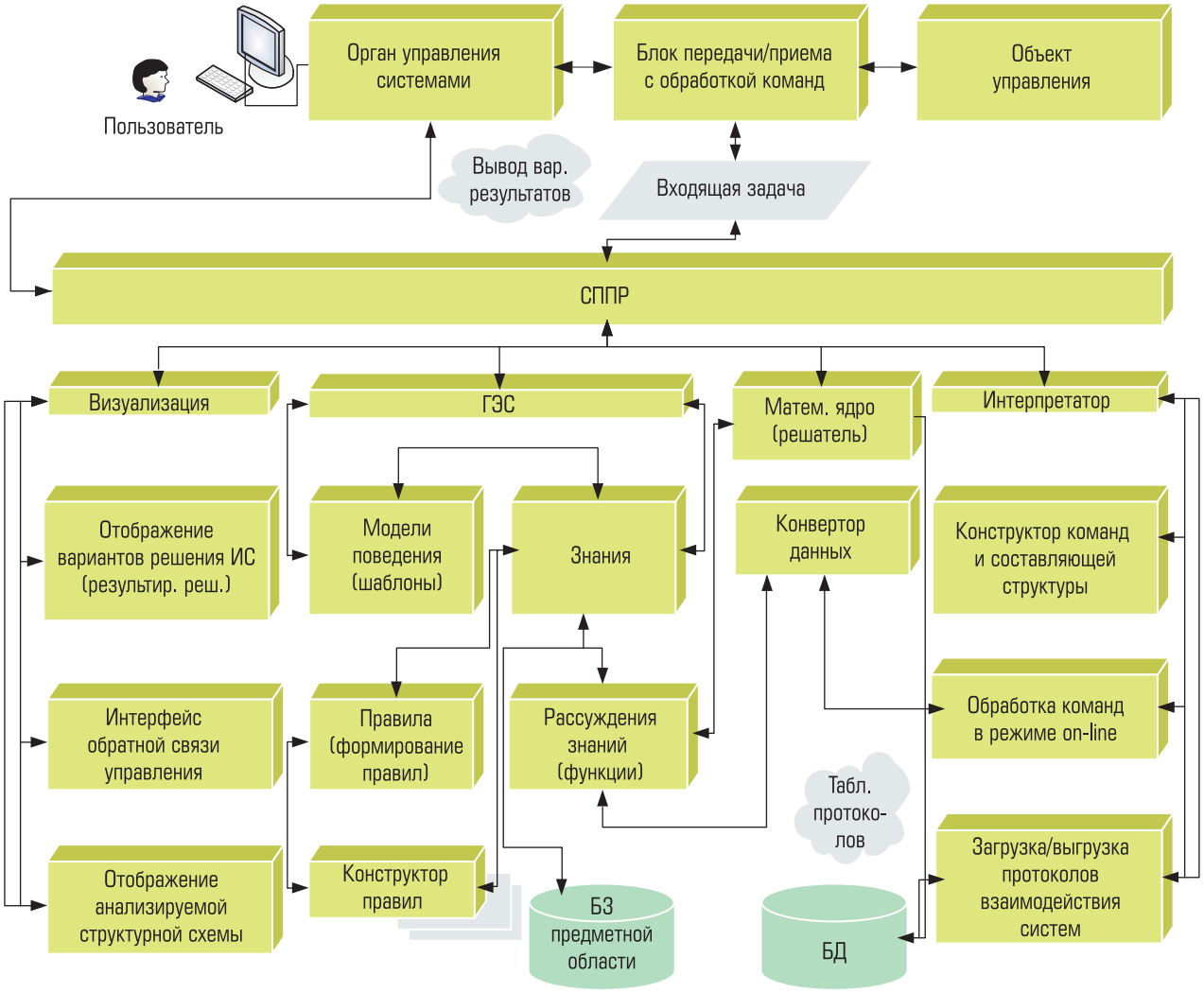


Рис. 4. Структурная схема состава СППР/ГЭС в интеграции с системой управления оборудования

тием ЭС (рис. 4), по анализу ситуаций и обучению алгоритмов и пользователей на базе сформированных и принятых решений.

Также данный подход приемлем в эксплуатации гражданских ЛА в аэропортах, автосервисах, техсервисах и станциях техобслуживания, а также многих других областях эксплуатации систем.

Список литературы

1. *Головко М.* Стратегия непрерывного сбора данных о производимых изделиях и поддержки жизненного цикла (CALS) существенно ускоряет интеграцию машиностроительных и ИТ-компаний, М.: 2004 г.
2. *Некрасов А., Морозов С.* Современные информационные системы в логистике, CALS М.: 2006 г.
3. *Дубова Н., Островская И.* Словарь терминов по PDM // Открытые системы. 1997. № 3.
4. *Зырянов М.* ИТ и европейское авиастроение // Computerworld Россия. 2002 г. № 22.
5. *Полозов А.Е.* Магистральные трубопроводы охлаждённого и сжиженного природного газа, “АН СССР Уральское отделение КОМИ Научный Центр”, Сыктывкар: 1988 г. с. 141.

Колосов Семен Петрович *– ведущий инженер-аналитик, проектировщик ООО “СфераПро”,*
Малышенко Алексей Юрьевич *– студент РГСУ кафедры ИТ.*

АРХИТЕКТУРА ЕДИНОГО УЗЛА ОБЕСПЕЧИВАЕТ ПРЕИМУЩЕСТВА ПОЛЬЗОВАТЕЛЯМ, СВЯЗАННЫМ С ПРОЦЕССАМИ СЕРИЙНОГО ПРОИЗВОДСТВА

Control magazine

Технология ArchestrA (ПО Wonderware Invensys) обеспечивает структуру первичного функционального обслуживания, которое является общим практически для всех промышленных объектов автоматизации.

Изготовители механизмов и платформ, которые занимаются поставками для обрабатывающих производств, иногда с завистью осматривают мощные системы распределенного управления, построенные на базе сети персональных компьютеров, которые многие из их заказчиков эксплуатируют для управления процессами обработки данных. “Было бы полезно, – сокрушаются они, – если бы существовала масштабируемая вниз версия, сделанная для выполнения менее широких, хотя и сложных, требований к автоматизации их собственного оборудования”. Преимущества работы в той же структуре автоматизации, что есть у заказчиков, будет способствовать совместимости разработок, более быстрым конфигурации и запускам, более легкой диагностике и устранению неисправностей.

Корпорация Wonderware сообщает, что помощь на подходе. Она утверждает, что теперь имеет масштабируемый продукт для изготовителей механизмов и платформ, клиенты которых при управлении производством уже используют ее стандартизованный сервис ArchestrA.

Технология ArchestrA – это технология Invensys, которая развивается корпорацией Wonderware для расширения промышленных приложений программного обеспечения. Фирма Wonderware вставляет технологию ArchestrA

ArchestrA обеспечивает инфраструктуру первичного функционального обслуживания, которое является общим практически для всех приложений промышленной автоматизации

внутрь своей разработки Industrial Application Server (IAS) и оперативных средств InTouch View и Industrial SQL Server historian. Стандарт IAS 2.1, выпущенный в декабре 2005 г., поддерживает только крупномасштабные распределенные сетевые разработки. К моменту публикации компания как раз заканчивала испытания и пакетирование нового единого узла функциональных возможностей, и сообщается, что он теперь существует в стандарте IAS 2.1. “В прошлом сервисные функции платформы ArchestrA предназначались для применения только через сеть с протоколами TCP/IP, работающую с распределенной сетью персональных компьютеров”, – говорит Nancy Venable, руководитель программ VAR/OEM[1] корпорации Wonderware. “Отсюда компьютеры могли работать и взаимодействовать с любым приложением, основывающимся на ArchestrA”.

Самая последняя версия IAS позволяет устанавливать на одном компьютере сервисные функции платформы ArchestrA вместе с визуализацией InTouch и базой данных Historian (*сочетающей возможности баз данных реального времени и архивирования*), также известной как Industrial SQL Server. Это делает технологию ArchestrA жизнеспособной для объектов с малыми системами, которые используют один PC вместо сети и которые используют одноузловую операционную среду Microsoft, а также Windows XP Pro и Personal Edition с сервером SQL, в отличие от более крупных изданий серверов Microsoft. Первоначально компания Wonderware разрабатывала ПО для одиночного PC с автономным HMI, многие одноузловые приложения работают и сегодня. “Все результативно работающие приложения теперь можно наращивать (масштабировать) вверх или вниз от автономного узла до многоузловой конфигурации, включающей сотни компьютеров, и до миллиона устройств ввода-вывода”, – объясняет Venable.

“Одноузловое решение позволяет активным поставщикам и изготовителям комплектного

[1] Value-Added Resellers – VAR, активный посредник, поставщик дополнительных услуг, Original Equipment Manufacturers – OEM, поставщик комплектного оборудования.

оборудования, например, создателям механизмов и платформ, а также системным интеграторам и конечным пользователям более мелких процессов и периодических процессов, воспользоваться преимуществами, имеющимися в ArchestrA, без необходимости установки и сопровождения сети PC и серверов", – продолжает Venable. Ожидаемые преимущества, по мнению компании, включают более низкую стоимость реализации с приложением библиотеки шаблонов и решениями, которые легко (без швов) интегрируются в существующие системы конечных пользователей. Подобно многоузловой версии, одноузловая реализация ArchestrA построена на открытых промышленных стандартах, включающих Microsoft's .NET и SQL Server, а также поддерживает OPC, XML, SQL, OLEDB, ISA-88 и ISA-95.

"Базовая архитектура ArchestrA обеспечивает понижение стоимости программного обеспечения для поставщиков комплектного оборудования, поскольку они могут комбинировать модули лучших из появившихся приложений, просто вставляя их в инфраструктуру", – говорит Venable. "В прошлом таким поставщикам часто приходилось закупать пакеты программ, которые обеспечивали более широкую функциональность, чем им требовалась действительно. Это больше не будет проблемой, потому что поставщики пакетов программного обеспечения найдут, что им легче устанавливать за свои предложения отдельную цену". Steve Garbrecht, менеджер по маркетингу инфраструктур и платформ Wonderware, добавляет: "Новый объект, определенный пользователем для сервера промышленного приложения, позволяет разработчикам продолжать использование шаблонов объектов приложения Wonderware по умолчанию, а также создавать собственные стандарты компании, сохраняя необходимый баланс между сложностью и простотой применения". Г-н Venable говорит, что ArchestrA обеспечивает инфраструктуру первичных функциональных услуг, являющихся общими практически для всех приложений промышленной автоматизации. Она отделяет их от собственно приложений, чтобы обеспечить поставщикам комплектного оборудования (OEM) гибкость, необходимую для более простого обращения с визуализацией, сценариями, безопасностью, лицензированием, сигнализацией, базами архивных данных и данных реального времени, отчетами, техническим обслуживанием, администрированием, диагностикой и вопросами модификации в соответствии с требованиями заказчика. "Зато поставщики могут сосредоточиться на собственной профессиональной компетенции, чтобы построить более функционально развитую систему для заказчика".

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

НОВОСТИ

ШКАФ АВТОМАТИЧЕСКОГО ЗАКРЫТИЯ КРАНОВ

Компания ДЭП запустила в серийное производство недавно разработаное и внедренное устройство ШАЗК (Шкаф автоматического закрытия кранов).

На Астраханском газоконденсатном месторождении устанавливается первая партия из 18 шкафов управления, автоматика которых выполнена на основе взрывозащищенного комплекса ДЕКОНТ-Ex, предназначенных для автоматического, ручного и дистанционного открытия и закрытия крана, установленного на трубопроводе.

Шкаф обеспечивает следующие основные функции:

- местное ручное открытие и закрытие крана из шкафа управления;
- дистанционное закрытие крана по команде с пульта управления оператора;
- автоматическое закрытие крана при падении давления магистрального газа ниже предельно допустимого значения.

По всем вопросам обращайтесь в управление по развитию и внедрению ПТК Деконт-Ex Компании ДЭП.

Телефон +7 (495) 995-00-12. E-mail: mail@dep.ru

OGU

18-я Узбекская международная выставка и конференция

НЕФТЬ И ГАЗ

ufi Approved Event

13-15 Мая 2014

Ташкент, Узбекистан

www.oguzbekistan.com
www.oilgas.uz

ВЕДУЩИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ УЗБЕКИСТАНА

ОРГАНИЗАТОР ITE ГРУППА КОМПАНИЙ

ITE (Ташкент) Т. +998 71 113 01 80 Ф. +998 71 237 22 72 E. ogu@ite-uzbekistan.uz
ITE (Москва) Т. +7 (495) 933 73 50 Ф. +7 (495) 935 73 51 E. oil-gas@ite-expo.ru

Правительство Оренбургской области

Министерство экономического развития, промышленной политики и торговли Оренбургской области

Торгово-промышленная палата Оренбургской области

ОАО «УралЭкспо»

ДЕЙСТВИТЕЛЬНЫЙ ЧЛЕН РОССИЙСКОГО СОЮЗА ВЫСТАВОК И ЯРМАРОК

XI СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

«НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО»

12 -14 февраля 2014

г. Оренбург

- добыча нефти и газа (технологии и оборудование)
- геология
- геофизика
- сейсмическое оборудование и услуги
- транспортировка
- переработка и хранение нефти нефтепродуктов и газа
- трубы и трубопроводы
- инструменты

(3532) 67-11-03, 950-250, 560-560

ПОДГОТОВКА КАДРОВ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

В.В. РАДКЕВИЧ (РГУ нефти и газа, ИНЭКО–А)

РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ и ГАЗА
имени И.М. ГУБКИНА
Базовый ВУЗ нефтегазового комплекса России

Кафедра “Автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности” готовит кадры для освоения и эксплуатации газовых, нефтяных и морских месторождений. В июне 2013 г. Государственная аттестационная комиссия под руководством председателя Радкевича В.В., директора ООО “ИНЭКО-А”, доцента, доктора технических наук заслушала 9 магистерских диссертаций, 15 дипломных проектов и 1 работу бакалавра.

*Открывает заседание ГАК заведующий кафедрой д.т.н., профессор **Бородавкин П.П.**, справа – **Мусина Е.В.**, зам. зав. кафедрой, доцент, и **Радкевич В.В.** – председатель ГАК, д.т.н.*

Бородавкин П.П. – лауреат Государственной премии СССР за разработку и внедрение методов поточно-скоростного строительства трансконтинентального газопровода Уренгой – Помары – Ужгород, обеспечившего досрочный ввод его в эксплуатацию (в соавторстве, 1984); заслуженный деятель науки и техники Башкирской АССР, лауреат премии имени академика И.М. Губкина (1979, 1983); награжден орденами и медалями СССР, в том числе орденом Трудового Красного Знамени (1984). Почетный работник газовой промышленности, Почетный работник Миннефтегазстроя. Автор более 300 научных работ, в том числе 35 учебников и монографий, выпущенных в центральных издательствах.

Большой вклад в учебную работу кафедры АПС вносит доцент **Мусина Е.В.** – автор множества учебных программ, более 12 учебных пособий, преподает начертательную геометрию и инженерную компьютерную графику с 1988 г. Курирует преподавание дисциплины “Инженерная графика” на всех факультетах РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Автор базового учебно-методического комплекса по предмету “Инженерная графика”. Возглавляет команду РГУ нефти и газа на городских и всесоюзных олимпиадах по начертательной геометрии и инженерной компьютерной графике, которая занимает призовые места.

Радкевич В.В. работает на объектах газовой промышленности с 1973 г. В течение 23 лет возглавляет ООО “ИНЭКО-А”, которое проектирует и внедряет экологические и автоматизированные системы на объектах газовой отрасли. Имеет 5 монографий, более 100 научных статей. Подготовил троих аспирантов.

Ниже приведены краткие аннотации некоторых магистерских диссертаций и дипломных проектов, получивших оценку “отлично”.

В этом году Бородавкин П.П. был руководителем магистров по программе “Проектирование морских нефтегазовых сооружений” Астафьева В.А., Бесхижко Ю.В., Нгуен Ван Хоай (республика Вьетнам) и инженера по специальности “Морские нефтегазовые сооружения” Булискерия Г.Н.

При обсуждении содержания, уровня проработки и оформления работ ГАК пришла к выводу, что диссертации магистров, дипломные работы и работа бакалавра выполнены качественно в расчетной, проектно-конструкторской, графической и презентационных частях.

Юлия Бесхижко. В магистерской диссертации “Обоснование варианта обустройства Мурманского газового месторождения” собраны и проанализированы исходные данные, необходимые для принятия решений по обустройству месторождения. Выбраны и детально проанализированы варианты обустройства Мурманского газового месторождения с использованием стационарной платформы, плавучего технологического судна и подводного добывающего комплекса. Проведены оценочные гидравлические расчеты вариантов транспорта продукции с месторождения. Определен тип платформы и основные её параметры, а также основные конструктивные характеристики трубопровода для транспорта продукции Мурманского месторождения.

Нгуен Ван Хоай. В магистерской диссертации “Проектирование и строительство подводного газопровода от месторождения Белый Тигр до города ВунгТау Вьетнама” сделан анализ природно-климатических и техногенных факторов, влияющих на сооружение и продолжительность безопасной эксплуатации газотрубопроводных систем. Произведены расчеты по усовершенствованным методикам: расхода газа, давления газа, диаметра труб. Исследовано напряженно-деформированное состояние трубопроводов. Рассчитана прочность трубопроводов от воздействия внутреннего и внешнего давлений. Произведен анализ способов прокладки и расчет прочности при прокладке труб. В работе использованы программы Mathcad и AutoCAD.

Безкоровайный В.П. – с 1992 г. профессор кафедры автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности, зам. председателя ученого совета по защите докторских диссертаций, член ученого совета по защите докторских диссертаций. Является разработчиком и ведущим преподавателем курсов “Системы автоматизации проектирования” и “Управление проектами”. Сертифицированный (IPMI – Европа) специалист по управлению проектами (Project management). Автор монографии и более 120 статей в области информатизации, автоматизации проектирования и управления проектами в нефтегазовой промышленности. Подготовил 8 кандидатов наук по специальности 05.13.12 “Системы автоматизации проектирования”. Безкоровайный В.П. являлся руководителем магистрантов Шмелева А.В., Владимирова Л.В. и инженеров Левина Д.П., Тололина И.И. и Гарифуллина Д.Р.

Илья Тололин. В дипломном проекте “Проектирование магистрального нефтепровода Куюмба – Ташкент” рассмотрены задачи и технологические решения по проектированию магистрального нефтепровода “Куюмба – Ташкент”. Определена толщина стенки трубопровода, проведен гидравлический расчет нефтепровода и оборудования, расчет характеристики трубопровода и насосно-перекачивающей станции (построена совмещенная характеристика). Рассмотрен и разработан подводный переход через р. Русская: проведен расчет на балластирование трубопровода, определено усилие по троганию трубопровода с места. Проработаны разделы безопасности и экологичности проекта, выполнен расчет технико-экономических показателей. В написании дипломной работы были использованы программные пакеты AutoCAD, Skad и PDMS.

Динар Гарифуллин. В дипломном проекте "Проектирование плавучей полупогружной буровой установки в системе комплексного трехмерного моделирования" рассматривается организация процесса проектирования буровой установки на базе трехмерной модели. Приведена классификация систем автоматизированного проектирования. Создана трехмерная модель ППБУ. Произведены расчеты плавучести и устойчивости сооружения, рассчитано внешнее силовое воздействие на объект. Разработана модель проектирования МНГС с использованием систем автоматизированного проектирования и блок-схема интеграции производственных процессов. В процессе работ использованы программные комплексы Aveva Plant и AutoCAD.

Литвин И.Е. – профессор кафедры автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности, ученый секретарь диссертационного совета Д 212.200.11 (Системы автоматизации проектирования в нефтегазовой отрасли). Автор 45 научных работ и учебных пособий для вузов. Литвин И.Е. являлся научным руководителем магистра Павлова С.А. и инженерной работы Азаровой А.В.

Сергей Павлов. В диссертации "Подбор типа и расчет свайных оснований морских сооружений на скальных основаниях" проведен анализ российских и зарубежных норм в области проектирования свайных фундаментов морских сооружений на скальных основаниях. Выявлены недостатки российских нормативных документов, расчет по данным документам возможен только на сжимающие нагрузки, а расчет на выдергивающие нагрузки требует дополнительного исследования. Проанализированы деформации свай и свайных кустов при действии комбинированных нагрузок, рассмотрены особенности работы свайных кустов, дан краткий обзор методов расчета и результатов экспериментальных и расчетных исследований некоторых авторов. Разработана конструкция свайного фундамента, позволяющая увеличить его несущую способность. В этой конструкции увеличена несущая способность по контакту "цементация – скала" путем нарезания кольцевых "канавок" на поверхности скважины; разработана методика расчета данной конструкции. Созданная конструкция позволяет увеличить экономические показатели, уменьшить материальные затраты. В работе использованы программные комплексы AutoCAD и Scad.

Александра Азарова. В дипломном проекте "Проектирование трубопровода для условий Карского моря" обоснованы схемы расстановки сооружений по территории месторождения. Произведены расчеты, в которых были определены параметры трубопроводов по заданной производительности. На основе анализа природных условий и расчетов определена конструктивная схема трубопроводов. Также выбраны технические решения и технология строительства морских подводных трубопроводов. Рассчитана протекторная защита трубопроводов и экономическая эффективность проекта. В проекте использованы программы AutoCAD и Microsoft Excel.

Андрей Козлов, научный руководитель – Гусейнов Ч.С., профессор, д.т.н. В магистерской диссертации "Новое техническое решение для освоения Северного Ледовитого океана. Подледно-плавучее нефтегазовое сооружение «Апельсин»" проведены расчеты плавучести сооружения и количества буксиров для транспортировки. Проанализированы основные преимущества данного сооружения в отличии от аналогов. Исследована применимость данного сооружения в условиях Северного Ледовитого океана. Чертежи в данной работе выполнены в AutoCAD.

Александр Владимиров, научный руководитель – Староконь И.В., доцент, к.т.н. В дипломном проекте "Обустройство Архангельского ГМ на период промышленной разработки" представлен расчет прочности блока кондуктора. Определены расчетные нагрузки с учетом веса оборудования, выталкивающих сил, присоединенной массы воды, сейсмического воздействия, ветровых и волновых нагрузок. Произведен расчет свайного крепления с учетом инженерно-геологических характеристик грунта, прочности свай, несущей способности и устойчивости грунта. Представлен расчет прочности блока опорного с учетом расчетных нагрузок, с целью определения усилия и напряжения в элементах опорного блока. В работе использованы программные комплексы VOLNA, ЛІРА и AutoCAD.

Артем Шорохов, научный руководитель – Староконь И.В., доцент, к.т.н. В дипломном проекте "Исследование коррозионного воздействия на усталостное трещинообразование ГТС в зоне периодического смачивания, подводной и атмосферной зонах" исследовано влияние коррозии на рост усталостных трещин, произведены расчеты возникающих напряжений при воздействии коррозии. Проведены следующие опыты: опыт в камере солевого тумана, опыт на разрывной машине. Предложен метод антикоррозийной защиты, такой как металлизация – нанесение протекторного покрытия на металл ГТС. При написании дипломного проекта были использованы следующие программы: AutoCAD и Microsoft Excel.

Лыу Куок Ньят (республика Вьетнам), научный руководитель – Ермаков А.И., профессор, д.т.н. В магистерской диссертации "Проект платформы для месторождения на шельфе Вьетнама" сделан анализ вариантов и выбор концепции платформы. Собраны и проанализированы данные о природных условиях функционирования платформы. Сконструирована опорная часть платформы с помощью программы AutoCAD и Solidworks. Приведен расчет прочности конструкции при действии различных нагрузок: ветровой, волновой, от течений с помощью программы Ansys. Разработана технология монтажных и свайных работ: технология установки на дно опорных блоков с использованием плавкранов, технология забивки сваи с использованием крановых судов. Разработан календарный график работ, выполненных при проектировании.

Результаты работ рекомендованы проектным организациям.

Радкевич Валерий Васильевич *– доцент, д-р, техн. наук, директор ООО "ИНЭКО-А".*

ХРОНОГРАФ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ. Часть 2

А.А. МАТВЕЙЧУК

В статье представлен “Хронограф нефтяной промышленности России”, составленный Матвейчуком Александром Анатольевичем.

Апрель 1901 г. – в Томском практическом технологическом институте открыто Горное отделение.
1901 г. – создано Челекено-Дагестанское нефтяное общество для разработки нефтяных месторождений на острове Челекен.
1901 г. – создана первая российская нефтехимическая компания “Товарищество русского бензоло-анилинового производства, построившая в деревне Скринцево, Комаровской волости, Кинешемского уезда завод по выпуску анилиновых красителей из нефтяного сырья.
24-29 (11-16) марта 1902 г. – в Санкт-Петербурге состоялся Первый съезд волжских управляющих “Товарищества нефтяного производства братьев Нобель”.

Профессор **А.П. Павлов** (1854-1929)

Геолог, палеонтолог **А.А. Чернов** (1877-1963)

1902-1904 гг. – геологические исследования Тимана-Печорской провинции в районе верховий реки Ижмы осуществили профессор Московского университета А.П. Павлов и геолог А.А. Чернов.

16 (3) июля 1902 г. – утвержден устав компании “Центрально-Челекеннское нефтепромышленное общество”.
1904 г. – утверждены “Правила об ограждении каспийско-волжских водных путей от загрязнения нефтью”.

1904 г. – объем добычи нефти на Апшеронских промыслах составил 626 млн пуд.
13 апреля (31 марта) 1905 г. – за “Способ получения из русской нефти бензола и его гомологов” Императорским русским техническим обществом инженер-технолог Александр Никифоров был удостоен премии ИРТО имени Людвига Нобеля с вручением золотой медали.
4-7 сентября (22-25 августа) 1905 г. – в результате трагических событий на нефтяных промыслах Апшеронского полуострова уничтожено 1996 нефтяных скважин, включая 1429 производительных.
1905 г. – горные инженеры Юшкин и Брайнин опубликовали “Карту грозненских нефтяных промыслов с таблицами всех скважин, их глубиной, высотой над уровнем моря, количеством добываемой нефти, распределением добычи по участкам”.
20 (7) ноября 1906 г. – утвержден устав Союза нефтепромышленных рабочих, первой профсоюзной организации на нефтяных промыслах Апшеронского полуострова.

Первое заседание Правления Союза нефтепромышленных рабочих Баку и его районов: сидят (слева-направо) **Асланов, М. Глухов, Кузнецов, А. Джапаридзе, В. Тронов, С. Якубов, Гнеушев, Канделаки, Лункин.** Стоят: **Агир Аслан и М. Мещеряков**

1906 г. – в Туркестане пущен в эксплуатацию нефтеперегонный завод общество "Чимион" у станции Ванновская.

Апрель 1907 г. – Бакинское отделение ИРТО учредило премию имени Э. Л. Нобеля.

25 (12) августа 1907 г. – вышел первый номер газеты "Гудок", печатного органа Союза нефтепромышленных рабочих.

3 августа (21 июня) 1907 г. – введен в эксплуатацию на всем протяжении крупнейший в мире магистральный керосинопровод Баку – Батуми.

1907 г. – при участии Русско-Азиатского банка создано Среднеазиатское нефтяное товарищество (САНТО) для разработки нефтяных месторождений в Ферганской долине.

1907 г. – на острове Челекене из одной из скважин с глубины 85 м был получен нефтяной фонтан с суточным дебитом в 35 тыс. пудов.

1 февраля (19 января) – 10 апреля (28 марта) 1908 г. – в Санкт-Петербурге прошла "Первая международная выставка современных приборов для освещения и нагревания".

12 сентября (30 августа) 1909 г. – на Кубани из скважины на участке компании "Бакинско-Черноморское нефтяное общество" с глубины 77 м был получен мощный фонтан нефти с суточным дебитом 300 тыс. пудов. Начало "Майкопского нефтяного бума".

Граф **Илларион Иванович Воронцов-Да́шков** (1837-1916) – русский государственный и военный деятель, министр императорского двора

28 (15) октября 1909 г. – Кавказский наместник граф Воронцов-Дашков утвердил "Инструкцию о предметах ведомства, пределах власти и порядке действия присутствия по нефтяным делам при бакинском градоначальстве".

Февраль 1910 г. – в Екатеринодаре вышло в свет новое издание – "Ежегодник Кубанской нефтяной промышленности".

13 сентября (31 августа) 1911 г. – в Екатеринодаре был введен в эксплуатацию нефтеперегонный завод "Товарищества Тер-Гукасов П.О. и Ко".

Октябрь 1911 г. – в Екатеринодаре состоялся Первый съезд кубанских нефтепромышленников, избравший Совет съезда и утвердивший программу его последующей деятельности.

1911 г. – на территории Кубанской области построены нефтепроводы станица Ширванская – Екатеринодар (диаметр 8 дюймов, длина 110 верст) и станица Хадыженская -Туапсе (диаметр 8 дюймов, длина 120 верст).

30 (17) июня 1912 г. – император Николай II утвердил "Правила о сдаче казенных нефтеносных земель в разработку по договорам".

6 сентября (24 августа) 1912 г. – утвержден устав "Нефтепромышленного акционерного общества "Русский Грозненский стандарт".

9 февраля (27 января) 1913 г. – из скважины №1/35 на участке предпринимателя П. Белликa с глубины 262 сажени был получен фонтан "безводной" нефти. Эта дата является началом отсчета промышленной разработки Новогрозненского района.

6 августа (24 июля) 1914 г. – "Общество Грозненского нефтяного производства И.А. Ахвердов и КО", ввело в эксплуатацию нефтепродуктопровод Грозный – Петровск (Махачкала), по которому начата транспортировка мазута.

23 (10) марта 1915 г. – на нефтяном промысле у станицы Апшеронской (Кубанская область) был получен мощный фонтан нефти высотой около 30 метров. За 50 дней фонтанирования было получено около 3 млн пудов нефти.

1 сентября (19 августа) 1915 г. – в России создан новый межведомственный орган – Особое совещание по топливу.
29 (16) ноября 1915 г. – Совет министров принял постановление "О предоставлении председателю Особого совещания по топливу полномочия объявлять продажу минерального топлива исключительным правом казны" .
1915 г. – в селении Сель-Рохо Среднеазиатское нефтяное товарищество по проекту инженера Задолина построило нефтеперегонный и газовый заводы, где имелось толуоловое производство.

Горный инженер
Д.В. Голубятников

30 (17) января 1917 г. – в Геологическом комитете России создана Нефтяная секция Отдела прикладной геологии во главе с горным инженером Д.В. Голубятниковым.
8 апреля (26 марта) 1917 г. – военный министр Временного правительства А.И. Гучков утвердил "Временное положение об общественном управлении Терского казачьего войска", по которому, в отношении нефтяного промысла, Терское казачье войско приняло на себя все права, принадлежавшие ранее русскому правительству.
Август 1917 г. – Военный Совет Временного правительства одобрил "Правила о нефтяном промысле на землях Кубанского и Терского казачьих войск".
7 декабря (24 ноября) 1917 г. – националистическими бандами подожжены Новгрозненские промыслы, пожар на которых длился 18 месяцев.
1917 г. – объем добычи нефти на Апшеронских промыслах составил 402,8 млн пуд. На Кубанских нефтяных промыслах был достигнут максимальный уровень добычи – 9 млн 156 тыс. 902 пуда нефти.
2 марта 1918 г. – Постановлением ВСНХ РСФСР в его структуре создан Нефтяной комиссариат во главе с И.Э. Гуковским.
13 марта 1918 г. – Терский народный совет принял декрет № 25 о национализации "недр, вод и лесов".
17 мая 1918 г. – Декретом СНК РСФСР утвержден Главный нефтяной комитет во главе с Н.И. Соловьевым.
1 июня 1918 г. – декретом Бакинского Совета народных комиссаров нефтяная промышленность на Апшеронском полуострове была национализирована.
20 июня 1918 г. – Совет народных комиссаров РСФСР принял решение о национализации нефтяной промышленности.
Октябрь 1918 г. – правительство Азербайджанской республики отменило решение Бакинского СНК от 1 июня 1918 г. по национализации нефтяных предприятий на Апшеронском полуострове.
31 марта 1919 г. – Совет Обороны РСФСР принял постановление "Об оказании содействия лицам, берущимся доставлять нефтепродукты с мест добычи, находящихся временно за пределами советских владений".
24 сентября 1919 г. – Совет Обороны РСФСР принял постановление о борьбе с хищениями нефтепродуктов, где говорилось: " Всякие самочинные захваты нефтепродуктов, кем бы они не производились , будут караться со всей строгостью революционного закона наравне с захватом военных грузов".
Сентябрь 1919 г. – приказом Главного нефтяного комитета создано Промысловое управление Волжско-Уральского района.
26 февраля 1920 г. – Совет народных комиссаров РСФСР принял постановление об обязательной регистрации рабочих и специалистов нефтяной промышленности в отделах труда местных Советов.
2 апреля 1920 г. – Совет народных комиссаров РСФСР принял декрет "О недрах земли".
Апрель 1920 г. – вышел в свет первый номер журнала "Нефтяное и сланцевое хозяйство".
Май 1920 г. – в Баку создан "Азербайджанский нефтяной комитет" во главе с инженером А.П. Серебровским.
20 мая 1920 г. – в Терской Советской республике создано "Грозненское центральное управление нефтяной промышленности" во главе с И. Косиором.
24 мая 1920 г. – принят декрет СНК Азербайджанской ССР о повторной национализации всех нефтяных предприятий на Апшеронском полуострове.
1 августа 1920 г. – в Грозном приказом Главного управления профессионально-технического образования Наркомпроса РСФСР создан Высший нефтяной техникум.

14 октября 1920 г. – в Баку на базе городского технического училища образован Бакинский политехнический институт.
20 мая 1921 г. – Совет народных комиссаров РСФСР постановил преобразовать Главный нефтяной комитет в Центральное управление нефтяной промышленности в структуре Главного управления по топливу ВСНХ.
1 декабря 1921 г. – на Кубани образовано Государственное объединение "Кубчернефть".
31 декабря 1921 г. – 10 января 1922 г. – в Москве состоялся Первый Всероссийский съезд нефтеработников.
Февраль 1922 г. – в Москве группа представителей научно-технической интеллигенции учредила Клуб горных деятелей, в структуре которого активно работала Нефтяная подсекция.
25 марта 1922 г. – в структуре Наркомата внешней торговли РСФСР создано Государственное управление по нефтеторговле с заграницей ("Нефтеэкспорт"). Председателем правления назначен И.И. Радченко.
1 июля 1922 г. – Президиумом ВСНХ утверждено "Положение о Всероссийском нефтяном синдикате" ("Нефтесиндикат РСФСР").
7 июля 1923 г. – Вторая сессия ВЦИК СССР приняла внесенный Президиумом ВСНХ проект закона "Положение о недрах и их разработке", отменивший в условиях НЭПа монопольное право государства на геологический поиск и разработку месторождений полезных ископаемых в СССР.
16 января 1925 г. – в Москве на заседании Нефтяной секции Всероссийской ассоциации инженеров заслушан доклад председателя правления треста "Азнефть" Александра Серебровского о результатах его командировки в США.
14 декабря 1925 г. председатель ВСНХ Феликс Дзержинский подписал два концессионных договора с японскими фирмами на эксплуатацию углеводородных месторождений Северного Сахалина. Согласно данным документам, японцы получали право на добычу нефти, кира и газа на восьми месторождениях – Оха, Эхаби, Пильтун, Нутово, Чайво, Ныйво, Уйглекты и Катангли общей площадью 4807,12 десятин (5252 га). Действие данного договора было прекращено 31 марта 1944 г.
16-26 ноября 1925 г. – в Москве прошло первое Всесоюзное совещание по вопросам охраны и рационального использования нефтяных недр под председательством академика И.М. Губкина.
14-27 апреля 1926 г. – в Москве состоялся первый Всесоюзный горный научно-технический съезд, в рамках которого активно работала Нефтяная секция под председательством горного инженера В.К. Левецкого.
31 мая 1927 г. – приказом по Геологическому комитету создана "Особая комиссия по подсчету запасов полезных ископаемых".
16 апреля 1929 г. – из разведочной скважины, пробуренной бригадой бурового мастера Прокопия Позднякова под руководством горного инженера Павла Преображенского в районе Верхне-Чусовских городков в Пермской губернии, с глубины 365-371 м получена первая нефть Прикамского региона.
7 мая 1929 г. – Президиум ВСНХ СССР принял постановление "О разведках нефти на Урале".
1 июня 1929 г. – органами ОГПУ по ложному обвинению в вредительстве был арестован старший директор Директората нефтяной промышленности ВСНХ СССР, председатель Научно-технического совета нефтяной промышленности, профессор И.Н. Стрижов. Этот арест ознаменовал начало кампании широкомасштабных репрессий в советской нефтяной промышленности.
3 июля 1929 г. – постановлением Совнаркома СССР Высший нефтяной техникум в Грозном реорганизован в Грозненский нефтяной институт.
21 октября 1929 г. – постановлением ВСНХ СССР № 92 создан Нефтяной геологоразведочный институт (НГРИ). Директором НГРИ был назначен профессор С.И. Миронов.
30 ноября 1929 г. – Приказом ВСНХ СССР создано Всесоюзное объединение нефтяной и газовой промышленности "Союзнефть".
1929 г. – Приказом ВСНХ СССР в Баку создан Всесоюзный иститут по технике безопасности труда в нефтяной промышленности.
14 февраля 1930 г. – органами ОГПУ по ложному обвинению в вредительстве была арестована большая группа руководящих работников треста "Азнефть" во главе со старшим техническим директором Ф.А. Рустамбековым.
17 апреля 1930 г. – Приказом ВСНХ СССР создан Московский нефтяной институт. Ректором МНИ был назначен академик И.М. Губкин.
24-26 апреля 1930 г. – в Баку прошло заседание выездной сессии Масляной комиссии ВСНХ СССР.
1 июня 1930 г. – в Москве вышел в свет первый номер журнала "Нефть", подписанный в печать главным редактором академиком И.М. Губкиным.

25 октября 1930 г. – из разведочной скважины № 5, пробуренной бригадой бурового мастера Ивана Косолапкина в районе реки Ухты, с глубины 388,7 м получен первый промышленный приток северной нефти.

15 ноября 1930 г. – принято постановление ЦК ВКП(б) "О положении нефтяной промышленности", в котором была поставлена задача о принятии неотложных мер по широкому развертыванию поисково-разведочных работ, выявлению новых нефтяных месторождений, особенно на востоке страны. Особо была подчеркнута важность активизации поисковых работ на нефть в Урало-Поволжском регионе.

23-28 февраля 1931 г. – в Баку состоялась Первая Всесоюзная конференция по увеличению скоростей бурения.

18 марта 1931 г. – в Москве Коллегия ОГПУ СССР по сфабрикованному делу "О контрреволюционной шпионско-вредительской организации в нефтяной промышленности СССР" вынесла суровый обвинительный приговор большой группе специалистов-нефтяников во главе с бывшим старшим директором Директората нефтяной промышленности ВСНХ И.Н. Стрижовым.

15-20 апреля 1931 г. – состоялся первый Всесоюзный съезд Союза рабочих нефтяной промышленности СССР, положивший начало самостоятельной деятельности профсоюза нефтяников.

20 апреля 1931 г. – Президиум ВСНХ СССР принял постановление "О развитии топливной базы в Северном крае".

3 мая 1931 г. – в Грозном состоялся первый Всесоюзный слет нефтяных ВТУЗов.

7 мая 1931 г. – приказом ВСНХ СССР создан трест нефтяного и эксплуатационного оборудования "Нефтемаштрест" в структуре объединения "Союзнефть".

8 октября 1931 г. – Президиум ВСНХ СССР принял решение о создании Главного управления по топливу с включением в ГУП Нефтяного сектора, созданного на базе расформированного объединения "Союзнефть".

15-24 марта 1932 г. – в Баку состоялась Первая Всесоюзная конференция по эксплуатации нефтяных скважин.

4 апреля 1933 г. – в структуре Наркомата тяжелой промышленности СССР создано Главное управление нефтяной промышленности (Главнефть).

11 мая 1933 г. – приказом Наркомата тяжелой промышленности СССР в структуре Главного управления нефтяной промышленности создан трест авиационных топлив и масел "Авиатоп".

15-20 августа 1933 г. – в Баку состоялся первый Всесоюзный съезд инженерно-технических работников советской нефтяной промышленности, образовавший Всесоюзное научное инженерно-техническое общество нефтяников. Председателем правления общества избран академик И.М.Губкин.

29 сентября 1933 г. – в Москве Коллегия ОГПУ СССР по сфабрикованному делу "О контрреволюционной вредительской, диверсионной и шпионской организации в нефтяной промышленности и системе Нефтеторга" вынесла суровый обвинительный приговор большой группе специалистов-нефтяников.

8 декабря 1933 г. – приказом Наркомата тяжелой промышленности СССР объединение "Азнефть" реорганизовано в тресты: "Азнефть", "Нефтеперегонные заводы" и "Дальние разведки".

25 января 1934 г. – Совет Труда и Обороны СССР принял постановление "О развитии нефтяной промышленности на Востоке".

6-9 апреля 1934 г. – в Баку состоялся Первый Всесоюзный съезд общества "За овладение нефтяной техникой".

1934 г. – постановлением Президиума АН СССР создан Институт горючих ископаемых во главе с академиком И.М. Губкиным.

1 июля 1935 г. – состоялся Первый Всесоюзный слет передовиков производства нефтяной промышленности СССР.

1 сентября 1935 г. – подписан приказ Наркомата тяжёлой промышленности о разукрупнении треста "Востокнефть", из которого выделялся новый трест "Башнефть". В его состав вошли Ишимбаевский нефтепромысел им. С.М. Кирова, Стерлитамакская разведка, Ишимбаевская стройконтора, геолого-поисковая контора, стройконтора по разведкам, строительство трубчатки, проектно-сметное бюро и другие подразделения. Управляющим трестом был назначен бывший начальник треста "Востокнефть" С.М. Ганшин.

15-20 ноября 1935 г. – состоялась сессия АН СССР, посвящённая проблеме освоения новых нефтяных месторождений. С докладом "Урало-Эмбенский нефтеносный район – главнейшая составная часть второй нефтяной базы СССР" выступил академик И.М. Губкин.

27 ноября 1935 г. – в Куйбышевской области в двух километрах от ст. Киндяково на буровой № 1 треста "Нефтеразведка" произошел взрыв

газа, вызвавший разлив нефти и последующий громадный пожар, который удалось потушить только 23 декабря 1935 г.

6 марта 1936 г. – в Баку состоялась конференция жён инженеров, техников и стахановцев нефтяной промышленности.

2 апреля 1936 г. – в Пермской области скважиной № 7, пробуренной бригадой С.В. Белова, открыто Краснокамское нефтяное месторождение.

4 апреля 1936 г. – постановлением ВЦИК СССР утверждено положение о нагрудном знаке "Ударник-ухтинец".

10 марта 1937 г. – в Баку состоялось Всесоюзное совещание стахановцев, инженеров и техников по эксплуатации.

16 марта 1938 г. – СНК СССР и ЦК ВКП(б) приняли постановление "О развитии новых нефтяных районов".

9 сентября 1939 г. – на Ярегском месторождении в Коми АССР получена первая в СССР промышленная шахтная нефть.

16 сентября 1939 г. – решением Экономического совета при СНК СССР образован трест "Нефтепроводпроект".

12 октября 1939 г. – образован Наркомат нефтяной промышленности СССР во главе с Л.М. Кагановичем.

5 мая 1940 г. – Президиум Верховного Совета СССР утвердил положение о значке "Отличник социалистического соревнования Наркомнефти СССР".

10 июля 1940 г. – СНК СССР и ЦК ВКП(б) приняли постановление "О развитии Ухтинского нефтяного месторождения".

14 февраля 1941 г. – постановлением СНК СССР утверждена "Классификация запасов полезных ископаемых СССР".

30 июля 1941 г. – Государственный комитет обороны СССР принял постановление "О мерах по развитию добычи и переработки нефти в восточных районах СССР и Туркмении".

28 октября 1941 г. – Государственный комитет обороны СССР принял постановление "Об эвакуации Майкопнефти и Грознефти в Башкирскую АССР".

8 апреля 1942 г. – СНК СССР принял постановление "Об организации нефтяных комбинатов в районах "Второго Баку" и частичном изменении организационной структуры Народного комиссариата нефтяной промышленности".

19 июня 1942 г. – сдан в эксплуатацию нефтепродуктопровод длиной 100 км, проложенный по дну Ладожского озера для снабжения нефтепродуктами блокадного Ленинграда.

22 сентября 1942 г. – Государственный комитет обороны СССР принял постановление "О мероприятиях по всемерному увеличению добычи нефти в Казахстаннефтекомбинате, Пермнефтекомбинате и в трестах "Бугурусланнефть", "Сызраньнефть", "Ишимбайнефть", "Туймазанефть", "Туркменнефть", "Калининнефть" и "Ворошиловнефть".

20 апреля 1943 г. – Государственный комитет обороны СССР принял постановление "О мероприятиях по частичному восстановлению Грозненской нефтяной промышленности".

Июль 1943 г. – в Татарской АССР в Шугурове открыто первое республиканское нефтяное месторождение промышленного значения. Скважину №1, давшую суточный дебит 20 тонн, пробурила бригада мастера Г.Х. Хамидуллина.

1943 г. – приняты постановления ГКО СССР "О мерах обеспечения дальнейшего подъёма нефтедобычи и производства нефтепродуктов по Грозненской нефтяной промышленности"; "О мероприятиях по развитию добычи нефти на месторождении Махачкала треста "Дагнефть"; "О мероприятиях по строительству импортных нефтеперерабатывающих заводов в гг. Куйбышев и Гурьев". Также было принято распоряжение ГКО "О мерах по форсированию разведки и ввода в разработку нефтяного месторождения Кинзебулатово в Башкирской АССР".

11 марта 1944 г. – СНК СССР принял постановление "О развитии разведочных работ и подготовке к строительству нефтяного промысла на Шугуровском месторождении Татарской АССР".

3 апреля 1944 г. – Государственный Комитет Обороны принял постановления "О мерах помощи Дальнефтекомбинату для увеличения добычи нефти на острове Сахалине" и "О мероприятиях по укреплению материально-технической базы предприятий Казахстаннефтекомбината".

26 сентября 1944 г. – в Башкирской АССР скважиной № 100 открыто Туймазинское месторождение девонской нефти.

16 марта 1945 г. – Государственный комитет обороны СССР принял постановление "О развитии добычи и переработки нефти, производства сажи и радия на Ухтинском комбинате НКВД СССР".

4 марта 1946 г. – Наркомат нефтяной промышленности СССР разделен на Наркомат нефтяной промышленности восточных

районов СССР и Наркомат нефтяной промышленности южных и западных районов СССР.

15 марта 1946 г. Наркомат нефтяной промышленности восточных районов СССР и Наркомат нефтяной промышленности южных и западных районов СССР преобразованы в одноименные министерства.

28 декабря 1948 г. – на базе двух отраслевых министерств создано единое Министерство нефтяной промышленности СССР.

25 января 1949 г. – приказом министра нефтяной промышленности СССР создан Татарский нефтедобывающий трест "Татарнефть".

12 июля 1949 г. – введена в эксплуатацию скважина № 1 Жирновского нефтяного месторождения на территории Сталинградской области.

11 января 1950 г. – Президиум Верховного Совета СССР принял указ "О введении персональных званий для руководящих, инженерно-технических работников нефтедобывающей и газодобывающей промышленности". В соответствии с ним вводились форменная одежда и звания: генеральный горный директор, горный директор и горный инженер трёх рангов. Эти специальные отраслевые звания присваивались вплоть до июля 1954 г.

Апрель 1950 г. – в Москве состоялось Первое Всесоюзное совещание новаторов-нефтяников.

3 июля 1950 г. – в составе Главпромстроя МВД СССР создано Управление по строительству предприятий нефтяной промышленности.

16 марта 1951 г. – Совет Министров СССР принял постановление "О мероприятиях по усилению строительства промыслов и энергетической базы объединения "Татнефть" Министерства нефтяной промышленности".

8 октября 1951 г. – на базе Управления по строительству предприятий нефтяной промышленности приказом министра МВД СССР было организовано Главное управление лагерей по строительству нефтеперерабатывающих заводов и предприятий искусственного жидкого топлива.

19 июля 1952 г. – Совет Министров СССР принял постановление "О мероприятиях по увеличению добычи нефти в Татарской АССР и Башкирской АССР и развитию нефтеперерабатывающих мощностей".

5 сентября 1955 г. – был пущен в эксплуатацию крупнейший в СССР Омский нефтеперерабатывающий завод мощностью 19,5 млн т углеводородного сырья в год.

Январь 1956 г. – вышел в свет первый номер ежемесячного производственно-массового журнала "Нефтяник".

10 мая 1957 г. – упразднено Министерство нефтяной промышленности СССР.

30 декабря 1957 г. – приказом Главного управления геологии и охраны недр при СМ РСФСР Тюменский геологоразведочный трест преобразован в Тюменское территориальное геологическое управление во главе с Ю.Г. Эрвье.

26-28 мая 1958 г. – в Москве состоялся Первый съезд профсоюза рабочих нефтяной и химической промышленности СССР.

21 июня 1960 г. – в Тюменской области на Шаимской площади в районе речки Мулымья из скважины Р-6, пробуренной бригадой Семёна Урусова был получен фонтан малосернистой нефти суточным дебитом от 350 до 500 тонн. Открытие первого в Западной Сибири Шаимского нефтяного месторождения положило начало развертыванию широкомасштабных геологоразведочных работ в регионе и превращению его уже к середине 70-х гг. XX в. в основную сырьевую базу советского ТЭКа.

Июль 1960 г. – создано Главное управление нефтяной и газовой промышленности СНХ РСФСР во главе с В.Д. Шашиным.

21 марта 1961 г. – в Тюменской области разведочной скважиной №1, пробуренной бригадой Григория Норкина, открыто Мегионское нефтяное месторождение, первое в Среднем Приобье.

2 декабря 1961 г. – образован Государственный комитет по топливной промышленности СМ СССР во главе с Н.В.Мельниковым.

19 мая 1962 г. – Совет Министров СССР принял постановление "О мерах по усилению геологоразведочных работ на нефть и газ в районах Западной Сибири", реализация которого открыла путь к кладовым сибирского "черного золота" и "голубого топлива".

24 октября 1962 г. – в Коми АССР из опорной скважины № 1-Уса пробуренной бригадой М.А. Колбасюка, получен приток нефти, ознаменовавший открытие Усинского нефтяного месторождения.

4 декабря 1963 г. – Совет Министров СССР принял постановление "Об организации подготовительных работ по промышленному освоению нефтяных и газовых месторождений и о дальнейшем развитии геологоразведочных работ в Тюменской области".

Декабрь 1963 г. – создано Управление нефтяной и газовой промышленности по Сибири и Дальнему Востоку в составе Главного управления нефтяной и газовой промышленности СНХ РСФСР.

28 января 1964 г. – образован Государственный комитет нефтедобывающей промышленности при Госплане СССР во главе с Н.К. Байбаковым.

30 января 1964 г. – Совнархоз Среднеуральского экономического района принял постановление о включении всех нефтепромысловых управлений региона в вновь созданное объединение "Тюменьнефтегаз".

15 октября 1964 г. – введена в эксплуатацию первая очередь крупнейшей в мире системы магистральных нефтепроводов "Дружба" общей протяженностью 4 тыс. 665 км, предназначенная для транспортировки советской нефти в страны социалистического лагеря.

29 мая 1965 г. – руководитель Тюменского геологического управления Ю.Г. Эрвье получил радиограмму от начальника Мегионской нефтеразведочной экспедиции В.А. Абазарова о получении на Самотлорской площади из скважины Р-1 первого нефтяного фонтана дебитом 300 м^3 в сутки. 22 июня 1965 г. после дострела всей мощности пласта в интервале 1693-1736 м из этой скважины был получен нефтяной фонтан дебитом уже 1000 м^3. Открытие Самотлорского нефтяного месторождения ознаменовало начало одного из самых значительных этапов в истории "Нефтяной Сибириады".

12 июня 1965 г. – Совет Министров СССР принял постановление "Об организации Главного Тюменского производственного управления по нефтяной и газовой промышленности".

28 августа 1965 г. – Президиум Верховного Совета СССР принял указ о ежегодном праздновании "Всесоюзного дня работников нефтяной и газовой промышленности" в первое воскресенье сентября.

2 октября 1965 г. – образовано Министерство нефтедобывающей промышленности СССР во главе с В.Д. Шашиным.

21 декабря 1965 г. – состоялась церемония торжественного ввода в эксплуатацию магистрального нефтепровода Шаим-Тюмень длиной 426 км.

3 февраля 1966 г. – Совет Министров СССР принял постановление "О мерах по дальнейшему развитию нефтедобывающей промышленности в Тюменской области на 1966-1970 годы".

Сентябрь 1968 г. – Совет Министров СССР принял постановление "Об усилении работ в области испытаний топлив, масел, смазок и специальных жидкостей".

2 апреля 1969 г. – началась промышленная эксплуатация Самотлорского нефтяного месторождения.

18 июля 1969 г. – Совет Министров СССР принял постановление "О порядке проведения работ на континентальном шельфе СССР и охране его естественных богатств".

5 февраля 1970 г. – Совет Министров СССР принял постановление о передаче системы трубопроводного транспорта нефти в подчинение Министерства нефтедобывающей промышленности СССР. Для руководства этим направлением в структуре министерства создано управление "Главтранснефть".

13 мая 1970 г. – Совет Министров СССР принял постановление "Об утверждении классификации запасов месторождений нефти и горючих газов".

3 июня 1970 г. – Министерство нефтедобывающей промышленности СССР преобразовано в Министерство нефтяной промышленности СССР.

1 октября 1970 г. – создан Всесоюзный научно-исследовательский и проектный институт по креплению скважин и буровым растворам – ВНИИКРнефть.

30 октября 1970 г. – Совет Министров СССР принял постановление о создании Главного производственного управления по транспортировке и поставкам нефти (Главтранснефть) в структуре Миннефтепрома СССР.

13-19 июня 1971 г. – в Москве состоялся VIII Мировой нефтяной конгресс.

5 августа 1971 г. – в Западной Сибири добыта 100-миллионная тонна нефти с начала эксплуатации месторождений в регионе.

19 июля 1974 г. – Совет Министров СССР принял постановление "Об обеспечении Министерства нефтяной промышленности техническими средствами для развития добычи нефти и газа на Каспийском море".

28 июля 1978 г. – Президиум Верховного Совета СССР принял Указ об учреждении медали "За освоение недр и развитие нефтегазового комплекса Западной Сибири".

12 апреля 1979 г. – Совет Министров СССР принял постановление "Об усилении охраны магистральных трубопроводов".

12 декабря 1980 г. – Госпланом СССР и Государственным комитетом по науке и технике была утверждена Целевая комплексная научно-техническая программа "Создание и внедрение технологических процессов для поиска, разведки и промышленного освоения нефтяных и газовых месторождений континентального шельфа СССР".
29 июня 1981 г. – Президиум Верховного Совета СССР принял Указ об образовании Госкомитета СССР по обеспечению нефтепродуктами.
3 июля 1984 г. – Совет Министров СССР принял постановление "О создании государственной специализированной службы по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов".
26 ноября 1984 г. – Президиум Верховного Совета СССР принял Указ " Об усилении охраны природы в районах крайнего Севера и морских районах, прилегающих к северному побережью СССР".
Август 1985 г. – Совет Министров СССР принял постановление "О комплексном развитии нефтяной и газовой промышленности в Западной Сибири на 1986-1990 годы".

http://matveychyk-aa.ucoz.com/index/xviii_vek/0-33
Материал к печати подготовил ***А.А. Егоров****.*

НОВОСТИ

TANK GAUGING – СИСТЕМА, КОТОРОЙ ДОВЕРЯЕТ ТРАНСНЕФТЬ

Система Tank Gauging для резервуарного учета нефти и нефтепродуктов включена в Реестр основных видов продукции, закупаемой ОАО "АК "Транснефть".

Система измерительная Tank Gauging для резервуаров включена в Реестр основных видов продукции (Реестр ОВП) ОАО "АК "Транснефть" под номером 40403-1648-4860.

Компания Транснефть предъявляет очень жесткие требования к продукции, влияющей на безопасность объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Включению системы Tank Gauging в Реестр ОВП предшествовала всесторонняя экспертиза ее технической документации в ООО "НИИ Транспорта нефти и нефтепродуктов" и успешные испытания системы представительной комиссией ОАО "АК "Транснефть".

Tank Gauging – система оперативного и коммерческого учета нефти, нефтепродуктов, и других жидкостей при их хранении в резервуарах. Измерения соответствуют ГОСТ Р 8.595-2004. Системы Tank Gauging применяются многими зарубежными и российскими компаниями, в том числе, предприятиями ОАО "НК "Роснефть", ОАО "Сургутнефтегаз", ОАО "Газпромнефть", ОАО "СИБУР Холдинг".

ВАШИ ПРЕИМУЩЕСТВА ПРИ ВЫБОРЕ СИСТЕМЫ TANK GAUGING:

- повышение безопасности эксплуатации резервуаров благодаря функции контроля скорости наполнения/опорожнения резервуара;
- простое и экономичное увеличение количества резервуаров, обслуживаемых системой, благодаря ее модульной структуре;
- сокращение затрат на периодическую поверку системы благодаря функции контрольной суммы, гарантирующей неизменность настроек системы в процессе эксплуатации;
- реализация АРМ оператора системы на любом компьютере;
- в сети предприятия без установки специального программного обеспечения;
- открытая интеграция системы через OPC-сервер и стандартные протоколы передачи данных Modbus;
- возможность заказать проектирование, поставку, монтаж, пуско-наладку и сдачу в эксплуатацию системы у одной компании – ООО "Эндресс+Хаузер".

Вы может быть уверены – наши решения отвечают самым высоким требованиям по точности, надежности и безопасности. Хотите узнать больше? Посетите раздел нашего сайта о системе учета Tank Gauging или обратитесь в ближайший к Вам региональный офис ООО "Эндресс+Хаузер".

http://www.ru.endress.com/eh/sc/europe/ru/ru/home.nsf/#page/~TG-transneft

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

www.gntexpo.ru

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

УФА-2014

НОВЫЕ СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ!

22-25 апреля

XXII международная специализированная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

Выставка 2014 года
в Выставочном комплексе

ВДНХ ЭКСПО

ул. Менделеева, 158

Министерство промышленности и инновационной политики Республики Башкортостан

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

Башкирская выставочная компания
(347) 253 09 88, 253 11 01, 253 38 00, e-mail: gasoil@bvkexpo.ru

EMERSON Process Management

НОВОСТИ EMERSON

Emerson расширяет производство датчиков температуры в России

Новая производственная линия сократит срок производства датчиков температуры Rosemount до 10 дней.

Emerson Process Management, бизнес компании Emerson, расширяет производство датчиков температуры Rosemount в России. Новая локальная линия производства измерительных преобразователей и термопреобразователей сопротивления была запущена сегодня на производственной площадке компании в Челябинске.

Линия будет выпускать восемь моделей последнего поколения датчиков температуры бренда Rosemount, включая как проводные, так и беспроводные средства измерения. Первой в очереди выпускаемых приборов стали популярные термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065 и измерительные преобразователи температуры 248. До конца 2013 года будет запущено производство термоэлектрических преобразователей Rosemount 0185, последнего поколения преобразователей Rosemount 644, Rosemount 3144P и беспроводных решений Rosemount 648, Rosemount 848TX.

Высокая точность и стабильность Rosemount 0065 позволяет применять термопреобразователи в системах противоаварийной защиты, коммерческого учета, на критически важных точках, и в суровых промышленных условиях, например при эксплуатации с вибрацией до 60 G. Общепромышленная модель Rosemount 248 применяется на большинстве технологических объектов, в том числе и в условиях выносного монтажа. Беспроводная версия измерительного преобразователя применяется на удаленных объектах и установках со сложными условиями обслуживания.

“От исправной работы и точных измерений датчиков температуры зависят зачастую критичные процессы на предприятиях всех отраслей промышленности, – говорит Алексей Головин, руководитель производства датчиков температуры. – *Мы рады обеспечить нашим Заказчикам преимущества, которые помогут им в срок выполнять проекты по автоматизации новых и существующих производств”*.

Значимым преимуществом локального производства стало увеличение межповерочного интервала (МПИ), обеспечивающее экономию затрат на обслуживание приборов. МПИ термопреобразователей Rosemount 0065, поставленных с новой линии, составляет 4 года, а преобразователи Rosemount 248 требуют поверки один раз в пять лет.

Всего в мире насчитывается пять линий Emerson по производству датчиков температуры Rosemount. Они работают в Сингапуре, Китае, ОАЭ, Германии и США. Линия в Челябинске стала 6-й по счету и самой современной из них. Единая глобальная технология производства и политика качества Emerson обеспечивают высочайший уровень надежности и точности продукции независимо от места производства. Новая линия позволит промышленным предприятиям России и СНГ получать те же продукты мирового качества, что и раньше, но в несколько раз быстрее.

Как проводные, так и беспроводные средства измерения температуры Rosemount производятся на заводе Emerson в Челябинске – в ПГ “Метран”

Восемь моделей последнего поколения всемирно известного бренда Rosemount на шестой по счету и самой современной линии производств компании Emerson

Расширение линейки локально производимых приборов, а главное –значительное сокращение сроков поставки – новые преимущества для заказчиков России и СНГ

“Открытием локального производства датчиков температуры Rosemount на территории Российской Федерации Emerson продолжает локализацию производства в СНГ и открывает большой потенциал как для нашей компании, так и для наших Заказчиков. Теперь предприятия России и СНГ смогут получать приборы мирового уровня в кратчайшие сроки”, – говорит Александр Глазырин, генеральный директор ЗАО “ПГ “Метран”.

Emerson расширяет возможности программного обеспечения по управлению технологическими активами для принятия эффективных решений

Система контроля состояния машинного оборудования AMS Suite: Machinery Health™ Manager версии 5.6 поддерживает новые технологии обеспечения надежности и повышает эффективность управления данными.

Челябинск, (28 октября, 2013) – Бизнес Emerson Process Management объявил о выходе новой версии 5.6 программы по управлению технологическими активами AMS Suite: Machinery Health Manager. Программный комплекс для контроля состояния машинного оборудования консолидирует информацию от портативных систем сбора данных по маршруту, стационарных и беспроводных систем мониторинга вибрации и до новейших способов сбора и анализа данных о смазочных маслах, предоставляя полную картину состояния машинного оборудования. Воплотив в себе пожелания заказчиков и новейшие технологические инновации, новая версия расширяет возможности заказчиков при принятии взвешенных решений относительно технического обслуживания и эксплуатации наиболее важных производственных активов.

AMS Machinery Manager версии 5.6 поддерживает недавно выпущенный на рынок анализатор CSI 2140 Machinery Health Analyzer, переносное устройство для сбора и анализа данных вибрации машинного оборудования для выявления потенциальных проблем до того, как они приведут к внеплановому останову. AMS Suite позволяет проводить вибрационный анализ на более высоком уровне. Данные, полученные по четырем каналам

AMS Suite интегрирует данные о состоянии машинного оборудования, в том числе с преобразователя вибрации CSI 2140, чтобы дать полное представление о надежности оборудования

CSI 2140, а также результаты диагностических испытаний, хранящиеся в анализаторе, легко интегрируются в существующую на предприятии базу данных AMS Machinery Manager наряду с данными, собранными портативными анализаторами Emerson более ранних моделей.

Программа также поддерживает интеграцию данных, собранных с помощью анализатора FluidScan Q1100 компании Spectro Inc. Этот анализатор масла на основе сбора данных по маршруту является первым портативным прибором такого рода. Благодаря AMS Machinery Manager и внедрению новой технологии, данные могут быть импортированы в ту же базу, где хранятся результаты проведенного виброанализа, тем самым обеспечивая более полное представление о состоянии машинного оборудования.

“За счет технологии комплексных измерений промышленных предприятий стало проще выявлять основную причину неполадок важнейших производственных активов, – говорит Нейтан Петтус (Nathan Pettus), вице-президент бизнеса Machinery Health Management в составе Emerson Process Management. – *В современных условиях ведения бизнеса даже один день внепланового простоя может существенно повлиять на годовые результаты технологического предприятия. AMS Suite позволяет консолидировать многочисленные данные в единый план технического обслуживания. Компания Emerson продолжает внедрять технологии и услуги, которые позволяют заказчикам добиваться еще более высоких показателей бизнеса и конкурентных преимуществ”.*

Установив AMS Machinery Manager версии 5.6, заказчики могут легко контролировать размер ежедневной рабочей базы данных системы контроля машинного оборудования CSI 6500 Machinery Health Monitor, а также объем свободного места на сервере. Архивирование или повторный запуск базы данных выполняется одним кликом, что позволяет вернуться в режим сбора данных с минимальным перебоем в работе.

AMS Machinery Manager версии 5.6 позволяет специалистам по обеспечению надежности и техническому обслуживанию реализовать оптимальный процесс установки и конфигурирования беспроводных измерительных преобразователей вибрации CSI 9420 с помощью нового мастера конфигурирования. Теперь заказчики могут контролировать настройки преобразователя в окне программы и отслеживать проектный срок службы модуля питания.

Более подробная информация о программе AMS Machinery Manager и других приложениях AMS Suite представлена на сайте www.assetweb.com.

Услуги Emerson повышают производительность и снижают энергозатраты на газоперерабатывающем заводе компании MOL

Отраслевой и технологический опыт помогают постоянно совершенствовать системы и процессы предприятия.

Компания MOL Group повысила производительность, качество продукции и снизила энергозатраты на газоперерабатывающем заводе в Альдьё, Венгрия, пользуясь услугами Emerson Process Management. Проверка схемы управления, реализация проекта по совершенствованию управления процессами и поддержка проекта прогностического контроля помогли компании за семь лет сэкономить свыше 9 миллионов евро.

MOL Group является одной из ведущих международных нефтегазовых компаний Центральной Европы. Завод в Альдьё, расположенный рядом с г. Сегед, перерабатывает до 12 миллионов кубических метров газа в день. Предприятие оснащено двумя технологическими линиями с тремя ректификационными колоннами на каждой.

“Проекты разведки и добычи играют важную роль в деятельности MOL Group, и для этого нам нужны надежные партнеры. Сотрудничество с Emerson обеспечило высокие результаты, ведь ректификационные колонны подразумевают сложные в управлении взаимозависимые процессы со многими переменными, – говорит Каролi Олах, начальник производства MOL. – *Emerson реализовала ряд крупных проектов на нашем предприятии, что значительно уменьшило вариативность процессов, обеспечило существен-*

MOL Group повысила производительность, качество продукции и снизила энергозатраты на газоперерабатывающем заводе в Альдьё, Венгрия

Решение Emerson по ректификации было применено на пяти из шести ректификационных колонн предприятия, обеспечив снижение энергозатрат на 1,2 млн евро в год

ную экономию энергии и уменьшило количество выбросов".

Отношения двух компаний начались в 2006 году, когда MOL Group привлекла консультантов Emerson для проведения подробной проверки схем управления, клапанов и средств измерения, чтобы определить потребность в техническом обслуживании, замене, настройке или модернизации. Усовершенствованные характеристики системы автоматического управления снизили изменчивость основных технологических параметров на 84 %. Оптимизация также привела к уменьшению рабочего цикла нагревателя и требуемого количества тепла, обеспечив экономию 670 000 евро в год в эквиваленте природного газа и снизив выбросы CO_2 на 4,3 %.

В 2007 году в рамках действующей инициативы по экономии энергии компания MOL модернизировала распределенную систему управления предприятия до цифровой системы автоматизации DeltaV™ от Emerson. В следующем году Emerson выполнила ряд работ по улучшению качества управления на маслоабсорбционной установке. Изменения стабилизировали работу системы циркуляции горячего масла и улучшили эксплуатацию колонны деэтанизации.

В 2009 году компания MOL воспользовалась преимуществами встроенного усовершенствованного управления DeltaV, внедрив решение SmartProcess® для оптимизации процесса ректификации. Технология сделала возможным прогностическое управление по модели для ректификационных колонн и обеспечила дополнительные преимущества, включая улучшенную контролируемость качества продукции, что в свою очередь позволило MOL снизить затраты, уменьшив объемы смешивания.

Компания Emerson обеспечила поддержку проекта, включая эксплуатацию установки при использовании прогностического управления по модели. Проектом занималась группа по стратегическим услугам в Европе совместно с венгерской командой специалистов Emerson. На данный момент решение Emerson по ректификации было применено на пяти из шести ректификационных колонн предприятия, обеспечив снижение энергозатрат на 1,2 млн евро в год.

Последним проектом на предприятии стал аудит прогностического управления, основанный на текущей эксплуатации MOL и производственных целях предприятия. По рекомендациям Emerson в систему управления двух колонн были внесены изменения. Среди них: изменение структуры схемы автоматического регулирования; добавление новых компонентов в схему прогностического управления для наилучшего прогнозирования и учета примесей; обновление процедуры использования лабораторных данных для расчетов.

Изменения также снизили тепловую нагрузку. Для MOL это стало стимулом к поиску оптимальной организации подачи тепла для всего предприятия. Emerson поддерживает проект за счет оценки теплового баланса предприятия, а также тепловой нагрузки печи. Поддержка будет включать в себя проектирование и внедрение рекомендуемых изменений.

"Наши отношения с Emerson в сфере повышения эффективности газоперерабатывающего предприятия в Альдьё оказались очень успешными, – продолжил Олах. – *Невероятная поддержка и обширный отраслевой опыт Emerson обеспечили компании статус надежного партнера. Мы продолжим прибегать к помощи местных и глобальных ресурсов нашего партнера при необходимости".*

Виброанализатор нового поколения делает процесс сбора и анализа данных ещё быстрее и удобнее

Анализатор состояния машинного оборудования CSI 2140 от Emerson представляет собой комплексный прибор для анализа и поддержания работоспособности механического оборудования.

Emerson Process Management представляет анализатор состояния машинного оборудования CSI 2140. Портативный прибор нового поколения анализирует уровень вибрации для обнаружения потенциальных проблем с оборудованием до того, как они приведут к незапланированным простоям.

Новый анализатор, выполненный на базе характеристик широко используемого решения Emerson – CSI 2130, снабжен функцией одновременного сбора данных по четырем каналам, возможностью передачи данных по беспроводному соединению и через Bluetooth, а также полноцветным сенсорным экраном. По сравнению с другими приборами на рынке CSI 2140 также обеспечивает максимально быстрый сбор данных по маршруту, что позволяет экономить время специалистов и сфокусировать внимание на решении приоритетных задач.

Анализатор состояния механического оборудования CSI 2140 компании Emerson обеспечивает оперативность и эффективность при сборе данных и их анализе в полевых условиях

Анализатор CSI 2140 компании Emerson позволяет осуществлять сбор данных одновременно по 4 каналам, плюс фаза – для быстрого и эффективного выявления и устранения неисправностей в полевых условиях

Новая эргономичная форма и небольшой вес анализатора упрощают пользователям сбор данных. В сравнении с другими анализаторами теперь получить информацию можно вдвое быстрее. Это сводит к минимуму время пребывания в неудобных или опасных условиях. Дисплей позволяет легко считывать показания как под прямым солнечным светом, так и в затемненных зонах, а также обладает функцией автоматической настройки в зависимости от окружающего освещения.

Учитывая, что более 50 % механических неисправностей вызвано износом подшипников, эффективный контроль их состояния является ключевым аспектом программы обеспечения надежности. Благодаря возможности сбора данных по четырем каналам, пользователи могут снимать показания о состоянии подшипников в вертикальном, горизонтальном и осевом направлениях одновременно. Полученная информация и уникальная технология PeakVue™ позволяют техническим специалистам по обеспечению надежности выявлять дефекты подшипников раньше, чем любая другая технология измерения. Кроме того, используя встроенную функцию расширенной диагностики CSI 2140, пользователи могут определять основную причину механических неполадок.

При мониторинге вибрации загрузка данных для анализа, как правило, происходит посредством кабельного соединения с базой данных технологических активов предприятия. CSI 2140 осуществляет беспроводную передачу собранной информации непосредственно с места сбора в офис. Таким образом, технические специалисты могут продолжить свой маршрут (или начать другой), не возвращаясь в ремонтную мастерскую. К тому же данные могут быть проанализированы сотрудниками, находящимися в других местах, например, в головном офисе.

Расширенные функции CSI 2140 позволяют заказчикам анализировать уровень вибрации по одному, двум или четырем каналам, выполнять кросс-канальный анализ, анализ переходных процессов и структурный анализ, а также контролировать состояние электрических двигателей переменного тока и осуществлять динамическую балансировку оборудования в четырех плоскостях. Одним словом, CSI 2140 является комплексным и удобным решением для быстрой и точной оценки работоспособности вращающегося механического оборудования.

Более подробная информация о решении CSI 2140 представлена на сайте *www.emersonprocess.com/csitechnologies*.

Emerson Process Management.
E-mail: Info.RU@EmersonProcess.ru
http:// www.emersonprocess.ru
Промышленная группа "Метран".
Email: Info.Metran@Emerson.com

МЕТРАН™

EMERSON™
Process Management

НОВЫЙ СПОСОБ РЕШАТЬ НЕПРОСТЫЕ ВОПРОСЫ ИНВЕСТИЦИЙ

Недавно компания Neste Oil собиралась инвестировать в модернизацию железнодорожной нефтеналивной эстакады на своем НПЗ в Порвоо, Финляндия, чтобы сократить затраты по перевозке определенного типа сырой нефти. Вскоре, однако, выяснилось, что рентабельность инвестиций зависит от такого количества из меняющихся независимо друг от друга переменных, что обычного расчета рентабельности будет недостаточно. Для долговременного моделирования процесса компания решила воспользоваться сложными аналитическими методами, предлагаемыми фирмой Neste Jacobs, специалистом по инжинирингу и управлению проектами.

У Neste Oil богатый, многолетний опыт работы с вагонами-цистернами, ведь сегодня в Порвоо за год разгружается порядка 20 000 вагонов.

"Но нам еще никогда не приходилось разгружать вагоны с этим типом неочищенной нефти в Порвоо, – говорит Хейкки Тегельберг, ответственный за технику безопасности на Neste Oil. – *Казалось, мы нашли легкий способ сократить транспортные издержки и оптимизировать работу, тем не менее, нам нужно было убедиться в рентабельности инвестиций."*

В частности, поясняет Тегельберг, размеры, модели и количество вагонов-цистерн могут меняться изо дня в день, из недели в неделю. Из-за высокой вязкости нефти-сырца требовалось также принимать во внимание температуру наружного воздуха.

"Чтобы выяснить, насколько эти факторы могут повлиять на результат проекта, в модель было необходимо ввести массу различной информации, например, суточные изменения температуры на протяжении нескольких лет, – говорит Тегельберг. – *Обычной электронной таблицей рассчитать перекрестное влияние всех этих изменяющихся независимо друг от друга переменных и идентифицировать возможные узкие места было бы невозможно."*

После того как модель дала неожиданные результаты, компания Neste Oil решила отложить инвестиции.

"Система моделирования однозначно показала, что наше решение не будет рентабельным в данный момент", – говорит Тегельберг.

ИСКЛЮЧИТЕЛЬНАЯ ГИБКОСТЬ

Андреас Фрейборг, отвечающий за расчет процессов и информационное обеспечение на Neste Jacobs, объясняет, что благодаря этой системе моделирования инвестиционные решения могут базироваться исключительно на объективных фактах.

"Система позволяет выстроить из множества неоднозначных факторов простую и понятную основу для принятия решения "за" или "против", как в случае с Neste Oil", – говорит он. В любом случае, результаты моделирования помогают клиенту избежать потенциально чреватых очень большими затратами, неоптимальных решений. *"У нас наработано около 50 технико-экономических обоснований такого рода для нефтебаз и производственных структур, а также для общей логистики."*

Крупным преимуществом системы является возможность создания и ввода в модель новых переменных на любом этапе процесса.

"Тем самым мы можем очень быстро протестировать целый ряд различных сценариев", – говорит Стефан Карлссон, старший инженер по технико-экономическому анализу на Neste Jacobs. Это позволяет очень эффективно оптимизировать первоначальную идею и зачастую открывает совершенно новые, более целесообразные варианты для тех, кто принимает ответственные решения. *"При этом, чем больше фактов мы сможем загрузить в систему, тем более точными будут результаты. В сжатые сроки мы можем моделировать сложные процессы с долговременным горизонтом."*

На сортировочной станции НПЗ Neste Oil в Порвоо разгружаются 20 000 вагонов-цистерн в год. ©Neste Jacobs

СОЦИАЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ

Хотя моделирование основано на строго математическом подходе, как отмечает Фрейборг, этот сервис связан и с социальными аспектами.

"Чтобы получить точную информацию, мы должны внести в систему информацию об основных лицах организации клиента, – говорит он. – *В начале нового процесса моделирования мы проводим для них ряд воркшопов, на которых закладывается фундамент процесса."*

Во многих случаях первая встреча представителей различных отделов организации заказчика происходит на первом воркшопе.

"Когда люди понимают, что речь идет не об их рабочих местах и оценке их работы, процесс разворачивается. Теперь мы можем загружать факты и идеи в систему моделирования", – говорит Фрейборг.

http://ins-news.com/ru_RU/100/865/2150/

Honeywell НОВОСТИ HONEYWELL

Honeywell присудила грант на использование новейших систем управления производством и технологических средств программного обеспечения для обучения студентов Уфимского государственного нефтяного технического университета

Honeywell открыла учебную лабораторию для обучения будущих инженеров нефтегазовой отрасли.

Корпорация Honeywell (NYSE:HON) объявила об открытии учебной лаборатории в Уфимском государственном нефтяном техническом университете (УГНТУ), где установлено новейшее оборудование и программное обеспечение для имитационного моделирования технологических процессов Honeywell. Данные решения были поставлены в рамках выделенного корпорацией гранта и призваны помочь повысить качество учебного процесса в одном из ведущих отечественных университетов в нефтегазовой отрасли.

Оборудование Honeywell может быть использовано как для обучения студентов-технологов, так и студентов, специализирующихся в области автоматизации и управления технологическими процессами. Оно позволит осуществлять компьютерное моделирование технологических объектов нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности.

"Мы очень рады, что технологии Honeywell будут использоваться в одном из ведущих российских университетов нефтегазового профиля для обучения и повышения квалификации молодых специалистов, которые будут работать в Республике Башкортостан и по всему миру, – отметил Леонид Соркин, генеральный директор ЗАО "Хоневелл". – *Профессиональная подготовка инженеров для российской нефтегазовой индустрии, которая является первоисточником для развития экономики, играет большую роль как для корпорации Honeywell, так и для индустрии в целом. Мы сотрудничаем с российскими университетами и стремимся обеспечить студентам доступ к высокотехнологичным решениям для управления производственным процессом".*

Университет осуществляет подготовку кадров по всему спектру деятельности нефтегазовой отрасли, начиная с разведки нефти и газа, заканчивая их переработкой. В УГНТУ обучается около 17 тысяч студентов из 56 субъектов Российской Федерации и 36 государств ближнего и дальнего зарубежья.

"Одной из главных задач при подготовке кадров высшей квалификации руководство УГНТУ и ректор Айрат Мингазович Шаммазов считают использование в образовательном процессе передовых технологий и оборудования, применяемого на предприятиях нефтегазовой отрасли, – комментирует Мират Хуснияров, проректор по учебной работе УГНТУ. – *Это позволяет обеспечить высокую конкурентоспособность и востребованность специалистов на рынке труда. Как известно, выпускники УГНТУ работают не только в России, в странах ближнего зарубежья, но и на всех континентах мира. Соответствие международным требованиям по подготовке кадров возможно лишь при тесном сотрудничестве с такими компаниями и корпорациями, как Honeywell. Для расширения профессиональных компетенций специалистов в области промышленной автоматизации совместно с Honeywell было принято решение о создании на базе УГНТУ специализированной лаборатории. Мы надеемся на дальнейшее плодотворное сотрудничество и создание полноценного учебного центра, где будут представлены не только программное обеспечение, но и весь спектр аппаратных средств компании".*

Honeywell ведет активную деятельность в России с 1974 года. На сегодняшний день компания имеет представительства в ключевых городах – Москве, Санкт-Петербурге, Казани и других. В России представлены четыре стратегические бизнес группы компании. С 2006 года Honeywell также сотрудничает с университетами для продвижения системы STEM-образования (Science, Technology, Engineering and Math). Помимо Уфимского государственного нефтяного технического университета, Honeywell работает с Московским физико-техническим институтом, Санкт-Петербургским государственным технологическим университетом, Российским государственным университетом нефти и газа имени И.М. Губкина для поддержки образовательных инициатив и повышения квалификации инженеров.

«RMG by Honeywell» представляет первый потоковый газовый хроматограф, позволяющий определять качество природного газа с одновременным анализом содержания водорода и кислорода

PGC 9303 может использоваться для целей коммерческого учёта газа в системах, использующих возобновляемые источники энергии, биогаз, а также в системах с преобразованием избыточной энергии в газ.

"RMG by Honeywell" представила газовый хроматограф PGC 9303 – первое в мире устройство, позволяющее операторам определять качество природного газа, одновременно анализируя содержание водорода и кислорода.

PGC 9303 одобрен Национальным метрологическим институтом PTB в Германии для применения в системах коммерческого учёта. PGC 9303 даёт возможность определять теплоту сгорания газа в газораспределительной сети, что, в свою очередь, помогает снизить расходы за счёт сокращения потребления газа. Погрешность прибора составляет ± 0,1 %. Хроматограф способен определять долю водорода при процентном содержании до 5 % с использованием гелия в качестве газа-носителя. Эта модель по метрологическим характеристикам подходит для систем, использующих возобновляемые источники энергии, биогаз и систем с преобразованием избыточной энергии в газ. Хроматограф сокращает эксплуатационные расходы, повышает точность и надёжность измерений при определении энергопотребления.

"Учитывая возросшую доступность возобновляемых источников энергии, операторам необходим прибор для определения концентрации водорода и кислорода в природном газе, – отметил Франк Михельс (Frank Michels), генеральный директор "RMG Gas Metering". – *"RMG by Honeywell" сыграла роль новатора, разработав "PGC 9303", первый в мире хроматограф, способный анализировать качество природного газа, и одновременно определять содержание водорода и кислорода".*

Прибор может использоваться для управления сетями газопроводов, при эксплуатации подземных газохранилищ, в отраслях с большим потреблением газа, при проектировании и строительстве газовых станций.

PGC 9303 определяет процентное содержание 12 основных компонентов природного газа для вычисления его коэффициента сжимаемости по AGA 8. Эти данные позволяют рассчитать высшую и низшую теплотворную способность, относительную плотность и число Воббе, используя характеристики компонентов согласно стандартам ISO 6976 и GPA 2172-09. Проверенный метод анализа, лежащий в основе прибора, даёт возможность оценить энергоёмкость газа для использования в коммерческих расчетах.

Серия хроматографов PGC на сегодняшний день представлена тремя моделями: PGC 9300, PGC 9302 и PGC 9303. Все они имеют модульную архитектуру и могут быть оснащены двумя или тремя хроматографическими колонками – в зависимости от того, какие компоненты газа необходимо анализировать.

PGC 9303 сейчас может поставляться во все регионы, за исключением Северной Америки. На прибор получены основные сертификаты, в частности ATEX и IECS. Возможно, перед применением прибора необходимо будет получить разрешение в местных метрологических организациях. Дополнительные сведения можно найти на сайтах *http://www.rmg.com/pgc-en* и *www.honeywellprocess.com*

Honeywell Enraf представляет инновационное решение для полной интеграции операций на терминалах

ПО Terminal Manager следующего поколения позволяет реализовать полный контроль над важнейшими операциями.

ДЕЛФТ, НИДЕРЛАНДЫ, 20 ноября 2013 г. — Корпорация Honeywell (NYSE:HON) объявила о выпуске нового поколения серверного программного обеспечения Terminal Manager, созданного на платформе Experion® и предлагающего полную интеграцию систем пожарной и газовой сигнализации, телевизионного наблюдения (CCTV), контроля доступа, Digital Video Manager и Enterprise Building Integrator. Версия Terminal Manager R620 включает впервые реализованные в данной отрасли настраиваемые рабочие процессы для

ускорения подготовки системы к эксплуатации, что делает ее новым стандартом в области интеграции систем для терминалов.

"Этот выпуск отмечает важный шаг вперед в сфере автоматизации терминалов для интегрированного решения, построенного на стандартной платформе, которое также улучшает защиту и безопасность", – говорит Ричард Томпсон, генеральный директор Honeywell Enraf.

ПО Honeywell Enraf Terminal Manager, созданное на основе более чем шестидесятилетнего опыта компании в сфере разработки решений для операторов терминалов, представляет собой веб-приложение для управления всеми операциями терминалов обработки массовых грузов. Это ПО, созданное на основе платформы Microsoft® Windows, используется для текущего контроля и управления всеми ключевыми процессами от приема груза до его отправки. Взаимодействие с системами планирования ресурсов предприятия (ERP), контроля доступа, погрузки и разгрузки, управления рабочими процессами и запасами, сверки поступления продукции и документации улучшает осуществляемый в реальном времени контроль над операциями терминала.

"Более тесная интеграция означает улучшение управления системами охраны и безопасности, складскими системами и системами сверки поступления продукции, а также системами управления заказами и рабочими процессами. В конечном счете, это означает, что операторы получают больше шансов достичь поставленных бизнес-целей", – говорит Томпсон.

Настраиваемые рабочие процессы и модульный подход, реализованные в последней версии Terminal Manager, значительно сокращают сроки подготовки системы к эксплуатации, сводя к минимуму или устраняя процедуры настройки конкретных операций.

Эти нововведения позволяют пользователям быстро настроить ПО для получения полномасштабной картины и возможностей углубленного контроля ключевых показателей, а также наличия продукции и ее движения, состояния резервуаров, аварийных сигналов, заказов, поставок, рабочих смен, доступности погрузочных площадок, въездов и выездов.

Новое ПО Honeywell Enraf Terminal Manager R620 подходит для любых терминалов обработки массовых грузов и совместимо с последней версией системы Experion PKS SCADA, предназначенной для терминалов среднего и крупного размера, а также с системой Experion HS для терминалов меньшего размера.

Дополнительную информацию о решениях Honeywell Enraf для оптимизации перевалочных операций можно найти на веб-сайте *www.honeywellenraf.com*.

http:// www.honeywellprocess.com

PENTAIR КОМПАКТНЫЙ БЛОЧНЫЙ КАРКАС ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ СФЕРЫ, УСТАНАВЛИВАЕМЫЙ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ШКАФ

ШТРАУБЕНХАРДТ. Для небольших блоков контрольно-измерительных приборов и автоматики, которые наряду с системой управления ПЛК встраиваются в распределительный шкаф, компания Pentair разработала компактный блочный каркас Schroff для промышленной сферы. В его основе лежит известная платформа 19" блочных каркасов europacPRO. Блочный каркас имеет следующие размеры: высота 3 U, глубина 205 мм, ширина 28 HP.

Монтажные кронштейны на блочном каркасе снабжены специальными отверстиями в виде замочной скважины для удобного крепления на монтажной панели. Таким образом блочный каркас фиксируется на винтах или болтах, закрепленных на монтажной панели. Блочный каркас можно приобрести с задним кожухом или без него. В качестве верхней крышки используется перфорированная панель. При необходимости можно заказать крышку с креплением на винтах. Новый блочный каркас для промышленной сферы доступен в двух вариантах исполнения. Одно исполнение каркаса предназначено для установки объединительной платы, второе исполнение предполагает использование разъемов. На основе этого изделия, оснащенного соответствующей объединительной платой, блоком питания и вентиляторным блоком, можно создать, например, небольшую систему CompactPCI максимум с пятью сменными платами. Дополнительную информацию см. на сайте *www.schroff.ru/subracks*.

НОВЫЕ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ КОМПАНИИ ЗАО «ЭМИКОН»

В конце октября 2013 года сданы в промышленную эксплуатацию:

- **система автоматического пожаротушения (САП) НПС "Грачи"** (Саратовское РНУ ОАО "Приволжскнефтепровод"), построенная на базе ПЛК ЭМИКОН серии DCS-2000, предназначена для автономного поддержания режима работы пожарной сигнализации и пожаротушения объектов НПС "Грачи-3" и его изменения по командам с автоматического рабочего места (АРМ) оператора;
- **система автоматизации (СА) НПС-3 ЛПДС "Урьевские"** (вкл. доработку САП) (Нижневартовское УМН ОАО "Сибнефтепровод"), построенная на базе ПЛК Quantum Modicon и модулей серии DCS-2000, предназначена для контроля, защиты и управления оборудованием нефтеперекачивающей станции. СА обеспечивает автономное поддержание заданного режима работы станции и изменение его по командам с АРМов оператора блок-бокса операторной НПС-3, помещения местного диспетчерского пункта (МДП) и каналам телемеханики из районного диспетчерского пункта (РДП);
- **СА НПС "Зеленоборск"** (ОАО "Северные МН"), построенная на базе ПЛК Quantum Modicon и модулей серии DCS-2000, предназначена для управления процессом нефтеперекачки, обеспечения контроля и защиты магистральной насосной, и передачи данных о процессе перекачки в РНУ. СА обеспечивает автономное поддержание заданного режима работы насосной и технологического оборудования и его изменение по командам с рабочего места оператора НПС и из РДП;
- **САП НПС "Зеленоборск"**, построенная на базе ПЛК серии DCS-2000, предназначена для высоконадежного выявления и быстрой ликвидации пожара на объектах НПС "Зеленоборск".

http://www.emicon.ru/FrontNews/id1338

ufi Approved Event

Bakutel

2-5 ДЕКАБРЯ 2013

Баку, Азербайджан

19-я Азербайджанская Международная Выставка

“ТЕЛЕКОММУНИКАЦИИ И ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ”

www.bakutel.az

Поддержка

Министерство Связи и Информационных Технологий Азербайджанской Республики

Организаторы

ITE Iteca Caspian

Тел. : +994 12 4041000
Факс : +994 12 4041001
E-mail : telecoms@iteca.az

Место проведения

BAKU EXPO CENTER

www.facebook.com/BakuTel

17–20 июня 2014

XXI международная специализированная выставка

ЭНЕРГЕТИКА и ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

Санкт-Петербург

ВК Ленэкспо, павильоны №7, 8, 8а

В.О., Большой пр., 103

ТЕМАТИКА ВЫСТАВКИ

Энергетика
- электроэнергетика,
- тепловая энергетика,
- гидроэнергетика,
- атомная энергетика,
- малая, нетрадиционная и возобновляемая энергетика

Энергетическое машиностроение
- турбины и турбовспомогательное оборудование,
- котельные установки и котловспомогательное оборудование о дизели и дизельгенераторы
- теплообменные аппараты
- компрессоры

Электротехническое оборудование
- электродвигатели, электрогенераторы, электроприводы
- преобразователи, трансформаторы,
- силовая электроника,
- электроустановочные изделия,
- кабели, провода, соединительная арматура
- электроизоляционные изделия,
- светотехника

Системы газоснабжения
- газовые трубопроводы
- полимерные материалы для газоснабжения
- соединительная, запорная арматура, регуляторы, газовые редуктры
- газогорелочные устройства

Системы и средства измерения, контроля, управления и автоматического регулирования, программное обеспечение

Энергоэффективные и энергосберегающие технологии и оборудование

Исследования и разработки

Безопасность энергообъектов и экологическая безопасность

Организаторы:

ВЫСТАВОЧНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ РЕСТЭК®

ВО "РЕСТЭК®"
Тел.: (812) 3038868
energo@restec.ru
www.restec.ru/power

EXPOFORUM

Тел. +7 (812) 321-2630
energetika@expoforum.ru
www.energetika.lenexpo.ru

Генеральные информационные спонсоры в сети Интернет:

elec.ru Электротехнический Рынок России и СНГ | RusCable.Ru

Генеральные информационные спонсоры:

ЭНЕРГЕТИКА И ПРОМЫШЛЕННОСТЬ РОССИИ | ЭЛЕКТРО ЭНЕРГИЯ

Информационные спонсоры:

ЭНЕРГОНАДЗОР информ | КАБЕЛЬ

Интернет партнеры:

iNFOLine | ELEKTROPORTAL.RU ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ ПОРТАЛ

Vattenfall ИЩЕТ УТЕЧКИ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ОПАСНОГО ГАЗА С ПОМОЩЬЮ GasFindIR LW

Компания FLIR Systems

Vattenfall, пятый по величине производитель электроэнергии и крупнейший производитель тепла в Европе – одна из первых энергокомпаний, освоивших тепловизор FLIR GasFindIR LW. С его помощью Vattenfall проверяет высоковольтные прерыватели во взаимозамыкающих устройствах для обнаружения утечек экологически опасного гексафторида серы (SF_6).

Гексафторид серы (SF_6) – газ для изоляции, используемый в большинстве высоковольтных переключателей по всему миру. Его утечки являются серьезной проблемой, ведь это парниковый газ, в 24 000 раз более опасный для окружающей среды, чем углекислый газ (CO_2). Таким образом, поиск и устранение утечек SF_6 – важная составляющая борьбы с глобальным потеплением. На домашнем рынке Vattenfall в Швеции, компания производит и поставляет электроэнергию во все уголки страны. До работы с GasFindIR LW компания искала утечки SF_6 с помощью индикаторов газа. Однако поиск таким способом занимает гораздо больше времени, и во время проверки надо закрывать объект.

Рис. 1. Тепловизор FLIR GasFindIR LW

ПОИСК УТЕЧЕК НА РАБОТАЮЩЕМ ОБЪЕКТЕ

Термографист Роджер Эрикссон проводит профилактическое обслуживание как для самой Vattenfall, так и для ее клиентов. Сегодня он является одним из 4 экспертов, перемещающихся по Швеции в поисках утечек SF_6 с помощью FLIR GasFindIR LW (рис. 1). “Разница между индикатором газа и GasFindIR LW заключается в том, что тепловизор показывает сам газ и место его утечки”, – говорит Роджер Эрикссон. Другой большой плюс в том, что проверку мест, труднодоступных для индикатора можно проводить, находясь на расстоянии. И, прежде всего, с тепловизором объект

продолжает полноценную работу, что в долгосрочной перспективе экономит значительные средства.

ПОИСК С РАССТОЯНИЙ ДО 20–30 МЕТРОВ

Если место утечки газа находится около прокладки, то утечка имеет периодический характер по мере роста давления. В этом случае необходимо некоторое время наблюдать за местом утечки, чтобы ее не упустить. Подобные периодические утечки очень сложно обнаружить индикатором. “После обнаружения записывается видео и формируется отчет. Только после этого следует отключить переключатель, чтобы устранить утечку. Обнаруженную сегодня утечку невозможно найти индикатором – она находилась в самом верху крышки прерывателя. Чтобы попасть туда с индикатором, нам пришлось бы использовать подъемник”, – говорит Роджер Эрикссон.

КАК ЭТО РАБОТАЕТ?

FLIR GasFindIR LW – тепловизионная камера с возможностью визуализации утечек.

Тепловизор показывает полную картину сканируемой области, а утечка выглядит как дым на видоискателе или ЖК-дисплее, позволяя оператору увидеть выбросы вредных газов. Изображение выводится на экран в режиме реального времени и может быть записано для последующего сохранения.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ НАГРАДЫ FLIR GasFindIR LW

В 2009 году FLIR GasFindIR LW получил экологическую премию Svenska Kraftnät за снижение отрицательного влияния электростанций на окружающую среду. Svenska Kraftnät – государственная муниципальная компания, отвечающая за поставки природного газа и управляющая национальной электросетью Швеции.

E-mail: flir@flir.com http://www.flir.com

С НОВЫМ ГОДОМ И РОЖДЕСТВОМ, ДРУЗЬЯ!

Новый год нужен детям для сказки, неудачникам – в качестве точки отсчета новой надежды, и остальным – для веселья.
Ишхан Геворгян

Как Новый год встретишь, так тебе и надо!
Неизвестный автор

Новогоднее настроение – это когда рад видеть даже тех, кто ошибся дверью.
Михаил Мамчич

Каждый год во время боя курантов загадывать одни и те же желания – это то же самое, что наступать на одни и те же грабли.
Неизвестный автор

Новый год пьянит, повседневная жизнь отрезвляет.
Александр Ратнер

Празднование Нового Года – это нерадостное прощание со старыми иллюзиями и радостная встреча с новыми…
(Из несказанного Фаиной Раневской) Юрий Слободенюк

– С Новым годом! С новым счастьем!
– А старое куда?..
Сергей Говорухин “Миниатюры”

Новогодний тост: «Выпьем за то, чтобы в наступающем году кризис наступил только для бюро ритуальных услуг!!!»
Неизвестный автор

Перед прошлым склони голову, перед будущим засучи рукава.
Генри Менкен

Подборка А. ЕГОРОВА

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 I полугодие 2014 г. Вы можете в любом почтовом отделении:
- **по Объединенному каталогу “Пресса России”: подписной индекс 43716**
- **по Каталогу “Газеты. Журналы” агентства “Роспечать”: подписной индекс 83165**

А также через редакцию. Это:
- **КАЧЕСТВЕННО – гарантированная доставка изданий под контролем редакции**
- **ВЫГОДНО – при оплате подписки через редакцию**
- **УДОБНО – подиска с любого номера**

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

PENTAIR

Hoffman®

НАДЁЖНАЯ ЗАЩИТА ДЛЯ ВАШЕГО ДОРОГОСТОЯЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ — ДАЖЕ В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ

Pentair предлагает широкий ассортимент корпусов, принадлежностей и платформ, разработанных специально для использования в сложных и экстремальных условиях.

Настенные корпуса и шкафы Hoffman защитят ваше электрораспределительное и электронное оборудование в большинстве сред.

DESIGN WITH CONFIDENCE™

ПОДРОБНЕЕ
WWW.HOFFMANONLINE.BIZ

ПЕРЕДАВАЯ ЭСТАФЕТУ...

Guardian

T-96SR

Integra

Отлично зарекомендовавшие себя радиомодемы для технологических радиосетей удаленного сбора данных и управления. Широко применяются в ТЭК, в частности, в Газпроме и «Связьтранснефти».

На смену им приходит новый радиомодем Guardian:

- быстрый доступ к радиосети,
- передача информации без предварительной обработки и пакетирования,
- поддержка основных последовательных интерфейсов (RS-232/422/485),
- оперативная диагностика технического состояния,
- возможность работы в качестве ретранслятора.

Радиомодем Guardian может использоваться совместно с радиомодемами Датарадио T-Base/T-96SR и Integra или для их замены.

CalAmp®

Официальный дистрибутор в России и странах СНГ,
Тел.: +7 (499) 613-7001, www.rodnik.ru

С 1991 года РОДНИК СИСТЕМНЫЙ ИНТЕГРАТОР