Автоматизация & IT в нефтегазовой области

№ 3 (5)

ежеквартальный отраслевой научно-производственный журнал

июль-сентябрь 2011

Экономика инновационных решений: визуализация высокотемпературных процессов на предприятиях нефтепереработки и нефтехимии 5

Особенности реализации комплексной АСУ ТП газотурбинной электростанции Ванкорского нефтяного месторождения 10

Электрогидродинамическая установка (ЭГДУ) для улучшения реологических свойств нефти и увеличения выхода «светлых» фракций 13

Некоторые аспекты повышения эффективности управления технологическими процессами ПХГ 18

АСУ ТП склада нефтепродуктов морского порта 22

Регулирующие контроллеры серии Базис 26

Мониторинг и диагностика состояния оборудования КИПиА на действующих технологических объектах (Часть 3) 32

Тепловизоры FLIR показывают, что скрыто пламенем 36

Emerson объявляет о начале продаж системы электронных выносных сенсоров Rosemount 3051S ERS в России 42

Компания Cardinal Ethanol – устойчивость производства обеспечивается системой с широкой оптимизацией управления 46

Страницы истории освоения нефтяных месторождений 50

Борьба с вредными выбросами. Второй шаг 68

Интервью Председателя совета директоров ГК «СМС–Автоматизация» А.А. СИДОРОВА 73

ТЕХНОЛИНК

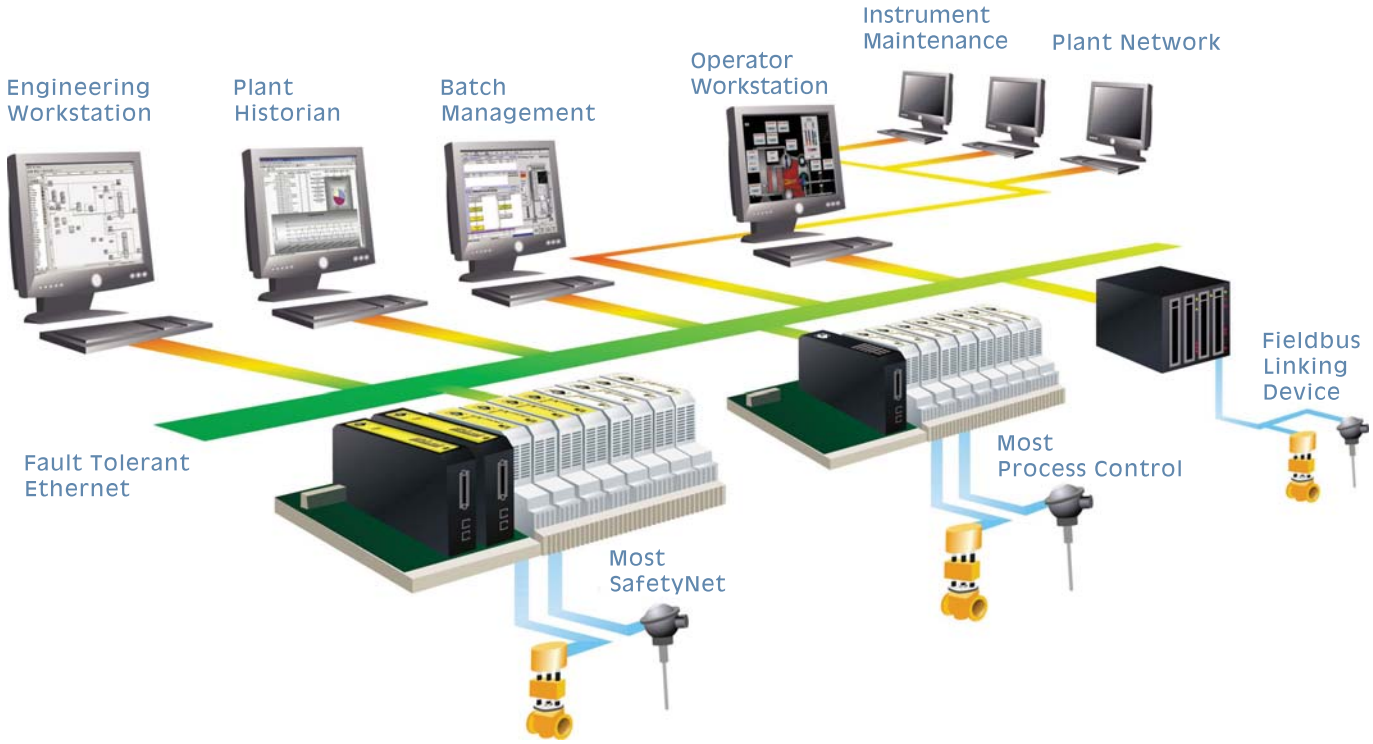
www.technolink.spb.ru

LABWARE LIMS Solutions

GE Distributor Intelligent Platforms

PAC8000 и SafetyNet

программно-технический комплекс РСУ и ПАЗ для автоматизации опасных производств



PAC8000:

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

SafetyNet:

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

imagination at work

TÜV Rheinland

Bauart geprüft Functional Safety FS Type approved

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 работники нефтяной и газовой промышленности! Дорогие ветераны нефтегазовой отрасли!

Сентябрь – особенный месяц для работников нефтегазовой отрасли. В первое воскресенье сентября мы празднуем "День работников нефтяной, газовой и топливной промышленности" – профессиональный праздник тружеников нефтяной, газовой и топливной промышленности.

История этого профессионального праздника начинается 1 октября 1980 года, когда Президиум Верховного Совета Союза Советских Социалистических Республик издал Указ № 3018-X "О праздничных и памятных днях", который, в числе прочего, предписывал учредить в СССР "День работников нефтяной, газовой и топливной промышленности" и отмечать его в первое воскресенье сентября. Сегодня мы встречаем этот праздник 30-й раз!

В этот день свой профессиональный праздник отмечают все, кто связал свою жизнь с разработкой, добычей нефти и газа, проектированием и разработкой оборудования, средств автоматизации и IT для нефтегазового комплекса. В общем, все те, кто работает в наиболее важных отраслях нашей промышленности, от которых зависит экономическое благосостояние нашей страны.

Председатель правительства РФ Владимир Путин поздравил работников и ветеранов нефтяной и газовой промышленности с профессиональным праздником: "Отмечу, что, опираясь на замечательные профессиональные традиции, вы добиваетесь весомых результатов. Внедряется современное, отвечающее мировым стандартам оборудование, осваиваются перспективные месторождения, успешно реализуются международные проекты – важно не сбавлять набранные темпы. Желаю новых достижений в нелегком, но в высшей степени востребованном труде. Здоровья и всего самого доброго вам и вашим близким", – говорится в поздравительном послании премьера.

Труд людей, работающих в нефтегазовой отрасли, является одной из основ, на которых держится как экономика нашей страны, так и жизнь каждого отдельного человека. Успешно решая труднейшие производственные задачи, нефтяники и газовики не остаются в стороне от жизни и вносят весомый вклад в развитие многих сфер жизнедеятельности страны.

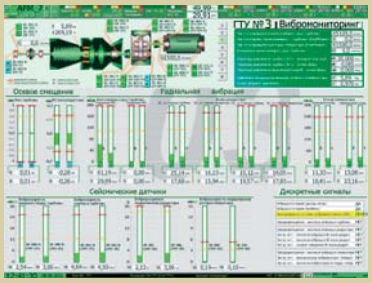
Особую благодарность хочется выразить ветеранам отрасли, всем тем, кто стоял у истоков создания отечественной нефтегазовой промышленности. Мы восхищаемся вашим профессионализмом, мужеством и смелостью, решительностью и находчивостью, стойкостью и терпением. Заложенные вами традиции высокого профессионализма, самоотверженности в труде и преданности избранному делу являются достойным примером для нынешнего поколения нефтяников и газовиков страны.

Глубокого уважения достоин труд людей, посвятивших свою жизнь трудному, но важному для страны делу — добыче из подземных кладовых нефти и газа. Это праздник настоящих мастеров своего дела, подлинных профессионалов, отважных людей, умеющих преодолевать самые немыслимые преграды и решать самые сложные научно-технические и организационные задачи.

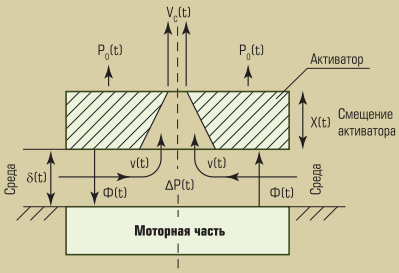
Здоровья вам и вашим семьям, личного счастья, благополучия и достатка!
Пусть никогда беды и несчастья не коснутся вас и ваших близких!

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

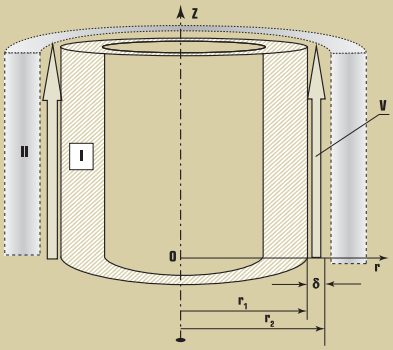
5 *Установка системы видеонаблюдения топочного пространства с функцией термографии на одном из предприятий отечественного ТЭК*



10 *ГТУ № 3. Вибромониторинг*



13 *Область воздействия физических полей на среду колебательной системы электромагнитного вибратора*



18 *Схема движения вязкой жидкости по вертикальной кольцевой щели*

СОДЕРЖАНИЕ

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА (ПРОБЛЕМЫ И ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ)

5 В.В. ЕСЬКИН, Б.Л. ОРЛОВ
(Инженерно-производственная фирма «Ай Си Пи»)
Экономика инновационных решений: визуализация высокотемпературных процессов на предприятиях нефтепереработки и нефтехимии

10 А.А. ЛАРИОНОВ (ООО «ПромАвтоматика»)
Особенности реализации комплексной АСУ ТП газотурбинной электростанции Ванкорского нефтяного месторождения

13 С.В. РИККОНЕН
(Компания ЭлеСи «itech. Журнал интеллектуальных технологий»)
Электрогидродинамическая установка (ЭГДУ) для улучшения реологических свойств нефти и увеличения выхода «светлых» фракций

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ И АЛГОРИТМЫ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ (СА) В НГК

Моделирование и автоматизация расчетов

18 М.В. ЗОЛОТУХИН (ООО «ИНЭКО-А»)
Некоторые аспекты повышения эффективности управления технологическими процессами ПХГ

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

Общие вопросы

22 А.В. БОДЫРЕВ, Н.Ф. БОДЫРЕВА (НПФ «КРУГ»)
АСУ ТП склада нефтепродуктов морского порта

ТЕХНИЧЕСКИЕ И ПРОГРАММНЫЕ СРЕДСТВА СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ

Промышленные контроллеры для НГК

26 В.Р. ТУЧИНСКИЙ, И.Н. АНДРИЯНОВ (ЗАО «Экоресурс»)
Регулирующие контроллеры серии Базис

Автоматизированные системы диспетчерского и технологического управления НГК

32 А.И. НИКУЛИН, А.А. АЛФЕРОВ (ООО «Автоматика-сервис»)
Мониторинг и диагностика состояния оборудования КИПиА на действующих технологических объектах (Часть 3)

Измерители и регуляторы для НГК

36 Компания FLIR Systems
Тепловизоры FLIR показывают, что скрыто пламенем

42 Компания «Метран»
Emerson объявляет о начале продаж системы электронных выносных сенсоров Rosemount 3051S ERS в России

ОПЫТ АВТОМАТИЗАЦИИ В ЗАРУБЕЖНОМ НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

США

46 Джереми Херлин (Jeremey HERLYN), (Компания Cardinal Ethanol)
Компания Cardinal Ethanol – устойчивость производства обеспечивается системой с широкой оптимизацией управления

ИСТОРИЯ АВТОМАТИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

История отрасли

50 Страницы истории освоения нефтяных месторождений

КОМПАНИИ ОТРАСЛИ

57 ООО «АВТОМАТИКА-СЕРВИС»

ХРОНИКА И НОВОСТИ

59 11-я Московская международная выставка «НЕФТЬ и ГАЗ»/MIOGE 2011 и 9-й Российский Нефтегазовый Конгресс/RPGC 2011 завершили свою работу

61 Хоневелл представила новейшие разработки Промышленной автоматизации на выставке «НЕФТЬ и ГАЗ»/MIOGE 2011

62 2-я международная конференция по актуальным вопросам инновационного развития нефтегазовой отрасли ЭНЕРКОН-2011

65 Новости фирмы «Круг»

67 MicroTCA.4: две новые системы в соответствии со спецификацией

РАЗНОЕ

На заметку производственнику

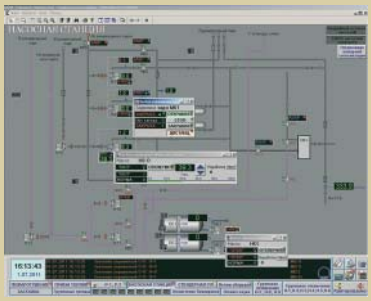
68 БРЕНДЭН П. ШИХЭН (Brendan P. Sheehan), Honeywell Process Solutions, США, Цзин Чжу (Xin Zhu), компания UOP, входящая в группу Honeywell
Борьба с вредными выбросами. Второй шаг

Профессионалы отвечают

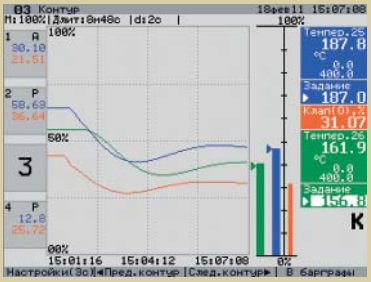
73 Интервью Председателя совета директоров ГК «СМС-Автоматизация» А.А. СИДОРОВА члену редакционной коллегии журнала «Автоматизация и IT в энергетике» В.С. ШЕРМАНУ

Разминки словом

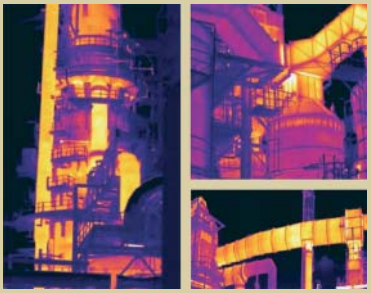
76 Бернард ШОУ – наука и юмор
Подборка Б.В. ВОЛЬТЕРА



22 *Мнемосхема насосной станции*

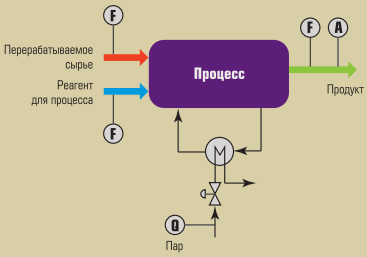


26 *Режим АКТИВНЫЙ КОНТУР*



36 *С тепловизорами FLIR можно легко обнаружить источник утечки тепла*

42 *Сенсор ERS высокого давления, установленный внизу резервуара*



46 *Производственный процесс с перерабатываемым сырьем, потоком реагента для процесса, паровой энергией и конечным продуктом*

Закрытое Акционерное Общество
"АТЛАНТИКТРАНСГАЗСИСТЕМА"

AT GS

МИРОВОЙ УРОВЕНЬ АВТОМАТИЗАЦИИ НЕПРЕРЫВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

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

СПУРТ

ПРОГРАММНО - ТЕХНИЧЕСКАЯ ПЛАТФОРМА ДИСПЕТЧЕРСКИХ ПУНКТОВ

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

НА РЫНКЕ АВТОМАТИЗАЦИИ С 1992 ГОДА

СИСТЕМА ЛИНЕЙНОЙ ТЕЛЕМЕХАНИКИ

СТН - 3000

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

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

ЭКОНОМИКА ИННОВАЦИОННЫХ РЕШЕНИЙ: ВИЗУАЛИЗАЦИЯ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ПРОЦЕССОВ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ И НЕФТЕХИМИИ

В.В. ЕСЬКИН, Б.Л. ОРЛОВ (Инженерно–производственная фирма “Ай Си Пи”)

В статье рассматривается вопрос об использовании систем видеонаблюдения с функциями расчетной цветовой термографии топочного пространства промышленных печей, дается принципиальная схема системы, экономическое обоснование целесообразности ее применения, приводятся примеры промышленного использования в России и за рубежом.

Ключевые слова:
Нефте-газопереработка и нефтехимия, печь, змеевик, радиантная камера, визуализация процессов горения, термография, эффективность, снижение затрат.

В последнее время в отраслях нефте- и газопереработки и нефтехимии принят устойчивый курс на модернизацию производственных мощностей и освоение новых технологий. Однако в основном это касается лишь главных, так сказать, “магистральных” направлений производства: новые установки, новые процессы, новые технологические линии. Это глобальные проекты, которые значительно интенсифицируют производство на предприятии в целом, однако большую часть действующих процессов, не подлежащих замене, они не затрагивают. Зачастую создается парадоксальная ситуация: на одном и том же предприятии не просто последовательно, а чуть ли не на одной и той же установке идут процессы по технологии разных поколений, разного инструментального и аналитического оформления, с управлением, основанным не просто на разной автоматике, а и на разных принципах! В частности, это касается процессов горения на всех печах и высокотемпературных реакторах. Практически ни на одном из отечественных предприятий не предусмотрен мониторинг и тонкое управление процессом сгорания топлива. И это, несмотря на то, что в смежной области – энергетике – такое управление горением уже прочно вошло в жизнь и является одним из основных методов повышения производительности и снижения расходов.

Таблица 1

№ котла	Количество секций, заменяемых во время 1-го/2-го/ 3-го плановых ремонтов	
	До установки видеосистемы с функцией термографии	После установки видеосистемы с функцией термографии
1	17 / 19 / 16	14 / 11 / 8,5
2	21 /19 / 19	16 / 10 / 12
3	18 / 18 / 17	11 / 11 / 4,5
4	24 / 21 / 23	12 / 9 / 6

В качестве примера можно упомянуть применение системы видеонаблюдения с функцией термографии на котлах ГРЭС в Италии. В табл. 1 приведены данные по замене труб поверхностей нагрева на котлах до и после установки системы.

Из таблицы видно, что система, стоимость которой несоизмеримо мала по сравнению со стоимостью новых установок или новых технологий, должна окупаться достаточно быстро (в описанном случае – за 6 месяцев). Визуальный контроль процесса горения и наличие карты распределения температур, подаваемой в режиме он-лайн, дает возможность оптимально распределить температурную нагрузку по поверхностям нагрева радиантной камеры, и тем самым предотвратить прогары труб из-за термического износа. При этом необходимо учесть тот факт, что на котлах ТЭС возможно отглушение прогоревшей секции без остановки самого котла, в отличие от ситуации на печах НПЗ – НХК.

Рис. 1. Визуализация работы горелок на одном из предприятий ТЭК

Разумеется, ситуация, при которой на работающей печи прогорает змеевик радиантной камеры – это ЧП, приводящее к аварии, и такие ситуации достаточно редки. Но если обратиться к статистике, то выясняется следующее: на большинстве печей предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслей замена труб радиантной камеры печи во время плановых ремонтов производится в непозволительно больших объемах. На некоторых предприятиях количество заменяемых труб змеевика может достигать 30 %! И это при условии, что, зачастую, в процессе планового ремонта часть труб змеевика радиантной камеры достаточно просто повернуть на 180° вокруг продольной оси, что позволит эксплуатировать ее еще как минимум половину срока.

Довольно распространенным явлением при эксплуатации печей является самопроизвольное изменение геометрии факела горелки в виде отклонения от продольной оси и недопустимого приближения факела к поверхностям нагрева. В этом случае используется термин “наброс факела”. Обычно это связано с повреждением горелки (внутренних деталей или огнеупорной амбразуры). Иногда изменение геометрии факела может быть вызвано повреждением самой камеры сгорания, например, при разрушении футеровки пода или при потере герметичности люков и заглушек технологических отверстий печи и т.п. В любом случае, нарушение геометрии факела ведет к неравномерности нагрева труб змеевика и во многих случаях – к возникновению значительных локальных перегревов.

Если факел имеет неправильную форму постоянно, то рано или поздно это будет обнаружено во время обхода печи и визуальной проверки горения через смотровые отверстия. Однако существует опасность не заметить искривленный факел, в особенности, если горелка достаточно мощная, и отклонение факела от продольной оси горелки не превышает 20°. Между тем даже небольшое отклонение факела у мощной горелки может вызвать значительную термическую коррозию в радиантной части змеевика. Периодическое нарушение геометрии факела может быть не замечено вовсе. В этом случае причина повышенного термического износа труб останется невыясненной, что, в свою очередь, чревато внезапным аварийным выходом из строя труб змеевика радиантной камеры печи, высокотемпературного реактора или испарителя. Но даже если этого не случится, местный перегрев приводит к нестабильности и разрыву сплошности потока внутри змеевика, что также увеличивает нагрузку на трубы. Необходимо отметить, что расчет нагрузок на змеевик ведется с большим числом допущений и приближений. Введение в уравнения Навье-Стокса, используемых при расчете большинства гидродинамических систем, различных критериев (Фруда, Эйлера и пр.) для удовлетворения принципам подобия, не дает возможности получить истинную картину на стадии теоретического расчета, из чего следует возможность наличия неучтенных нагрузок как внутри самих труб, так и на их поверхности.

Таким образом, визуализация, дающая возможность непрерывного наблюдения за процессом горения, и термография, дающая карту распределения температур в объеме камеры сгорания, позволяют избежать большей части проблем, связанных с термическими нагрузками прерывистого или ступенчатого типа.

Здесь, кстати, нелишне будет упомянуть, что “устранение” последствий от касающегося змеевика факела за счет повышения теплосъема с внутренней стороны трубы с помощью увеличения скорости продукта, прокачиваемого по трубам, не может являться решением проблемы. Этот метод приводит к нестабильности температуры нагреваемого продукта на выходе из печи (особенно в случае периодического набрасывания факела), повышению нагрузки на перекачивающее оборудование и, как следствие, перерасходу энергии и увеличению затрат на дальнейшую переработку. Вторым моментом, на который и визуализация, и термография процесса оказывают благотворное влияние, является снижение содержания в дымовых газах окислов азота, при образовании которых наличие перегретых участков змеевика играет роль катализатора. Устранение участков локальных перегревов значительно снижает наличие NO_x, покидающих топочное пространство.

На рис. 1 видна неровная работа горелок, легко определяемая по размерам факела. Соответственно, легко сделать вывод о возможных неисправностях и неполадках в работе самой горелки, топливо- или воздухоподводящей системе и т.д. По выявлению эти недостатки легко устранить в процессе планового ремонта.

Еще одним весьма важным свойством систем видеонаблюдения и термографии топочного пространства является возможность избежать наличия на трубах радиантной камеры печи или высокотемпературного реактора локальных перегревов змеевика, связанных с закоксовыванием или осмолением поверхностей.

Наблюдая процесс розжига печи или запуска высокотемпературного реактора, легко видеть, что поверхность труб змеевика нагревается неравномерно. За счет неравномерностей в топливо- и воздухоподающих системах происходит неполное сгорание топлива, что в свою очередь приводит к накапливанию продуктов неполного сгорания топлива на поверхности труб. А так как закоксовывание и осмоление – процессы, идущие на активных центрах (“пиках”), то, разумеется, скорость нарастания слоя высокомолекулярного продукта на разных участках трубы будет значительно различаться, и накопление слоя смол или кокса на трубах будет неравномерным.

В связи с тем, что продукты неполного сгорания углеводородного топлива имеют теплопроводность, отличную от металла, теплосъем на этих участках носит непостоянный характер даже при условии того, что объемная скорость нагреваемого продукта будет постоянной.

С другой стороны, и кокс, и смолы горючи и при достижении максимальных температур в камере сгорания самовоспламеняются. При этом скачкообразно меняется перепад температур внутри стенок труб, что приводит не только к экстремальным термическим нагрузкам, но и к физическим – за счет разницы в удлинении нагретых частей змеевика. Это может отрицательно сказаться на змеевиках – как с соединением труб на ретурбендах, так и с цельносварными змеевиками на подвесах.

Рис. 2. Установка системы видеонаблюдения топочного пространства с функцией термографии на одном из предприятий отечественного ТЭК

Подобные локальные скачки температур даже опаснее, чем последствия наброса факела, т.к. отличаются длительностью воздействия, с одной стороны, а с другой – практической невозможностью точно определить их место возникновения в следующий раз. Но при визуализации, а тем более при использовании термографии топочного пространства, такие участки будут хорошо заметны. Наблюдая визуально на термокарте топочного пространства перегретые участки трубопровода, легко определить расположение закоксованных участков, что позволит при плановом ремонте печи заменить именно эту часть змеевика и даже

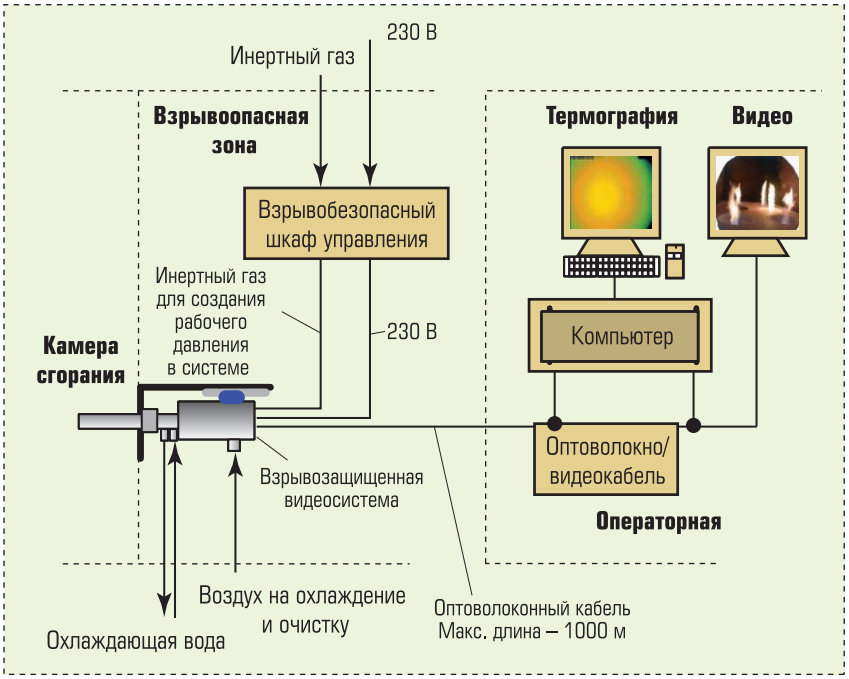


Рис. 3. Принципиальная схема установки на печи системы видеонаблюдения с функцией термографии производства компании DURAG (Германия)

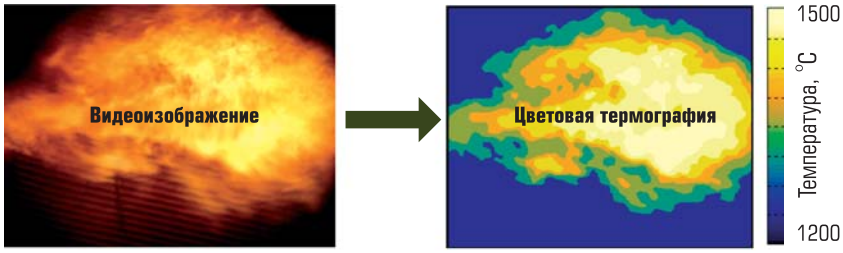


Рис. 4. Термография факела

перейти к ремонту по состоянию оборудования. Нужно помнить, что материалом для труб змеевиков служат, в основном, следующие марки сталей: Ст20, 10Г2, 15ХМ, 15Х5М, 15Х5МУ, 13Х9М, 08Х18Н10Т, ХН32Т, 12Х18Н10Т, 20Х23Н18, а также соответствующие импортные аналоги. Все это (кроме Ст20) достаточно дорогие стали, а т.к. трубы для печей, котлов-пароперегревателей и испарителей зачастую еще и оребренные, то, соответственно, они еще дороже.

На рис. 3, 4 показаны принципиальная схема установки системы визуализации и термографии процесса в камере сгорания на одном из нефтеперерабатывающих заводов Германии. Для него же была проведена следующая оценка эффективности на возврат инвестиций при внедрении системы видеонаблюдения топочного пространства с функцией термографии на установке крекинга тяжелого нефтяного сырья.

Рис. 5. Установка крекинга тяжелого нефтяного сырья (Германия), оснащенная системой визуализации и термографии высокотемпературных процессов

Таблица 2

Год	НПЗ в Европейской части России		НПЗ в Сибири	
	Затраты		Затраты	
	Тыс. руб.	Чел.-час	Тыс. руб.	Чел.-час
2008	8200	305	14 567	450
2009	7600	360	10 860	400
2010	8500	340	11 623	450

На установке (рис. 5) имеется 11 прямоугольных печей крекинга.

Из-за локальных перегревов на печах происходит 6-7 разрывов труб в год.

Каждый разрыв трубы – 6-7 дней простоя установки на ремонте.

Каждый час простоя установки – 10 000 USD.

Общие потери из-за разрыва труб – 1440-1680 тыс. USD/год.

Общая сумма убытков – 8640-11760 тыс. USD/год.

Общий объем инвестиций для видеосистем на всех печах –2300 тыс. USD (1,8 млн €).

Вывод: полный возврат инвестиций будет достигнут в течение первого же года, если удастся избежать разрыва хотя бы двух труб! То есть окупаемость всего проекта займет не более полугода при работе установки в номинальном режиме.

Ниже в табл. 2 приводятся общие данные по двум нефтеперабатывающим предприятиям Российской Федерации в части затрат на замену труб на печах и испарителях.

В эти данные, разумеется, не вошли потери по прибыли, недополученной за время вынужденного простоя, но цифры и так достаточно впечатляющие. Конечно, нельзя утверждать, что применение инновационных систем визуализации и термографии процессов горения полностью устранит эти потери, однако они помогут существенно сократить время планового ремонта, снизить затраты на замену труб и деталей подвески, а в дальнейшем позволят там, где это возможно, перейти на схему ремонта по состоянию оборудования.

Таким образом, мы можем сделать вывод об экономической целесообразности применения системы видеонаблюдения с возможностью термографии на предприятиях нефте- и газопереработки и нефтехимии Российской Федерации. Использование таких систем значительно поднимет уровень безаварийности производства, продлит срок службы оборудования, позволит снизить затраты на замену частей змеевиков и топливный газ. Кроме того, применение подобных систем значительно упростит и сделает интуитивно понятным процесс управления горением топлива, устранит необходимость в утомительных обходах операторами печей на установках, снижая тем самым опасность производственного травматизма и повышая трудовую отдачу персонала.

***Еськин Владимир Викторович** – технический директор,*
***Орлов Борис Львович** – ведущий специалист.*
Инженерно-производственная фирма “Ай Си Пи”.

НОВОСТИ

SCADA TRACE MODE 6 В АВТОМАТИЗАЦИИ ДНС «ИЗВЕСТИНСКОЕ» НЕФТЯНОЙ КОМПАНИИ ЯНГПУР

Специалисты компании ООО “Северстройавтоматика” (г. Тюмень) провели модернизацию существующей системы автоматизации дожимной насосной станции (ДНС) “Известинское”, принадлежащей нефтегазодобывающей компании Янгпур (г. Губкинский). НК Янгпур известна своей приверженностью новым технологиям и инновационным проектам. Для своего нового модернизационного проекта компания выбрала SCADA-систему TRACE MODE 6 (АдАстра, Москва).

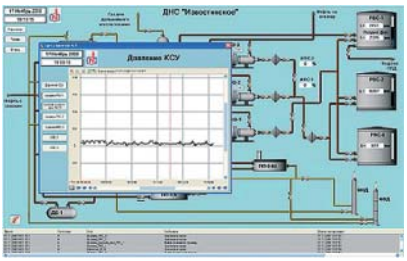
Система автоматизации ДНС “Известинское” включает в себя как систему управления насосами, так и узел учета нефти.

Существовавшая ранее АСУ ТП ДНС “Известинское” состояла только из первичных преобразователей и вторичных приборов щитового исполнения, смонтированных в стойках. В процессе модернизации ДНС были частично сохранены старые схемы подключения и добавлены новые возможности получения и управления информацией.

Аппаратный уровень системы автоматизации ДНС “Известинское” реализован на базе контроллера DirectLogic 450 с резервом по входным и выходным сигналам, предполагающим полную автоматизацию объекта без изменений конфигурации контроллера. Подключение к ранее установленным приборам было произведено через активные токовые усилители-разветвители Phoenix-Contact, информация с которых передается на ПК АРМ оператора узла учета нефти, работающего под управлением SCADA TRACE MODE 6 с сервером документирования (ДокМРВ). Количество каналов в ДокМРВ SCADA TRACE MODE также подобрано с учетом дальнейшего развития объекта.

Программный комплекс системы автоматизации ДНС “Известинское” на базе SCADA TRACE MODE имеет следующие функциональные возможности:

- отображение текущих данных на мнемосхеме;
- автоматическое создание, отображение и печать оперативных и суточных отчетов;
- настройка параметров аналоговых сигналов;
- построение и отображение трендов;
- оповещение персонала о нарушениях технологического режима, аварийных ситуациях:



  - звуковая сигнализация;
  - вывод сообщения в журнале тревог;
  - сигнализация аварийного параметра;
- управление насосами внешней откачки.

Помимо компьютера АРМ оператора в АСУ ТП также предусмотрена и сенсорная панель, дублирующая показания АРМ и дающая возможность запуска и останова насосных агрегатов. Сенсорная панель работает под управлением клиентского модуля SCADA TRACE MODE - Netlink Light.

АСУ ТП дожимной насосной станции НК Янгпур – это уже не первый случай использования TRACE MODE в автоматизации ДНС. Аналогичные системы успешно эксплуатируются на предприятиях ОАО “Сургутнефтегаз”, НК “Негуснефть”, ОЭ НГДУ “Татнефтебитум” и т.д.

http://www.adastra.ru

ОСОБЕННОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ КОМПЛЕКСНОЙ АСУ ТП ГАЗОТУРБИННОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ВАНКОРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. ЛАРИОНОВ (ООО “ПромАвтоматика”)

ПромАвтоматика

Созданная специалистами компании “ПромАвтоматика” комплексная автоматизированная система позволяет управлять всеми технологическими процессами на газотурбинной электростанции Ванкорского месторождения нефти и газа.

Газотурбинная электростанция Ванкорского нефтяного месторождения (рис. 1) строится компанией Роснефть для обеспечения месторождения электричеством и тепловой энергией. Генподрядчик строительства фирма Энергокаскад привлекла организацию ООО “ПромАвтоматика” (Санкт-Петербург), для создания комплексной системы автоматического управления электростанцией на условиях поставки под ключ. Первой отличительной особенностью реализуемого проекта стало то, что электростанция является доминирующим источником энергии в регионе. Энергосистема Ванкорского нефтяного месторождения является в настоящее время выделенным районом без связи с основной энергосистемой страны (рис. 2). Хотя в районе существуют генерирующие мощности на основе дизель-генераторов, они не составляют существенной доли и не носят определяющего характера. Таким образом, основным режимом работы электростанции является астатическое поддержание частоты в выделенном районе. При реализации группового регулятора частоты электростанции мы столкнулись с тем, что сами газотурбинные установки (рис. 3), являясь достаточно динамичными и хорошо работающими в астатическом режиме автономно, имели зна-

Рис. 1. ГТЭСН Ванкорского месторождения нефти и газа

Рис. 2. Фонтанная арматура

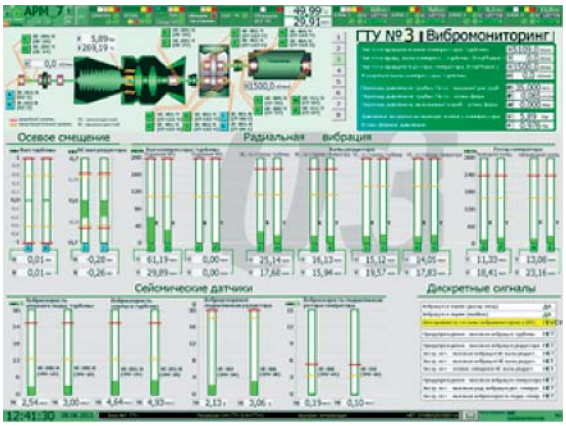


Рис. 3. ГТУ № 3. Вибромониторинг

чительно худшие динамические параметры по каналам, предназначенным для объединенного группового управления станцией.

Стандартный метод поддержания группового астатического регулирования всеми агрегатами при плохой динамике каналов управления реализовать было невозможно. Конечно, наиболее правильным путем является доработка локальных регуляторов газотурбинных агрегатов, но здесь мы столкнулись с еще одной организационной проблемой. Хотя Энергокаскад и строил ГТЭСН под ключ, но оказалось, что закупку самих газотурбинных агрегатов выполнял непосредственно заказчик (Ростнефть). Таким образом, повлиять на поставщика газотурбинного оборудования было сложно организационно, и это не позволило решить проблему быстро. В результате ПромАвтоматике пришлось реализовать режим группового регулирования электростанцией с выделенным агрегатом, находящемся в режиме астатического регулирования. ПромАвтоматика впервые столкнулась с такой реализацией группового управления, возможно, – это вообще уникальный случай.

Для организации устойчивой работы электростанции в сложившейся ситуации от группового регулирования потребовалось выполнение нескольких задач. Во-первых, пришлось реализовать АВР агрегата, находящегося в режиме астатического регулирования. То есть поддержать автоматический перевод одного из агрегатов в режим астатического регулирования при отвале основного астатического регулятора. Во-вторых, пришлось обеспечить автоматическое поддержание резерва на разгрузку и нагрузку на астатическом агрегате. Это выполняется групповым регулятором за счет остальных агрегатов, работающих под управлением ГРАРМ.

В ПОИСКАХ НЕСТАНДАРТНЫХ РЕШЕНИЙ

Другой, не менее сложной особенностью реализации комплексной АСУ ТП, явилось большое многообразие различных локальных подсистем с отличающимися протоколами обмена. Можно отметить, что только электрических защит на электростанции используется 5 типов. Это и БМРЗ, Sipam, Areva. И такая ситуация не только с защитами, но и по остальному оборудованию станции. Использование на станции как импортного, так и отечественного оборудования приводит к тому, что даже в тех случаях, когда для обмена данными с локальными системами управления используется одинаковый физический интерфейс, их приходится разделять на разные подсети, так как у них не совпадают протоколы обмена. В сложившейся сложной ситуации как нельзя лучше показало себя оборудование фирмы Beckhoff, которое мы использовали. Здесь были важны два момента: во-первых, многообразие промышленных сетей, поддерживаемых данным оборудованием; во-вторых, возможность разработки собственных драйверов, для поддержания нестандартных протоколов обмена. Это позволило объединить в комплексную АСУ ТП все локальные подсистемы управления.

На ГТЭСН теплоносителем является триэтиленгликоль (рис. 4). В регулировании параметров вырабатываемой тепловой энергии тоже не обошлось без особенностей. Так как конструкция котлов-утилизаторов не позволяет полностью отключить передачу тепла выхлопа газовой турбины котлу (передается не менее 2 Гкал) (рис. 5), а на первом этапе отсутствует потребитель тепловой мощно-

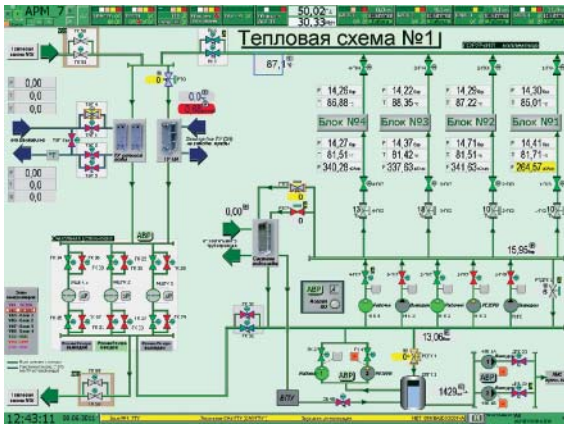


Рис. 4. Тепловая схема № 1

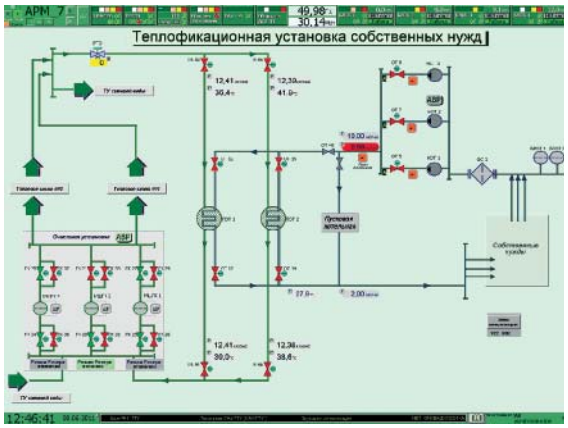


Рис. 5. Теплофикационная установка собственных нужд

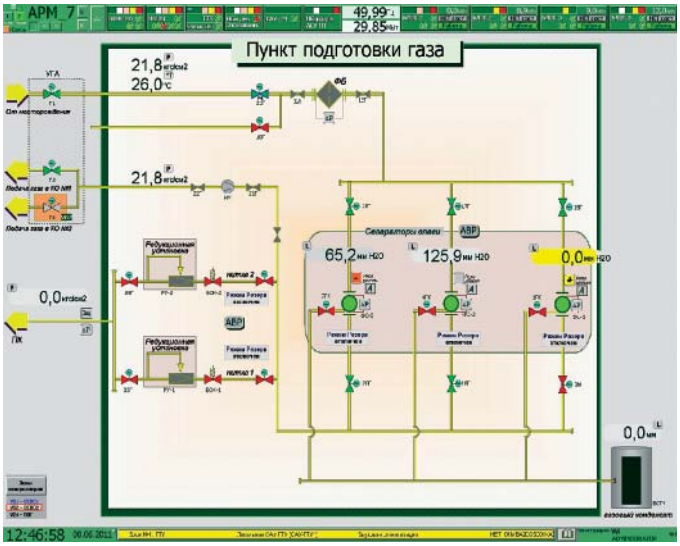


Рис. 6. Пункт подготовки газа

Рис. 7. Северное сияние

сти, пришлось реализовывать утилизацию тепловой энергии и в связи с этим изменять режимы работы теплового контура. Потребовалось расширить возможности системы регулирования теплоносителя путем управления не только расходом через котлы-утилизаторы, но и регулируя температуру за каждым котлом. Размер самой комплексной АСУ ТП можно оценить по одному параметру – это более 20 000 сигналов и параметров. Мы имеем большой опыт разработки систем диспетчерского управления на базе SCADA-системы iFix. И в данном случае убедились в правильности выбора, поскольку реализовали уровень диспетчерского управления на одном дублированном сервере. Таким образом, мы еще раз убедились в преимущественных характеристиках выбранной SCADA-системы.

УРОКИ ВАНКОРА

За 15 лет деятельности компании сотрудники ООО "ПромАвтоматика" создали АСУ ТП на нескольких десятках объектах промышленности и энергетики в России и других странах. И все же работа на газотурбинной электростанции Ванкорского нефтяного месторождения стала для специалистов компании серьезным вызовом и испытанием на профессионализм (рис. 6). Сильно осложняли выполнение поставленных задач и суровые климатические условия Крайнего Севера – транспортировка оборудования во многом зависела от погодных условий (рис. 7). Северное сияние. Работа персонала велась и ведется вахтовым методом, и к этому все время надо приспосабливаться. Работа, начатая одной вахтой, может быть приостановлена из-за того, что пришло время смены вахты и т.д. Тем не менее, благодаря привлечению к сложной работе по освоению Ванкорского нефтяного месторождения ООО "ПромАвтоматика" приобрела богатый опыт (рис. 8). Участие в реализации этого проекта стало важным этапом в нашей уже 15-летней истории по созданию АСУ ТП различных промышленных и энергетических объектов.

Сейчас полным ходом идет строительство второй очереди газотурбинной электростанции Ванкорского нефтяного месторождения. Завершено комплексное тестирование оборудования для АСУ ТП (второй очереди) ГТЭСН. Все техническое оснащение прибыло на объект в конце апреля. Транспортировка по зимнику – непростое испытание для электронного оборудования. Используя опыт прошлых лет, специалисты ООО "ПромАвтоматика" перед транспортировкой установили в каждой упаковке с оборудованием специальные датчики контроля вибрации. Приемка на объекте показала, что доставка ценного груза прошла успешно.

***Ларионов Александр Анатольевич** – генеральный директор ООО "ПромАвтоматика".*

ЭЛЕКТРОГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА (ЭГДУ) ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ И УВЕЛИЧЕНИЯ ВЫХОДА «СВЕТЛЫХ» ФРАКЦИЙ

С.В. РИККОНЕН (Компания ЭлеСи)

Рассматриваются научные разработки с применением нетрадиционных методов активации нефти, нефтяных остатков и донных отложений.

В настоящее время интенсифицировались научные разработки с применением нетрадиционных методов активации нефти, нефтяных остатков и донных отложений. Любое изменение реологических и физико-химических свойств нефтяных дисперсных систем (НДС) является следствием передачи в систему энергии посредством теплового, механического, электронного, электромагнитного, акустического, кавитационного, радиационного, химического воздействия. Эволюция структурного и химического состояний, устойчивости НДС зависит от вида воздействия, устройства, посредством которого передается энергия, от времени передачи энергии и от количества энергии, сообщенной среде.

Применение таких видов физических воздействий создает условия для достижения предельного уровня разрушения надмолекулярной структуры, фракционного и группового состава углеводородов и поддержания этого состояния в течение времени, необходимого для осуществления транспорта, массообменных процессов и переработки нефти.

К настоящему времени достаточно глубоко изучена зависимость реологических свойств высоковязких нефтей от влияния вибрационных воздействий и высоких сдвиговых скоростей [1, 2, 3, 4]. Научно-исследовательские работы в области механики полимеров показали, что, варьируя интенсивностью внешних механических воздействий, можно в широком диапазоне управлять реологическими свойствами структурированных систем. Это можно использовать при решении таких актуальных вопросов трубопроводного транспорта, как снижение вязкости нефти, откачка высоковязких нефтей из нефтехранилищ, пуск нефтепроводов после длительных остановок и уменьшение асфальтосмолопарафиновых отложений трубопроводов.

Разнообразные воздействия физическими полями существенно изменяют величину динамического напряжения сдвига и в меньшей степени пластическую вязкость [1, 4, 5, 6].

Для изменения реологических свойств НДС в промышленности широко применяют термический способ снижения вязкости. Этот метод прост, но очень энергозатратен.

Реже применяют метод виброструйной магнитной активации (ВСМА) с добавлением депрессаторов. Этот метод менее энергозатратен, но требует тонкого подбора режимов работы вибраторов и химических реагентов.

Область механических, электромеханических и акустических воздействий устройства на среду, образованная поверхностью моторной части и активатором, представлена на рис. 1. Данная область характеризуется следующим комплексом физических воздействий:

- знакопеременным давлением под активатором, сдвиговой скоростью, магнитным полем, акустическим полем. Физическая картина процесса описывается следующими параметрами:

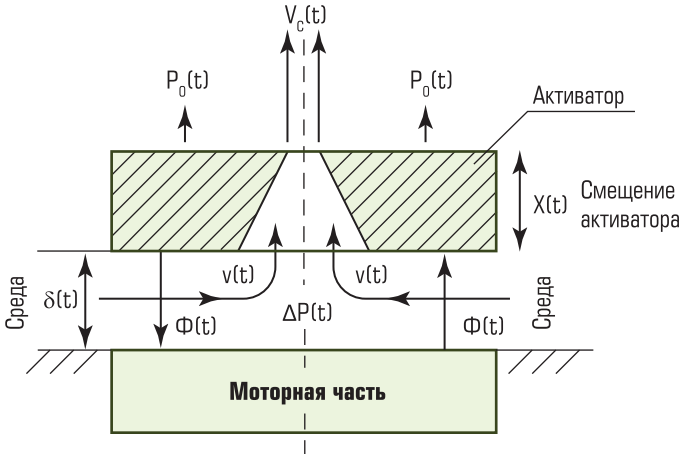


Рис. 1. Область воздействия физических полей на среду колебательной системы электромагнитного вибратора

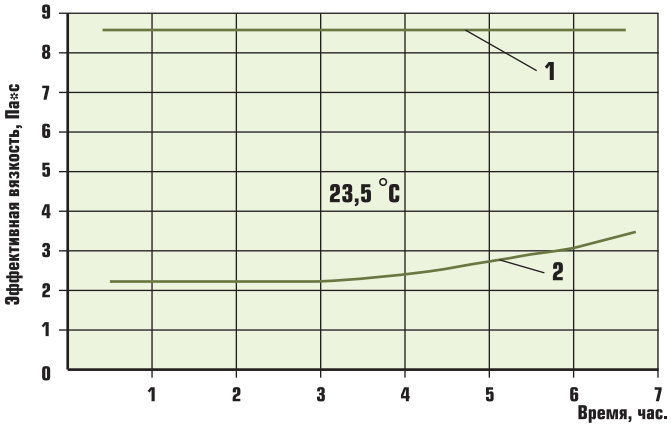


Рис. 2. Влияние времени виброобработки на эффективную вязкость нефти месторождения "Дракон" СРВ.
***1** – сырая нефть, **2** – виброобработанная нефть*

– электромагнитная сила притяжения рабочего органа – *Fэм*;
– направленное движение частиц среды со скоростью $v(t)$;
– скорость движения среды при выходе из сопла активатора $Vc(t)$;
– знакопеременное давление в зоне активации $\Delta P(t)$;
– деформация среды со сдвиговой скоростью $\gamma(t)$;
– магнитный поток $\Phi(t)$ с индукцией в зазоре $B\delta(t)$,Тл;
– звуковое давление $P_0(t)$.

Эффективность технологии ВСМА проверялась на ряде объектов РФ и СРВ, в лабораторных и промышленных условиях (рис. 2-3).

Ещё более эффективным является комплексный метод воздействия – сочетание химических воздействий с разного рода физическими полями. В работах [2-7] проведены исследования по определению удельной энергии разрушения надмолекулярной структуры нефти.

В ИХН СОАН РФ для 4-х высокопарафинистых и 3-х высоковязких нефтей были получены удельные значения суммарной энергии W_r, необходимой для разрушения надмолекулярной структуры нефти без депрессатора [4].

Физико-химические и энергетические параметры исследуемых нефтей представлены в таблице 1.

Технология виброструйной магнитной активации хорошо зарекомендовала себя для

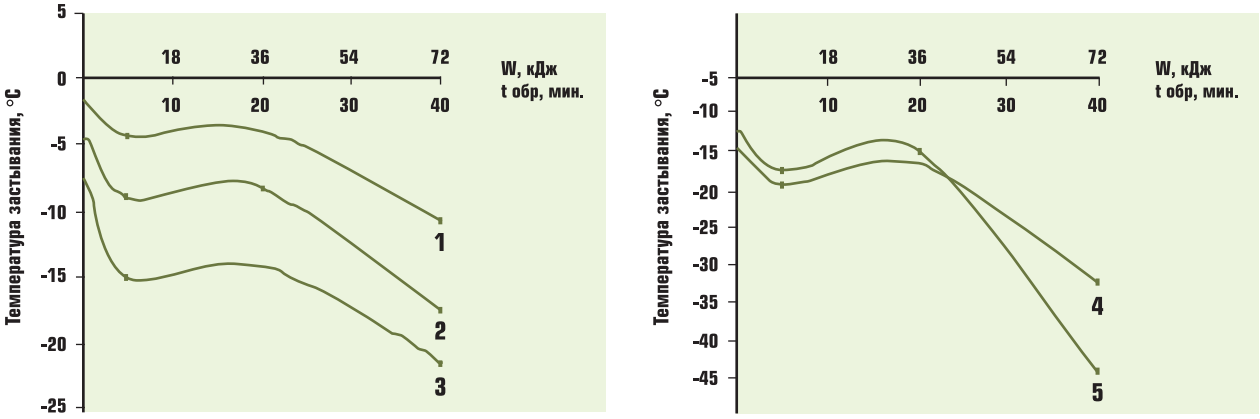


Рис. 3. Влияние времени виброобработки на температуру застывания нефтей и мазута:
***1** – нефть южно-табаганская; **2** – нефть останинская; **3** – нефть урманская; **4** – нефть таймурзинская; **5** – мазут*

Таблица 1. Физико-химические и энергетические параметры исследуемых нефтей

Название нефти	Содержание в нефти, % мас.			W_r, Дж/м³
	Асфальтены	Смолы	УВ парафиновые	
Ащисай	4,1	15,6	18,9	$4,34*10^4$
Арчинская	2,8	8,6	12,7	$2,36*10^4$
Верхне-Салатская	6,2	7,7	10,5	$4,02*10^4$
Урманская	2,3	8,5	9,6	$7,22*10^4$
Тананыкская	0,7	13,1	3,5	$8,52*10^4$
Аллаюловская	7,0	11,1	2,5	$14,68*10^4$
Ярегская	3,1	24,7	1,2	$30,86*10^4$

подготовки высокопарафинистых нефтей к транспорту, но конкретные установки ВСМА имеют невысокую производительность и применяются, в основном, на промысловых нефтепроводах.

Для повышения производительности и надежности процесса активации нефти, с целью улучшения реологических свойств и увеличения светлых фракций целесообразно применять электрогидродинамическую установку (ЭГДУ), которая осуществляет процесс диспергации и физико-химического воздействия на надмолекулярную структуру нефти (рис. 4).

Устройство формирования скоростного потока предназначено для формирования заданного расхода нефти с возможностью регулирования потока для обеспечения оптимального технологического режима активации.

Устройство дозирования ПАВ предназначено для равномерного внедрения поверхностно-активных веществ (химических реагентов) в скоростной поток жидкости с возможностью регулирования дозирования с целью обеспечения оптимального технологического режима активации.

Дроссельный диспергатор предназначен для предварительной активации нефти за счет высоких сдвиговых скоростей жидкости с возможностью регулирования энергии активации.

Электрогидромагнитный диспергатор предназначен для окончательной активации среды посредством сдвиговых скоростей и магнитной обработки с целью фиксации эффекта изменения свойств нефти.

ВИБРОСТРУЙНАЯ ОБРАБОТКА НЕФТИ ПЕРЕД РЕКТИФИКАЦИЕЙ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ВЫХОДА СВЕТЛЫХ ФРАКЦИЙ

В ИХН СО РАН проведены экспериментальные исследования по выявлению влияния технологии ВСМА на фракционный состав нефти и кубового остатка Хвойного месторождения при разных временах виброобработки.

Анализ фракционного состава нефти и нефтяного остатка после виброобработки проводился в сертифицированной аналитической лаборатории углеводородов нефти ИХН СО РАН (сертификат № РОСС RU.0001.510476) по методу Энглера (ГОСТ 2177-99).

Исследования проводились на лабораторном виброструйном магнитном активаторе.

Фракционный состав нефти Хвойного месторождения при разных временах виброобработки представлен в таблице 2.

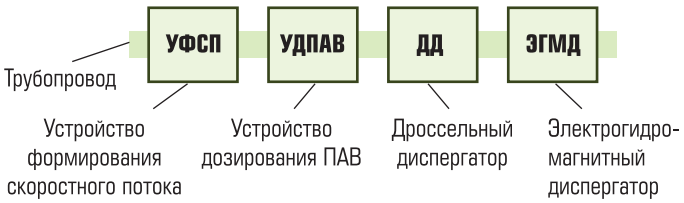


Рис. 4. Схематичный состав электрогидродинамической установки (ЭГДУ)

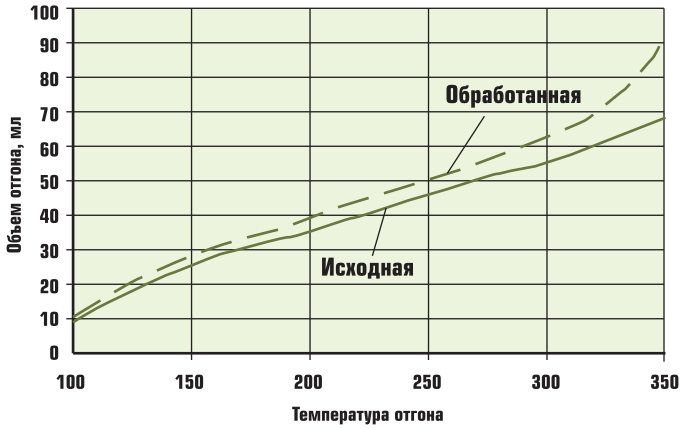


Рис. 5. Выход светлых нефтепродуктов при перегонке нефти

Таблица 2. Фракционный состав нефти Хвойного месторождения при разных временах виброобработки

Температура отгона, °С	Режимы обработки нефти технологией ВСМА (время)			
	Исх. нефть	5 мин.*	10 мин.	40 мин.
100	9,7	8,8	6,9	4,8
120	16,6	12,8	12,7	10,7
140	22,6	17,7	17,7	16,6
160	27,7	22,7	21,8	22,6
180	31,7	26,7	25,7	26,7
200	35,7	30,7	29,7	31,7
220	39,7	33,8	33,3	34,8
240	43,7	36,8	36,7	38,7
260	47,7	40,7	41,6	44,5
273	51,7	45,6	45,7	49,6
300	55,7	50,6	49,7	54,6
320	60,6	54,7	55,5	59,6
340	65,6	62,3	71,5	74,6
350	68,5	77,8	79,6	89,1
Температура начала кипения, °С	60	42	50	65

По результатам эксперимента наглядно видно, что с увеличением времени виброобработки стабильно увеличивается выход светлых фракций (особенно фракция солярного топлива) (рис. 5). В рамках данного эксперимента

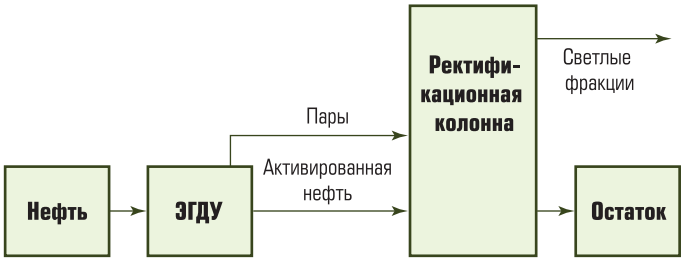


Рис. 6. Схема ректификации с применением ЭГДУ

наибольший прирост выхода светлых фракций наблюдается при временах виброобработки – 40 мин., удельная энергоёмкость воздействия составила: $0{,}144*10^9$ Дж/м^3, прирост выхода составил – 20,6 %.

В технологическом процессе ректификации нефти практически ничего не изменяется, добавляется только ЭГДУ (рис. 6).

Для эффективного воздействия процессов активации нефти целесообразно автоматизировать весь технологический процесс воздействия. Структура АСУ ТП активации нефти, представлена на рис. 7.

Конкретная нефть имеет свою вязкость, плотность, температуру застывания и температуру плавления.

В каждом конкретном случае требуется определенная энергия активации вязкого течения и определенная энергия для увеличения легких фракций нефти. Необходимо регулировать уровень энергии, сообщаемой нефти для максимальной производительности перекачки и максимальной переработки сырья. Энергия гидромеханических потерь, выделяемая на местных гидравлических сопротивлениях ЭГДУ, вполне достаточна для разрушения надмолекулярной структуры и изменения реологических свойств нефти.

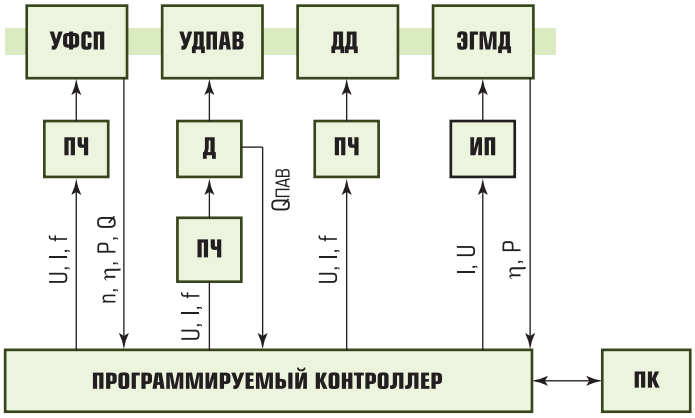


Рис. 7. Упрощенная схема АСУ ТП активации нефти

Разрушение надмолекулярной структуры и уменьшение вязкости нефти приводит к снижению потерь энергии при транспорте нефти и уменьшению асфальтосмолопарафиновых отложений, что в целом повышает производительность трубопровода, а при ректификации увеличивает выход легких фракций.

Существующие интеллектуальные системы управления дроссельными диспергаторами компании ЗАО “ЭлеСи” позволяют оперативно регулировать уровень энергии гидромеханических процессов, и, следовательно, оперативно регулировать реологические свойства нефти в зависимости от расхода и необходимой степени активации.

Список литературы

1. *Ткачев О.А., Тугунов П.И.* Сокращение потерь нефти при транспорте и хранении / Москва, “Недра”, 1988, с. 116.
2. *Рудой А.Д., Тугунов П.И.* “О времени тиксотропного восстановления высокопарафинистых нефтей при вибровоздействии”. “Нефтяное хозяйство” 1983, № 5, с. 52-53.
3. *Голованов О.М., Рудой А.Д.* “Транспортировка высокопарафинистых нефтей, подготовленных в виброустановках”. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1981, № 11, с. 2-5.
4. *Выговской В.П., Данекер В.А., Рикконен С.В., Теплов А.И.* Энергетика гидромеханического разрушения структуры высокопарафинистых нефтей. Автоматизация и информационное обеспечение технологических процессов в нефтяной промышленности. Сб. статей / Под ред. А.К. Хорькова. Томск: Изд-во Томского ун-та, 2002 –Т.2. – 408 с.
5. *Рикконен С.В., Данекер В.А., Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В., Юдина Н.В.* Расчет энергетических параметров гидромеханического разрушения структуры нефтей. 3-я Всероссийская научно-практическая конференция “Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа” Мат. конф. Томск, изд. ИОА СОРАН, 2004, 235-237.
6. *Рикконен С.В.* Энергетика вязкого течения сплошных сред. “Научно-технологическое развитие нефтегазового комплекса”. Доклады IV международных научных надировских чтений. Томск, изд. ИОА СОРАН, Алматы-Томск, 2006, 311 с.

7. *Рикконен С.В., Данекер В. А.* Метод виброструйной магнитной активации для подготовки нефти к трубопроводному транспорту // GazNefteProm. Май 2008. С. 40-44.
8. *Рикконен С.В., Теплов А.И, Данекер В.А.* Влияние технологии виброструйной магнитной активации (ВСМА) на фракционный состав нефти // НефтьГазпромышленность. 2008. № 6. С. 36-39.
9. *Рикконен С.В.* Изменение качества высокопарафинистых нефтей физико-химическими методами. “itech – журнал интеллектуальных технологий”. 2008. № 11. С. 35-39.
10. *Антропов А.Т., Рикконен С.В.* Гидромеханические характеристики регулирующей заслонки САР давления. “itech – журнал интеллектуальных технологий”. 2009. № 12. С. 38- 42.
11. *Антропов А.Т., Рикконен С.В.* Гидромеханические переходные процессы в системе “электрический привод – регулирующая заслонка магистрального нефтепровода”. “itech – журнал интеллектуальных технологий”. 2009. № 13. С. 50-56.

Рикконен Сергей Владимирович *– канд. техн. наук, руководитель сектора разработки электромеханических устройств Компании ЭлеСи.*
“itech. Журнал интеллектуальных технологий”.
http://itechmagazine.ru

АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

- АСУ ТП процессов нефте- и газопереработки
- Системы учета нефти, нефтепродуктов, газов, сжиженного газа
- АСУ ТП резервуарных парков, парков сырья и готовой продукции
- АСУ газоперекачивающих агрегатов
- Системы налива
- Системы интеллектуальных ПАЗ
- Системы автоматизации ПЛАС
- АСУ ТП мини-НПЗ

КРУГ
www.krug2000.ru
“КРУГ” НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА
440028 г. Пенза ул.Титова 1
Тел. (8412) 499-775, 556-497
Факс (8412) 556-496; E-mail: krug@krug2000.ru

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ПХГ

М.В. ЗОЛОТУХИН (ООО “ИНЭКО–А”)

Проектирование АСУ ТП ГРП на Северо-Ставропольском ПХГ и поддержание непрерывной связи с системой управления на протяжении ее жизненного цикла показывает влияние непрерывной связи проектировщик-система на развитие системы управления.

Топливно-энергетический комплекс объединяет отрасли промышленности, определяющие для любого государства фундамент развития. Эта совокупность энергетических ресурсов всех видов, предприятий по их добыче и производству, транспортированию, хранению, распределению и использованию, обеспечивающих снабжение потребителей различными видами энергии.

В газовой отрасли объекты подземного хранения газа (ПХГ) предназначены для сглаживания сезонных колебаний в потреблении газа в системе газоснабжения и создаются в истощенных газовых и газонефтяных месторождениях, а также в соответствующих геологических структурах. В технологическом отношении обустройство ПХГ аналогично обустройству газового промысла. Основные технологические процессы на газовых месторождениях и ПХГ основаны на одних и тех же законах. Однако условия реализации этих законов на месторождениях и ПХГ совершенно разные. Кратковременный жизненный цикл процесса отбора газа из продуктивной залежи ПХГ обуславливает несколько иной, чем при разработке месторождения, подход к проектированию систем управления технологическим процессом отбора. Приоритетными задачами управления становятся стратегия отбора и закачки газа, оперативный контроль и управление работой эксплуатационных скважин, проведение мониторинга запасов газа в продуктивной залежи.

Условием успешного функционирования ПХГ является наличие эффективной системы управления технологическими процессами эксплуатируемых объектов, в том числе и продуктивной залежью хранилища. Совершенствование систем управления технологическими процессами и эффективность их функционирования неразрывно связаны с глубоким знанием объекта управления, которое можно получить, осуществив проведение экспериментальных и теоретических исследований, позволяющих учитывать особенности механизма протекающего технологического процесса, прогнозирование его поведения под влиянием различных взаимодействующих и возмущающих факторов и т.п. Проведение такого характера научно-исследовательских работ способствует разработке идеологии управления, использующей уточненные модели процесса, методы и алгоритмы.

В результате в процессе жизненного цикла системы появляется дополнительная информация, которая позволяет разработать новые задачи и тем самым расширить программное обеспечение системы.

В процессе внедрения программно-технических комплексов в управление технологическими процессами газораспределительных пунктов ПХГ автор участвовал в выполнении ряда разработок, решающих вопросы контроля и управления процессами закачки и отбора газа из продуктивной залежи. К ним следует отнести следующие задачи [1, 2]:

- контроль характера обводнения скважин и положения уровня газоводяного контакта при отборе газа из продуктивных пластов ПХГ;
- модели и алгоритмы обоснования и расчета объема буферного газа.

Кратко рассмотрим характеристики этих задач для Северо-Ставропольского ПХГ.

1. Вопросами *контроля характера обводнения скважин и положения уровня газоводяного контакта при отборе газа из продуктивных пластов*

ПХГ занимались многие ученые: Бузинов О.И., Варягов С.А., Васильев Ю.Н., Аксютин О.Е., Зиновьев В.В., Ермолаев А.И., Дубина Н.И., Радкевич В.В. и др. Эти вопросы обусловлены необходимостью ведения правильной стратегии отбора газа, которая сводится к управлению продвижением ГВК по зонам залежи за счет регулирования отбора газа по скважинам. Возникающее обводнение эксплуатационных скважин определяется продвижением ГВК к забою скважины и разрушением цементного камня с образованием вертикальных трещин вдоль обсадной колонны скважины. При разрушении цементного камня пластовая жидкость поступает в скважину по вертикальным трещинам. При этом ГВК может быть расположен на десятки метров ниже перфорационных отверстий в колонне. В практике эксплуатации ПХГ в упругом водонапорном режиме диагностированию этих факторов не уделяется должного внимания. Идентификация вышеприведенных факторов позволяет принять решение по предотвращению дальнейшего обводнения или выбору режима работы эксплуатационной скважины. В связи с этим в работе рассмотрены физические основы механизма подъема пластовых вод по разрушенному цементному камню, позволяющие ответить на ряд практических вопросов: возможность диагностирования характера обводнения; определение депрессий в скважине и расстояний от нижних перфорационных отверстий до положения ГВК; количественные оценки изменения отношения дебита воды q к дебиту газа Q при переменных депрессиях и фиксированном значении расстояния до ГВК; возможность по изменению отношения q и Q при различных депрессиях оценить расстояние до текущего положения ГВК.

При моделировании механизма подтягивания пластовой воды к забою эксплуатационной скважины за основу взята модель движения вязкой жидкости по вертикальной кольцевой щели при ламинарном движении. Ламинарное движение жидкости по щелям хорошо изучено как теоретически, так и практически. Убедительным доказательством обводнения скважин по заколонному пространству может служить опыт разработки сеноманских отложений, показывающий, что скважины обводняются в большинстве случаев пластовой водой при среднем положении газоводяного контакта, находящегося на десятки метров ниже, чем нижние отверстия перфорации. Ни о каком подъеме конуса воды в этом случае не может быть и речи, так как продуктивный пласт представляет собой чередование десятков пропластков с различной проницаемостью вплоть до полностью непроницаемых.

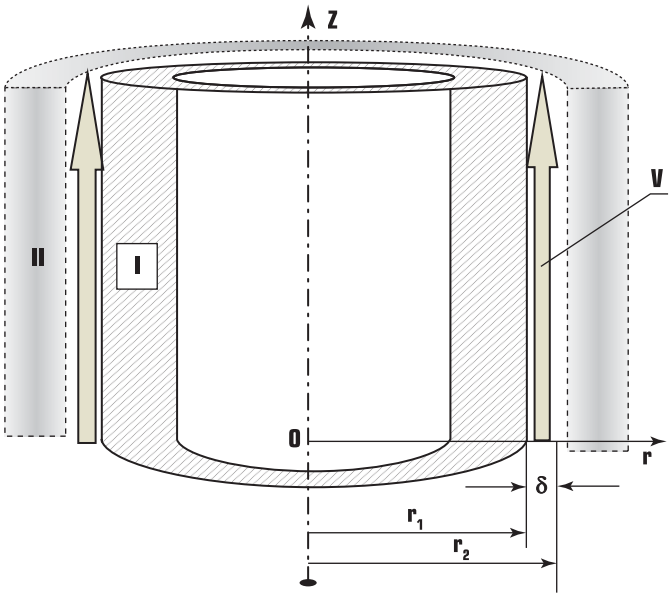


Рис. 1. Схема движения вязкой жидкости по вертикальной кольцевой щели: I – эксплуатационная колонна; II – цементный камень; r_1 – радиус эксплуатационной колонны; r_2 – внутренний радиус цементного камня; δ – величина раскрытия трещины; V – скорость движения жидкости в щели

В продуктивных газонасыщенных толщах, состоящих из прерывистых прослоев различной проницаемости, водяной конус, обусловленный резким снижением пластового давления в призабойной зоне, как правило, отсутствует.

Моделью подтягивания пластовой воды от газоводяного контакта до нижних отверстий перфорации в первом приближении может служить движение вязкой жидкости по вертикальной кольцевой щели при ламинарном режиме. Ламинарное движение жидкости по щелям хорошо изучено как теоретически, так и экспериментально [3, 4, 5]. Схема движения вязкой жидкости по вертикальной кольцевой щели изображена на рис. 1.

Ось эксплуатационной колонны OZ направлена вертикально вверх. В указанных выше работах не учитывается проекция массовых сил на ось OZ, так как изучалось движение по трещинам в горизонтальной плоскости. В случае же движения жидкости по кольцевой щели снизу вверх исключать действие силы тяжести нельзя, поэтому далее решение задачи излагается в соответствии с этим условием. В ходе различных математических преобразований и операций получена формула, по

которой определяется величина расстояния от ГВК до нижних перфорационных отверстий колонны, L:

$$L = \frac{\Delta P_1 \cdot \Delta P_2}{\rho g} \cdot \frac{\xi_1 A_2 - \xi_2 A_1}{\xi_1 A_2 \Delta P_1 - \xi_2 A_1 \Delta P_2},$$

где: индексы 1, 2 – номера режимов работы скважины; ΔP – перепад давлений между пластовым и забойным; $A = (\boldsymbol{a} + \boldsymbol{b}Q) / (2P_{пл} - \Delta P)$; $\boldsymbol{a}$, $\boldsymbol{b}$ – коэффициенты фильтрационного сопротивления; $\xi = q / Q$ – соотношение дебита пластовой жидкости к дебиту газа; ρ – плотность пластовой жидкости.

Определить расстояние от ГВК до забоя скважины можно и по другой формуле:

$$L = \frac{q_1 \Delta P_2 - q_2 \Delta P_1}{\rho g (q_1 - q_2)}.$$

В результате проведенных теоретических и практических исследований работа позволила ответить на ряд практически важных вопросов при ее применении:

- возможности диагностирования характера обводнения;
- определения депрессий в скважине и расстояний от нижних перфорационных отверстий до положения газоводяного контакта;
- количественной оценки изменения отношения дебита пластовой воды к дебиту газа скважины при переменных депрессиях и фиксированном расстоянии до газоводяного контакта;
- возможности по изменению отношения дебитов пластовой жидкости газа при различных депрессиях оценить расстояние до текущего положения газоводяного контакта, а также ряд других вопросов.

Полученные данные с использованием рассмотренной разработки по эксплуатационным скважинам каждого отдельного ГРП, поступая на АРМ геолога, позволяют создать в реальном масштабе времени модель 3-D имитации продвижения газоводяного контакта по продуктивному пласту. На основании этой модели проводится целенаправленное распределение отборов газа по зонам продуктивной залежи, исключающее возможность защемления отдельных продуктивных участков пластовыми водами. Создание модели 3-D имитации продвижения пластовых вод по всему продуктивному пласту повышает эффективность управления процессом отбора газа из ПХГ.

2. *Разработка "модели и алгоритмов обоснования и расчета объема буферного газа"* позволяют оптимизировать объем буферного газа в ПХГ.

В отличие от активного буферный газ не подлежит отбору при штатной эксплуатации подземного хранилища газа. При газовом режиме работы пласта-коллектора буферный газ необходим для поддержания пластового давления на уровне, обеспечивающем требуемые отборы активного газа. При водонапорном режиме буферный газ препятствует продвижению воды в газонасыщенную область продуктивной залежи. С одной стороны, увеличение запасов буферного газа приводит к повышению пластового давления или увеличению газонасыщенной области пласта. Это, соответственно, ведет к увеличению дебита или снижению обводненности скважин, обеспечивающих отбор газа из хранилища. Тем самым сокращается число эксплуатационных скважин, выделенных для отбора газа. Соответственно, снижаются затраты, связанные с эксплуатацией таких скважин на уже созданном и действующем ПХГ. С другой стороны, увеличение объема буферного газа приводит к снижению прибыли, которую можно было бы получить за счет его продажи, а не хранения.

В процессе исследований взаимовлияние вышеперечисленных параметров, проведенных преобразований и поиск рационального объема буферного газа x сводятся к решению задачи:

$$(a + s_x + s_{\#} + s_0)x - f(x) + b\frac{(V_a + x)}{\tau_0}\int_0^{\eta_k(x)} \frac{d\eta}{q(\eta, x)} \to \min_x$$

$$x_{\min} \le x \le x_{\max},$$

где: a – отпускная цена, по которой можно реализовать буферный газ; $s_{\#}$ – себестоимость нагнетания объемной единицы газа; s_0 – себестоимость отбора объемной единицы газа; s_x – себестоимость хранения объемной единицы газа; b – годовые эксплуатационные затраты, связанные с обслуживанием одной скважины (с учетом амортизационных отчислений и прочих издержек); N_0 – фактическое число скважин на ПХГ; $x_ф$ – фактический объем буферного газа на ПХГ. Искомой переменной является скорректированный объем буферного газа.

Для решения вышеприведенной задачи при заданном диапазоне допустимых значений x, разработан алгоритм расчета объема буферного газа при газовом режиме работы пласта.

Проведенные расчеты показывают, что существует три диапазона цен на газ и эксплуатационных затрат на скважину:

- диапазон низких цен и высоких затрат, при которых рациональный объем буферного газа равен максимально допустимому значению;
- диапазон цен и затрат, при которых рациональный объем буферного газа находится между минимальным и максимальным значениями;
- диапазон высоких цен и низких затрат, при которых рациональный объем буферного газа равняется минимально допустимому значению.

Расчеты показывают, что с ростом потребности в газе (повышение объема активного газа) увеличивается отношение объема активного газа к объему буферного, стремясь к некоторой постоянной величине.

Таким образом, обоснование объема буферного газа для действующего подземного хранилища можно свести к решению следующей задачи – определить объем буферного газа, который обеспечит заданные отборы активного газа из ПХГ при минимальной сумме потерь от хранения буферного газа и затрат на эксплуатацию ПХГ.

Совместное функционирование двух вышеописанных разработок позволяет повысить эффективность функционирования действующих АСУ ТП ГРП, обеспечивающих проведение обоснованной стратегии закачки-отбора газа из ПХГ.

Список литературы

1. *Ермолаев А.И., Самуйлова Л.В., Радкевич В.В., Золотухин М.В.* Контроль обводнения скважин и положения газоводяного контакта при отборе газа из продуктивных пластов ПХГ // Газовая промышленность, 2008, № 3.
2. *Хан С.А., Ермолаев А.И., Самуйлова Л.В., Золотухин М.В.* Обоснование объемов буферного газа для подземных хранилищ // Наука и техника в газовой промышленности. ИРЦ Газпром, 2008, № 2.
3. *Варягов С.А., Никитин Н.К., Зиновьев В.В.* и др. Оценка водопритоков к газовым скважинам Северо-Ставропольского ПХГ зеленой свиты / Ставрополь: СевКавГТУ, сер. “Нефть и Газ”, 2000, вып. 3.
4. *Дубина Н.И.* Механизм обводнения добывающих скважин на завершающей стадии разработки сеноманских залежей. М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2007.
5. *Точигин Л.А., Одишария Г.Э.* Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей. – М.: ВНИИГАЗ, 1998.

Золотухин Михаил Вячеславович *– заместитель директора ООО “ИНЭКО-А”.*
Телефоны/факсы: +7 (499) 611-00-19, 611-40-83. E-mail: mzol@mail.ru

НОВОСТИ

НОВОСТИ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «СМС–АВТОМАТИЗАЦИЯ»

Специалистами группы компаний “СМС-Автоматизация” введена в промышленную эксплуатацию автоматизированная система управления технологическим процессом узла подогрева и редуцирования природного газа ОАО “КуйбышевАзот”, г. Тольятти.

Данная АСУ ТП предназначена для:

- автоматизированного контроля и управления в реальном масштабе времени технологическими процессами;
- обеспечения бесперебойной работы технологического оборудования и установки в целом, а также для выпуска продукции требуемого качества с наименьшими эксплуатационными затратами;
- обеспечения технолого-операторского, системного, ремонтно-оперативного и административного персонала ОАО “КуйбышевАзот” необходимой информацией для решения в составе предприятия задач планирования, контроля, учета, анализа и управления производственно-хозяйственной деятельностью.

Информационная мощность АСУ ТП узла подогрева и редуцирования природного газа КуйбышевАзот – более 200 каналов ввода и вывода. Система управления построена на базе комплекса технических средств SIMATIC PCS7 фирмы SIEMENS.

Управление технологическим процессом осуществляется резервированной станцией автоматизации SIMATIC PCS7 AS 417-4H. Модули ввода и вывода расположены на станциях распределенного ввода/вывода ET 200M для резервированных сетей ProfiBus. Связь с контроллерами системы подогрева природного газа осуществляется через коммуникационный процессор CP341 по интерфейсу RS-422/485 и протоколу ModBus RTU.

Верхний уровень системы состоит из АРМ оператора-технолога и инженерной станции. Связь контроллера с верхним уровнем выполнена по резервированной сети Industrial Ethernet. АРМ ОТ, инженерная станция и два сетевых принтера подключены к локальной сети Ethernet (Terminalbus). Для обеспечения питания системы по I категории надежности установлен резервированный ИБП GE DE LP 10-31T.

Телефон +7 (846) 269-15-20, доб. 103.
E-mail: webmaster@industrialauto.ru

АСУ ТП СКЛАДА НЕФТЕПРОДУКТОВ МОРСКОГО ПОРТА

А.В. БОДЫРЕВ, Н.И. БОДЫРЕВА (НПФ “КРУГ”)

Рассматривается АСУ ТП склада нефтепродуктов судового центра ООО “БТОФ – Терминал”, обеспечившая дистанционное управление технологическим оборудованием, оперативный контроль, надежные противоаварийные защиты, развитый и удобный для использования человеко-машинный графический интерфейс, предоставление персоналу оперативной и архивной технологической информации, возможности управления технологическим процессом.

ОБЪЕКТ УПРАВЛЕНИЯ

Склад приема, накопления и отгрузки нефтепродуктов на морские суда в городе Новороссийске Краснодарского края. Склад нефтепродуктов судового сервисного центра ООО “База Технического Обслуживания Флота – Терминал” – крупнейший реконструируемый и строящийся объект с проектным грузооборотом 540 тысяч тонн в год (рис. 1).

ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ

Безусловное обеспечение необходимого уровня безопасности и надежности функционирования склада нефтепродуктов во всех режимах эксплуатации в соответствии с нормативными документами:

- мониторинг процессов приема, отпуска и хранения нефтепродуктов;
- создание системы защит и блокировок;
- создание системы автоматического пожаротушения;
- снижение психофизической нагрузки и вероятности ошибочных действий оперативного персонала;
- своевременное предоставление оперативному персоналу достаточной и достоверной информации о ходе технологического процесса, состоянии оборудования и технических средств управления;
- снижение затрат на эксплуатацию и ремонт технических средств автоматизации.

Рис. 1

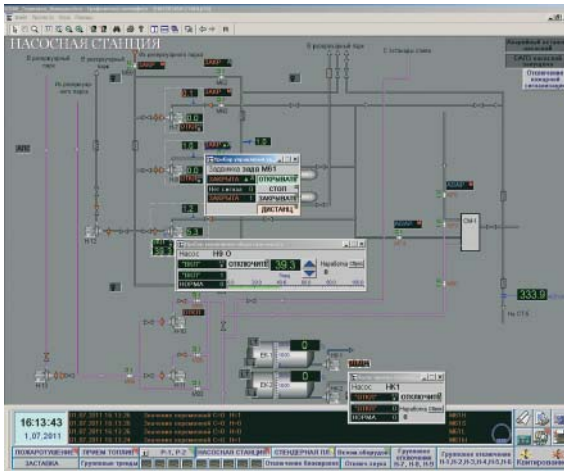


Рис. 2. Мнемосхема насосной станции

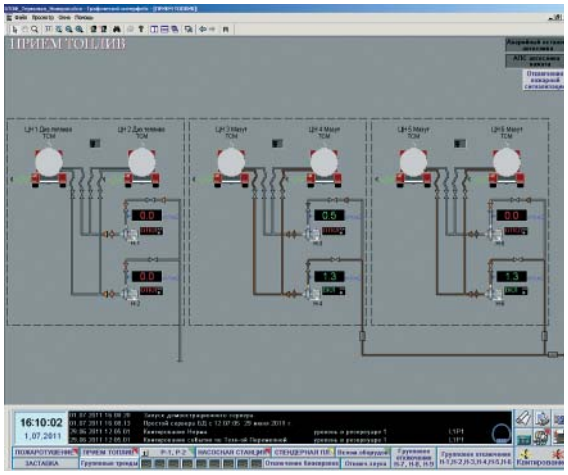


Рис. 3. Мнемосхема приема топлив

ФУНКЦИИ СИСТЕМЫ

Информационные функции обеспечивают формирование экранных изображений и выходных форм информационно-вычислительных задач по запросам оператора или неоперативного персонала (администратора системы) и включают:

- сбор и обработку информации о состоянии технологических параметров;
- обнаружение, сигнализацию и регистрацию аварийных ситуаций;
- ведение протокола событий;
- архивирование истории изменения параметров на жестком магнитном диске;
- формирование и выдачу оперативных и архивных данных персоналу;
- усреднение температуры продукта в резервуаре.

Управляющие функции:

- противоаварийные защиты и блокировки;
- автоматическое пожаротушение;
- дистанционное управление запорно-регулирующей арматурой (задвижки);
- дистанционное управление насосными агрегатами (рис. 2);
- управление процессом слива/налива нефтепродуктов (рис. 3);
- групповое управление оборудованием.

Вспомогательные функции:

- диагностика состояния программно-технических средств управления;
- проверка достоверности информационных сигналов;
- перенастройка системы (реконфигурация и параметрическая настройка программного обеспечения);
- ручной ввод (изменение уставок и констант управления и обработки информации).

Доступ к функциональным возможностям системы предоставляется по установленным разграничениям уровней доступа.

АРХИТЕКТУРА СИСТЕМЫ

АСУ ТП построена по иерархическому принципу и представляет собой трехуровневую структуру.

На *нижнем уровне* системы расположены “полевые” контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации, а также кабельные линии связи.

Средний уровень АСУ ТП построен на базе модулей ввода/вывода (дискретных/аналоговых сигналов), соединенных по линии Ethernet технологией “кольцо”, барьеров искробезопасности и коммуникационного оборудования полевых шин. Технические средства среднего уровня смонтированы в электротехнических шкафах управления, которые устанавливаются в помещении операторной и электрощитовых. Обмен данными с модулями ввода\вывода осуществляется по технологии OPC. Сбор данных от датчиков температуры осуществляется по протоколу MODBUS RTU.

Верхний уровень: SCADA КРУГ-2000®, предназначенная для визуализации и управления технологическим процессом, ведения протокола событий, ведения трендов, архивирования и т.д., и OPC-сервер MODBUS RTU.

Верхний уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- поддержку информационного обмена между компонентами верхнего и среднего уровней;

- отображение в удобной форме информации оперативному персоналу и другим пользователям на экранах мониторов в виде общих мнемосхем технологических участков с динамической индикацией выведенных на них измеряемых и вычисляемых параметров в цифровом, табличном виде или в виде формирования световой и звуковой сигнализации отклонения текущих значений контролируемых параметров от заданных предупредительных и аварийных границ, а также при других аварийных ситуациях;
- построение графиков изменения во времени (трендов);
- индикацию мнемонических изображений электрозадвижек с динамической индикацией их состояний и возможностью дистанционного управления ими;
- ручной ввод в режиме реального времени исходных данных (паспортов переменных, уставок параметров, коэффициентов и т.п.);
- многопользовательский режим работы, при этом используется разграничение прав доступа к системе по паролям, регистрация доступа лица, осуществляющего управление объектом, и протоколирование всех его действий;
- автоматическое формирование, выдачу данных оперативному персоналу и вывод на печать отчетных печатных документов как автоматически (в заданные моменты времени), так и по запросу (в любой момент времени);
- автоматическое формирование, выдачу данных оперативному персоналу и вывод на печать протокола событий в системе (состояния ИУ, работы задач АСУ ТП, действия оператора, аварийные ситуации и другие события в системе);
- архивирование данных (значения технологических параметров, отчеты, протокол событий) на жесткий диск компьютера;
- просмотр истории параметров процесса на экране дисплея в виде графиков и таблиц и распечатки на принтере в табличном виде или как копии экрана;
- просмотр архивов документов на экране дисплея и распечатки на принтере;
- отображение информации о состоянии и работоспособности компонентов АСУ ТП, проведение диагностики ее элементов.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИСТЕМЫ

Информационная мощность системы	
Аналоговых входных измерительных каналов	150
Дискретных входных измерительных каналов	300
Дискретных выходных каналов управления	300
Ручной ввод	20

ПРЕИМУЩЕСТВА ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМЫ

- Уменьшение затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание оборудования.
- Световое и звуковое оповещение персонала о нештатных ситуациях хода технологического процесса.
- Защита оборудования и окружающей среды.
- Повышение надежности эксплуатации технологического оборудования нефтебазы.
- Возможность расширения системы: подключение дополнительных датчиков и исполнительных механизмов.

ВЫВОДЫ

АСУ ТП склада нефтепродуктов судового сервисного центра ООО “БТОФ – Терминал” функционирует в полном объеме.

Внедрение системы позволило обеспечить:

- дистанционное управление технологическим оборудованием, его оперативный контроль и надежные реализованные противоаварийные защиты (ПАЗ) технологического оборудования;
- развитый и удобный для использования человеко-машинный графический интерфейс, предоставление персоналу исчерпывающей оперативной и архивной технологической информации, широкие возможности оператора по управлению технологическим процессом.

***Бодырев Антон Викторович, Бодырева Наталья Ивановна** – ведущие специалисты АСУ ТП НПФ “КРУГ”.*

GAS RUSSIA

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

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ТРАНСПОРТИРОВКА, ХРАНЕНИЕ ГАЗА, СИСТЕМЫ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ»

ВЫСТАВКА GAS RUSSIA В РАМКАХ IDES

ТЕМАТИЧЕСКИЕ РАЗДЕЛЫ ВЫСТАВКИ:

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

ОФИЦИАЛЬНЫЙ ДЕЛОВОЙ ПАРТНЕР
ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

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

WWW.IDES-EXPO.RU

РЕГУЛИРУЮЩИЕ КОНТРОЛЛЕРЫ СЕРИИ БАЗИС

В.Р. ТУЧИНСКИЙ, И.Н. АНДРИЯНОВ
(ЗАО “Экоресурс”)

Рассмотрены промышленные контроллеры серии БАЗИС, основной задачей которых является регулирование технологических процессов. Это одно-, двух- и многоконтурные регулирующие контроллеры (в том числе взрывозащищенные), характеризующиеся широким спектром функциональных возможностей: от реализации простых ПИ- и ПИД-контуров до решения задач со сложными схемами регулирования.

Для построения систем регулирования технологических процессов ЗАО “Экоресурс” (г. Воронеж) в рамках контроллеров серии БАЗИС (общий обзор контроллеров данной серии в работе [1]) разработало и производит регулирующие контроллеры со специальными пользовательскими интерфейсами и функциональными возможностями. Такие контроллеры по сравнению с универсальными устройствами позволяют наиболее удобно и эффективно решать задачи регулирования.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ РЕГУЛИРУЮЩИХ КОНТРОЛЛЕРОВ

Регулирующие контроллеры серии БАЗИС имеют один или несколько контуров регулирования.

Каждый контур реализует:

а) различные схемы регулирования, в том числе:
- простую;
- каскадную;
- с задатчиком в виде произвольной расчетной функции или измеряемой величины;
- с кусочно-линейным программным задатчиком;
- с автоматически изменяемыми параметрами по циклограмме регулирования;

б) управление различными исполнительными механизмами (ИМ):
- аналоговыми (токовыми и пневматическими);
- широтно-импульсными (ШИМ);
- реверсивными (МЭО, МЭМ и пр.);

в) специальные законы регулирования с переключаемыми настройками;

г) автоматический подбор настроек для нового объекта регулирования (самонастройка);

д) индикацию параметров контура (переменная, задание, клапан) в цифровом виде, а также в виде трендов и барграфов.

Общие функции регулирующих контроллеров серии БАЗИС:
- удобный интерфейс оператора для управления параметрами контура регулирования;
- возможность управления с верхнего уровня (например, со SCADA-системы) посредством собственного OPC-сервера (поставляется бесплатно) или по протоколу MODBUS RTU.

В контроллерах реализованы следующие дополнительные функции:
- расчетные (математические) каналы по произвольно задаваемым формулам, используемые, в том числе как переменная или задание;
- регистрация параметров в виде архивных трендов;
- архивирование системных событий;
- дискретное и циклическое управление;
- световая и звуковая сигнализация нарушений технологических параметров.

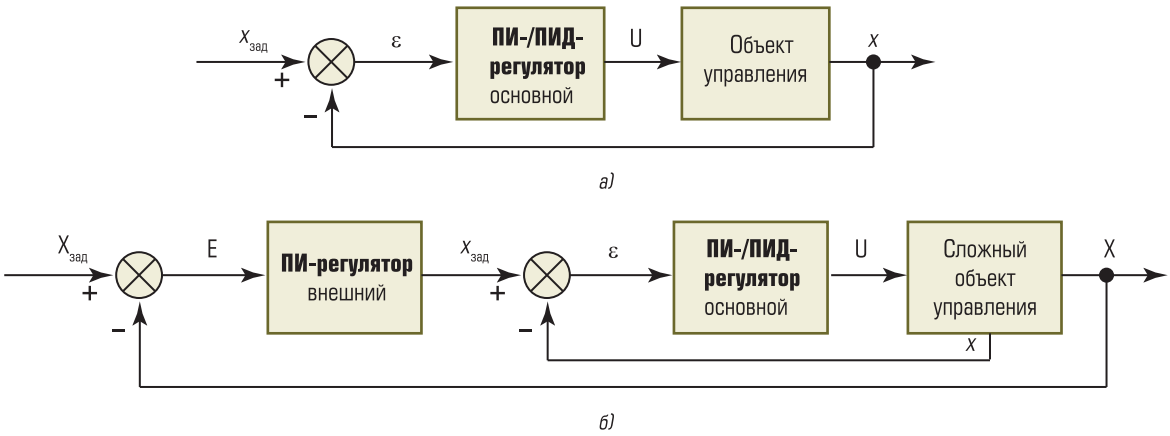


Рис. 1. Общий вид простой (а) и каскадной (б) схемы регулирования

Алгоритмы регулирования

Общий вид простой и каскадной схемы регулирования показан на рис. 1.

В регулирующих контроллерах серии БАЗИС алгоритм ПИД-регулятора реализуется по следующей формуле (1):

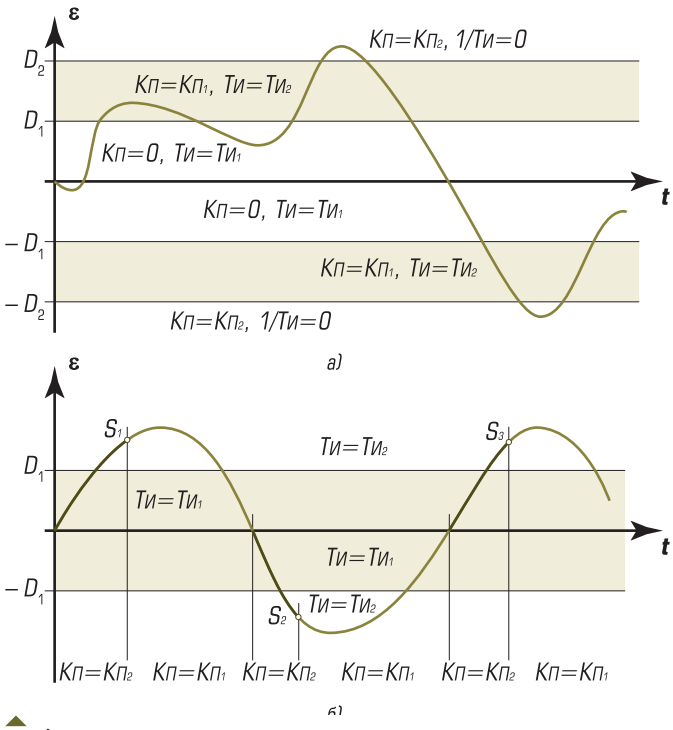
$$U = k_{\tilde{I}}\,(k_{\tilde{I}}\,\varepsilon + \frac{1}{T_{\grave{E}}}\int \varepsilon dt + T_{\ddot{A}}\,\frac{d\varepsilon}{dt}) \qquad (1)$$

Кроме основных ПИД-настроек Кп, Ти и Тд, в (1) используется также настройка Ко – так называемый коэффициент усиления контура регулирования. Часто (например, при использовании однотипных аппаратов) достаточно выбрать основные настройки Кп, Ти и Тд один раз, и в дальнейшем, при необходимости, подстраивать контур только коэффициентом Ко, который компенсирует возможные изменения коэффициента усиления объекта со временем. Косвенной характеристикой увеличения коэффициента усиления объекта является усиление колебательности процесса регулирования. В этом случае Ко следует уменьшать. Для разных объектов, аналогичных по динамическим характеристикам, основные настройки подбираются также один раз, а подстройка осуществляется одним коэффициентом Ко.

Для многих объектов достаточно использования ПИ-регулятора как наиболее простого, надежного и при этом эффективного закона регулирования. Поскольку определение производной в промышленных условиях представляет собой достаточно сложную задачу, ПИД-регуляторы целесообразно применять только в тех случаях, когда не удается достичь приемлемого результата с ПИ-законом. В программное обеспечение регулирующих контроллеров включены несколько запатентованных сотрудниками ЗАО “Экоресурс” специальных алгоритмов с переключаемыми настройками ПИ-регулятора (пример на рис. 2), использование которых позволяет эффективно управлять многими сложными объектами [2].

Самонастройка

В основу автоматического определения коэффициентов регулирования положен следующий алгоритм: производится задаваемое скачкообразное изменение управляющего воз-



а) переключение настроек по абсолютному значению ошибки регулирования – авторское свидетельство на изобретение № 705417;
б) переключение настроек по значению ошибки регулирования и ее производной – авторское свидетельство на изобретение № 970319.

Рис. 2. Работа специальных алгоритмов ($Кп_1 < Кп_2$, $Ти_1 < Ти_2$)

действия, регистрируется кривая переходного процесса (так называемая кривая разгона), производится аппроксимация полученных данных передаточной функцией 1-го порядка с “чистым запаздыванием”, и для нее определяются оптимальные настройки. Известно, что такая аппроксимация дает хорошие результаты для широкого круга объектов.

Самонастройку коэффициентов ПИ- или ПИД-контура регулирования можно выполнять как для простой, так и для каскадной схемы регулирования. Перед началом самонастройки объект должен находиться в установившемся состоянии. Оператору необходимо задать только два значения: величину скачка по управляющему воздействию на ИМ и ориентировочное время ожидаемого переходного процесса. Контроллер определяет момент окончания переходного процесса и выдает на экран результаты (пример на рис. 10), которые могут быть сохранены нажатием одной контекстной кнопки.

Оптимальные настройки ПИ- или ПИД-регулятора опреляются по критерию минимального интегрального отклонения регулируемой переменной, обеспечивающему минимальную колебательность при достаточно большом быстродействии [2].

КОНТРОЛЛЕР БАЗИС–12.Р (ОДИН ПРОСТОЙ ИЛИ КАСКАДНЫЙ КОНТУР)

Каналы, количество (шт.):
- универсальный вход, в том числе Ex (токовый, термосопр., термопарный) 2
- токовый или двухпозиционный вход, в том числе Ex 1
- токовый выход, в том числе Ex 1
- транзисторный или релейный выход 8

Тип и диагональ индикатора ..... OLED 2,7"
Габариты (В×Ш×Д), мм: ..... 156×74×230
Внешний вид контроллера – рис. 3.

КОНТРОЛЛЕРЫ БАЗИС–12.РР И БАЗИС–12.УРС (ДВА ПРОСТЫХ ИЛИ КАСКАДНЫХ КОНТУРА)

Каналы, количество (шт.):
- универсальный вход, в том числе Ex (токовый, термосопр., термопарный) 3
- токовый вход/выход, в том числе Ex 1
- токовый выход, в том числе Ex 1
- транзисторный или релейный выход 8

Тип и диагональ индикатора .....OLED 2,7"
Габариты (В×Ш×Д), мм:
- БАЗИС-12..РР ..... 156×74×230
- БАЗИС-12.УРС .....156×130×230

Дополнительно для БАЗИС–12.УРС:
- специальные светодиодные элементы 20×10, шт..... 8
- пользовательские кнопки ручного управления 4

Внешние виды контроллеров – рис. 4.

КОНТРОЛЛЕР БАЗИС–21.Р (ЧЕТЫРЕ ПРОСТЫХ ИЛИ КАСКАДНЫХ КОНТУРА)

Каналы, количество (шт.):
- вход (токовый, термосопр., термопарный, универсальный), в том числе Ex 8-24
- токовый выход, в том числе Ex 8
- транзисторный или релейный выход ... 4-34

Тип и диагональ индикатора ..... TFT 5,5"
Габариты (В×Ш×Д), мм ..... 156×220×276
Внешний вид контроллера – рис. 5.

Рис. 3. БАЗИС-12.Р

а)

б)

Рис. 4. БАЗИС-12.РР (а) и БАЗИС-12.УРС (б)

Рис. 5. БАЗИС-21.РР

КОНТРОЛЛЕР БАЗИС–21.2РР (ВОСЕМЬ ПРОСТЫХ ИЛИ ЧЕТЫРЕ КАСКАДНЫХ КОНТУРА)

Количество каналов аналогично БАЗИС-21.РР.
Тип и диагональ индикатора ..... TFT 10,4"
Кнопки ручного дискретного управления, шт 2
Габариты (В×Ш×Д), мм ..... 200×324×310

Внешний вид контроллера — рис. 6.

КОНТРОЛЛЕР БАЗИС–21.2ЦУ (ВОСЕМЬ ПРОСТЫХ ИЛИ ЧЕТЫРЕ КАСКАДНЫХ КОНТУРА)

Характеристики аналогичны БАЗИС-21.2РР. Контроллер позволяет комбинировать решение задач регулирования с решением задач ПАЗ, регистрации и сигнализации.

Внешний вид контроллера – рис. 7.

Интерфейс с оператором

Регулирующие контроллеры серии БАЗИС обладают удобным интерфейсом, который включает:

- выделенные кнопки управления контурами регулирования, например, кнопка быстрого выбора контуров регулирования, кнопки переключения режимов работы, изменения значения клапана/задания активного контура и др. (рис. 3-7);
- специальные экраны для управления контурами регулирования, например, АКТИВНЫЙ КОНТУР, БАРГРАФЫ и др. (рис. 8-10), а для контроллеров ЖКИ 10,4" дополнительно – совмещение двух режимов отображения одновременно (рис. 11).

Рис. 6. БАЗИС-21.2РР

Рис. 7. БАЗИС-21.2ЦУ

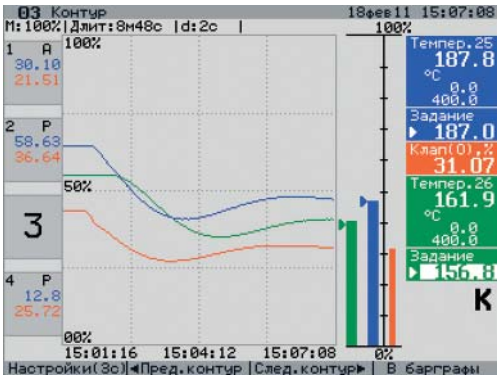


Рис. 8. Режим АКТИВНЫЙ КОНТУР

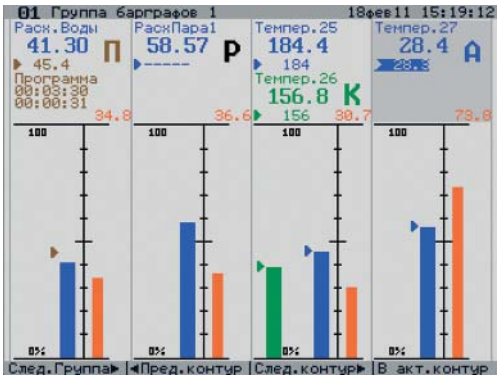


Рис. 9. Режим БАРГРАФЫ

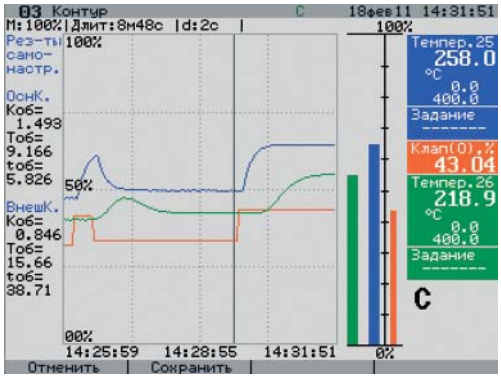


Рис. 10. Пример результатов работы самонастройки

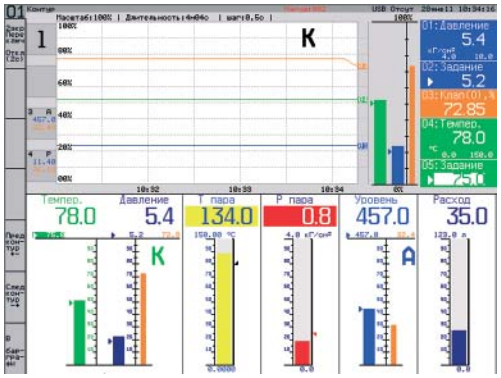


Рис. 11. Совмещение двух режимов отображения

ПОСТРОЕНИЕ СИСТЕМ РЕГУЛИРОВАНИЯ С ПНЕВМАТИЧЕСКИМИ КАНАЛАМИ

Для реализации регулирования в системах с пневматическими каналами ЗАО “Экоресурс” разработало и производит преобразователь БАЗИС-61, который в зависимости от модификации имеет каналы пневмо-электро (ПЭ) или/и электро-пневмо (ЭП) преобразования. В частности, модификации преобразователя БАЗИС-61.44 и БАЗИС-61.48 (рис. 12а) имеют соответственно 4 или 8 каналов ПЭ преобразования; БАЗИС-61.41 – один канал ЭП преобразования, а БАЗИС-61.42 (рис. 12б) – по одному каналу ПЭ и ЭП преобразования. Пример системы регулирования с использованием БАЗИС-61.42 показан на рис. 13.

Такое построение может быть использовано для модернизации пневматических схем регулирования путем замены “средней” части (пневматического регистратора и пневморегулятора, не обеспечивающих современное качество выполнения функций) на электронную при сохранении пневмолиний, датчиков и ИМ.

Построение сложных систем (мини АСУ ТП)

На некоторых регулирующих контроллерах серии БАЗИС, например, на таких как БАЗИС-21.2РР или БАЗИС-21.2ЦУ, эффективно строить мини АСУ ТП, которые эффективно решают задачи логического управления (в том числе событийного и циклического) с синхронизацией работы дискретных выходных каналов и контуров регулирования, задачи ПАЗ, регистрации и сигнализации.

Вопросы построения таких систем выходят за рамки данной статьи; более подробно эта тема освещалась в статьях [3, 4].

Рис. 12. Общий вид преобразователя БАЗИС-61.48 (а) и БАЗИС-61.42 (б)

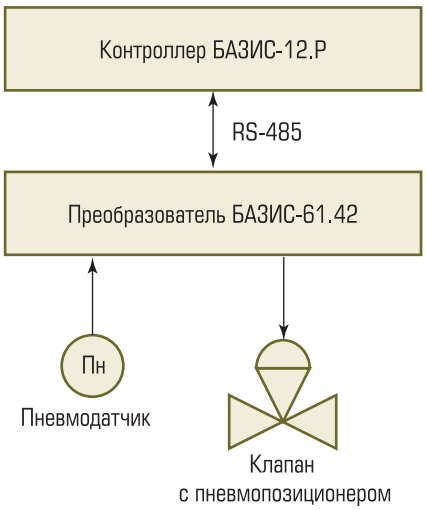


Рис. 13. Структурная схема пневмо-электронной системы регулирования

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках настоящей статьи рассмотрены контроллеры серии БАЗИС, основными функциями которых является реализация схем регулирования. Эти контроллеры выполняют также ряд других задач (регистрация, сигнализация, дискретное и циклическое управление). Они удобны в эксплуатации и применяются на многих предприятиях. ЗАО "Экоресурс" обеспечивает полную техническую поддержку своей продукции на всем жизненном цикле: от проектирования до многолетней эксплуатации.

Список литературы

1. *Тучинский С.В., Андриянов И.Н.* Промышленные контроллеры серии БАЗИС // Автоматизация и IT в энергетике. 2010. №1.
2. *Тучинский В.Р., Андриянов И.Н., Тучинский С.В.* Реализация автоматического регулирования на искробезопасных контроллерах серии БАЗИС // Промышленные АСУ и контроллеры. 2010. №10.
3. *Тучинский С.В., Андриянов И.Н.* Регулирующие контроллеры серии БАЗИС // Промышленные АСУ и контроллеры. 2010. №3.
4. *Тучинский С.В., Андриянов И.Н.* Развитие серии БАЗИС: контроллеры с цветным ЖКИ 10,4"// Приборостроение и средства автоматизации. 2009. №12.

***Тучинский Владимир Рафаилович** – канд. техн. наук, генеральный директор,*
***Андриянов Игорь Николаевич** – канд. техн. наук, начальник отдела документирования и тестирования ЗАО "Экоресурс".*

НОВОСТИ

ВЫШЛА КНИГА Д.Т.Н., ПРОФ. ПЕТРА ПЕТРОВИЧА БОРОДАВКИНА «ПОДЗЕМНЫЕ МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ» (480 с.)

БОРОДАВКИН П.П. – заведующий кафедрой "Автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности" Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина, первый доктор технических наук по специальности "Сооружение газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз", лауреат Государственной премии СССР (за строительство газопровода Уренгой-Помары-Ужгород), заслуженный деятель науки Российской Федерации, почетный работник газовой промышленности, автор многих книг по проблемам строительства и эксплуатации сооружений нефтяной и газовой промышленности.

В книге даны основы проектирования, результаты исследований прочности трубопроводов, их надежности и эксплуатации.

ОГЛАВЛЕНИЕ КНИГИ:

Раздел I. Общие данные о подземных трубопроводах.

Глава 1. Основные сведения о магистральных трубопроводах.

Глава 2. Основы перекачки нефти и газа по трубопроводам.

Глава 3. Проектирование трассы магистрального трубопровода.

Глава 4. Профилирование подземных трубопроводов.

Раздел II. Взаимодействие подземных трубопроводов с окружающей средой.

Глава 5. Продольные перемещения подземных трубопроводов.

Глава 6. Перемещение подземного трубопровода в поперечных направлениях.

Глава 7. Особенности взаимодействия подземных трубопроводов с неустойчивыми грунтами.

Глава 8. Выбор створа и профиля подземного трубопровода.

Глава 9. Прочность подземных трубопроводов.

Глава 10. Особенности расчетов прочности подводных трубопроводов.

Глава 11. Взаимодействие вечномерзлых и периодически оттаивающих грунтов с подземными трубопроводами.

Глава 12. Испытание магистральных трубопроводов.

Книгу можно приобрести через ООО "ИНЭКО-А", которому автор доверил ее распространение (фирма работает на объектах газовой отрасли более 20 лет). Стоимость 1 экземпляра составляет 2000 рублей.

Свид. о пост. в ГНИ № 24 77 № 0042325 от 06.04.1999 г.
Телефон (499) 611-00-19.
Тел./факс (499) 611-40-83.
E-mail:ink90@pochta.ru

МОНИТОРИНГ И ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ КИПиА НА ДЕЙСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТАХ. (Часть 3. Окончание)

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

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

2. Выбор универсальных программно–аппаратных средств сопровождения интеллектуальных устройств КИПиА

Выявление наиболее универсальных и гибких программно-аппаратных средств сопровождения интеллектуальных устройств КИПиА позволит:

- исключить большое количество программно-аппаратных комплексов узкой направленности, предназначенных для работы с конкретными группами оборудования КИПиА определённого производителя;
- вести общую базу данных эксплуатации оборудования КИПиА. Сохранение параметров конфигурации и исторической информации об оборудовании КИПиА как во время его эксплуатации на технологическом объекте, так и при выводе из неё для проведения ревизии, ремонта и калибровки на участке ремонта ООО "Автоматика-сервис";
- снизить затраты на техническое обслуживание и проведение планово-предупредительного ремонта интеллектуального оборудования КИПиА;
- иметь возможность для расширения их функций путём добавления дополнительных программных модулей и аппаратных интерфейсов.

Кроме всего прочего, выявление универсальных программно-аппаратных средств сопровождения интеллектуальных устройств КИПиА и их опробование на установке Л-24/9 создаст предпосылки для тиражирования их на другие технологические объекты, а также в перспективе позволит создать крупномасштабные системы управления интеллектуальными устройствами.

В процессе проведения пуско-наладочных работ на установке Л-24/9 ОАО "Газпромнефть-ОНПЗ" у специалистов ООО "Автоматика-сервис" сформировался перечень требований, предъявляемых к программно-аппаратным средствам сопровождения интеллектуальных устройств КИПиА:

- поддержка всех стандартов и всех версий FDT/DTM и EDDL драйверов интеллектуальных устройств КИПиА;
- поддержка основных стандартов полевых шин HART, FF-H1, PROFIBUS;
- наличие инструментов для конфигурирования интеллектуальных устройств КИПиА;
- поддержка возможностей диагностики состояния полевых шин;
- возможность автоматического обнаружения интеллектуальных устройств КИПиА, подключенных к полевым шинам;

- возможность автоматического распознавания типа интеллектуального устройства КИПиА, версии его программного обеспечения и выбора для него соответствующего драйвера;
- оперативное предупреждение о сигнализациях самодиагностики интеллектуальных устройств КИПиА и хранения сигнализирующих сообщений в контрольном журнале;
- осуществление функций расширенной диагностики интеллектуальных устройств КИПиА (исходя из принципов их работы и особенностей технологических процессов);
- наличие возможности сопровождения интеллектуальных устройств КИПиА как на действующем технологическом объекте, так и во время вывода приборов в ремонт;
- наличие инструмента для подробного просмотра сигнализаций самодиагностики интеллектуальных устройств КИПиА;
- ведение контрольного журнала исторических данных интеллектуальных устройств КИПиА, хранение данных о том, какие действия производились с устройством, кем и когда;
- хранение базы данных настроечных параметров интеллектуальных устройств КИПиА;
- возможность подключения к интеллектуальным устройствам КИПиА как средствами транспортного шлюза РСУ, так и напрямую через полевую шину.

PRM, исходя из обозначенных требований к программно-аппаратным средствам сопровождения интеллектуальных устройств КИПиА, наиболее полно охватывает перечень необходимых возможностей. PRM обладает мощным инструментом для реализации функций расширенной диагностики. При этом имеется возможность использования как готовых алгоритмов для проведения расширенной диагностики, так и разработки собственных алгоритмов. PRM является инструментом, использующим для подключения к устройствам транспортный шлюз РСУ, что обеспечивает удалённый доступ к параметрам устройств КИПиА, не используя ни внешних мультиплексоров, ни специальных подключений, и не нарушая выполнения управляющих операций РСУ. Однако при такой схеме подключения PRM не может быть использован при проведении ППР на ремонтных участках.

FieldMate обладает похожими инструментами по настройке и диагностике устройств КИПиА, как и PRM, и позволяет передавать данные о произведённых действиях в PRM. Однако FieldMate использует не шлюз РСУ, а прямое подключение. В связи с этим его можно использовать при проведении ППР. Связка FieldMate и PRM в совокупности полностью удовлетворяет обозначенным требованиям программно-аппаратным комплексам.

PACTware подходит только для настройки устройств КИПиА, поддерживающих технологию FDT/DTM в лабораторных условиях. PACTware не поддерживает стандарт EDDL. Не поддерживает функцию автоматического распознавания устройства и назначения необходимых ему DTM драйверов. При работе PACTware с устройствами КИПиА не производится протоколирование истории выполняемых операций. PACTware может выдавать результаты самодиагностики устройства КИПиА только при непосредственном обращении пользователя к данному устройству. Отсутствует механизм сигнализации о состоянии устройств КИПиА.

Функциональность программного комплекса FieldCare существенно зависит от используемой версии. Максимально соответствует нашим требованиям версия Professional. FieldCare Professional по функциональному наполнению аналогична PRM. Существенным отличаем FieldCare Professional от PRM является отсутствие зависимости от типа используемой РСУ. Для правильной работы FieldCare Professional необходимо, чтобы все составные устройства полевой сети (интерфейсные модули, сетевые шлюзы, устройства КИПиА) обеспечивали поддержку FDT/DTM технологии на программном и аппаратном уровнях.

AssetCentre по функциональному наполнению аналогичен PRM и FieldCare, однако в AssetCentre отсутствует поддержка расширенной диагностики устройств КИПиА. В остальном этот программный комплекс предоставляет все стандартные инструменты, поддерживающие FDT/DTM, EDDL технологии и в качестве транспортного шлюза использует распределённую систему управления, отвечающую требованиям спецификаций технологий FDT/DTM, EDDL.

Коммуникатор Emerson HART-375 используется только при непосредственном подключении к полевой шине HART и FF-H1. Emerson HART-375 выполнен во взрывозащищенном исполнении, что позволяет применять его при подключении к устройствам КИПиА во взрывоопасных зонах. Emerson HART-375 не поддерживает технологию FDT/DTM. Рабо-

та основана на использовании DD-драйверов устройств КИПиА специфического формата фирмы Emerson. В процессе его эксплуатации на установке Л-24/9 столкнулись с проблемой: отсутствовали DD-драйвера для позиционеров YVP-110 фирмы Yokogawa и других устройств КИПиА. Коммуникатор Emerson HART-375 позволяет осуществлять диагностику физического сигнала полевой шины.

Тестер полевой шины FBT-6 и диагностический модуль F809F применяются для диагностики и устранения проблем связи по FF-H1 и поэтому являются лишь вспомогательными программно-аппаратными средствами сопровождения интеллектуальных устройств КИПиА. FBT-6 является достаточно удобным портативным тестером, который питается от полевой шины и позволяет использовать его во взрывоопасных зонах. F809F является стационарным устройством диагностики и предназначен для постоянного контроля производительности сегментов FF-H1. Конкурирующие в направлении диагностики физического уровня FF-H1 компании, такие как Turck и Pepperl+Fuchs выпускают похожие устройства переносных тестеров и стационарных диагностических модулей. Однако опыт использования FBT-6 и F809F не выявил у специалистов КИПиА никаких сложностей, даже без проведения специального обучения, поэтому для тестирования FF-H1 и в дальнейшем предлагается использовать эти инструменты.

В ходе анализа программно-аппаратных средств сопровождения интеллектуальных устройств КИПиА было выявлено, что универсальных инструментов, которые удовлетворяли бы всем нашим требованиям, не существует. В связи с этим обстоятельством из всех возможных областей применения предлагаем выделить два направления использования программно-аппаратных инструментов:

- средства по настройке и диагностике устройств КИПиА на действующих технологических объектах;
- средства по настройке при проведении ППР.

Рассмотрим подробнее выделенные направления.

Наиболее универсальными средствами являются PRM и FieldCare Professional. Эти программные комплексы в отличие от остальных, помимо основных инструментов по конфигурированию и настройке, позволяют осуществлять расширенную диагностику средств КИПиА. Однако, несмотря на похожесть функционала инструментов указанных комплексов, за основное выбрано направление корпорации “Yokogawa Electric Corporation”. Средства сопровождения, предоставляемые Yokogawa Electric Corporation, хорошо зарекомендовали себя на технологических объектах ОАО “Газпромнефть-ОНПЗ”, кроме того, уже довольно широко применяются на установке Л-24/9, поэтому являются для специалистов эксплуатации средств автоматики фактически априори.

При проведении ППР в ремонтном цехе со снятием оборудования можно использовать программно-аппаратные комплексы FieldMate, PACTware, FieldCare Standart, коммуникатор Emerson HART-375. Наиболее полно для настройки устройств КИПиА в лабораторных условиях подходят комплексы FieldMate Advance и FieldCare Standart. Особенностью FieldMate Advance является возможность передачи параметров конфигурации устройств КИПиА, а также исторической информации о действиях, проведенных с оборудованием КИПиА в ходе ППР в PRM. Это позволяет использовать связку программных комплексов FieldMate и PRM для тотального мониторинга интеллектуальных средств КИПиА на объектах ОАО “Газпромнефть-ОНПЗ”. Программный комплекс FieldMate также является разработкой корпорации “Yokogawa Electric Corporatio”.

3. Обоснование экономической эффективности

Экономическую эффективность на данном этапе оценить в денежном выражении сложно. Тем не менее, эффективность от внедрения системы сопровождения интеллектуальных устройств КИПиА PRM с модулем расширенной диагностики можно оценить, основываясь на статистических данных.

Внедрение системы сопровождения интеллектуальных устройств КИПиА PRM позволит:

- сократить расходы на техническое обслуживание средств КИПиА;
- перейти от планово-предупредительных ремонтов средств КИПиА к прогнозируемым ремонтам.

3.1. Сокращение затрат на техническое обслуживание

Усредненная статистика технического обслуживания средств КИПиА объектов ОАО

“Газпромнефть-ОНПЗ” за 2008 год представлена в табл. 1.

Использование PRM совместно с интеллектуальными устройствами КИПиА позволит:

- Сократить затраты на проведение ТО1-ТО5 средств КИПиА. Некоторые работы при проведении ТО можно выполнять, используя инструменты PRM (проверка правильности показаний, проверка параметров линии связи). С другой стороны, часть работ по техническому обслуживанию (проверка герметичности импульсных линий, проверка обогрева устройств КИПиА) можно производить не по графику, а по рекомендациям системы сопровождения интеллектуальных устройств КИПиА PRM. В итоге можем получить снижение затрат на регламентированные работы (ТО1-ТО5) до 10 %, что составляет около 4,2 % от общего объёма работ по техническому обслуживанию.
- Сократить затраты на обслуживание необоснованных вызовов, формирующихся из-за субъективного мнения технологического персонала. PRM постоянно производит диагностику устройств КИПиА, и если со стороны диагностических модулей PRM нет сигнализаций о возможных неисправностях устройства КИПиА, значит, оно функционирует правильно. Уменьшается необоснованный выход на технологическую площадку для обслуживания средств КИПиА, т.к. время тратится только на получение информации от PRM. Снижение затрат на обслуживание необоснованных вызовов до 60 %, что составляет около 10,2 % от общего объёма работ по техническому обслуживанию. Итого снижение затрат по техническому обслуживанию устройств КИПиА составит до 14,4 %.

3.2. Предполагаемое сокращение затрат на проведение планово-предупредительных ремонтов

На данный момент в ОАО “Газпромнефть-ОНПЗ” практикуется проведение планово-предупредительных ремонтов оборудования КИПиА. Снижение затрат на проведение ППР осуществляется за счет увеличения межремонтного интервала. Установленные сроки проведения ППР необходимы при планировании затрат на данные работы. Тем не менее установленные сроки проведения ППР не способствуют экономии затрат на их проведение. При наступлении времени для проведения ППР средства КИПиА, которые еще имеют ресурс для безотказной работы, могут эксплуатироваться и дальше. С другой стороны, работа КИПиА в тяжёлых условиях (агрессивные среды, климатические факторы) может потребовать проведения преждевременного ремонта. Упущение момента проведения ремонта впоследствии может привести к дорогостоящему ремонту или к утрате средства КИПиА.

Таблица 1

Тип выполняемых работ при техническом обслуживании	Доля от общего объема затрат на техническое обслуживание, %
Регламентированные работы (ТО1-ТО5)	42
Необоснованный вызов (оборудование работает нормально)	17
Подстройка шкалы	10
Подстройка нуля	13
Засорение импульсных линий	9
Неисправность прибора	8

Используя инструменты самодиагностики интеллектуальных средств КИПиА, а также механизм информирования о состоянии средств КИПиА и функций расширенной диагностики, предоставляемые программным комплексом PRM, появляется возможность перехода от планово-предупредительных ремонтов к прогнозируемым. На данный момент экономический эффект от изменения подхода к проведению ремонтов в ОАО “Газпромнефть-ОНПЗ” выразить затруднительно. Корпорация “Yokogawa Electric Corporation” заявляет, что при таком подходе к проведению ремонтов экономический эффект составит до 80 %. Учитывая особенности эксплуатации технологических объектов ОАО “Газпромнефть-ОНПЗ” (климат, состав сырья и др.) можно предположить, что экономический эффект от перехода к прогнозируемым ремонтам составит не менее 10 %.

Никулин Алексей Игоревич *— ведущий инженер инженерно-технического отдела ООО “Автоматика-сервис”.*
Алферов Андрей Александрович *— начальник управления по сервису ОНПЗ ООО “Автоматика-сервис”.*

ТЕПЛОВИЗОРЫ FLIR ПОКАЗЫВАЮТ, ЧТО СКРЫТО ПЛАМЕНЕМ

Компания FLIR Systems

Petroval использует охлаждаемые и неохлаждаемые тепловизоры FLIR Systems для технических проверок

Печи и котлы применяются во многих производственных процессах. Однако это оборудование подвержено сбоям по многим причинам: из-за кокса, забивающего трубы и препятствующего току продукта, шлака на внешней поверхности труб и повреждений от него, перегрева и переохлаждения, удара пламени по трубам из-за сдвига горелки, утечки продукта, вызывающей возгорание и серьезное повреждение оборудования. Сбои влияют не только на качество – они могут полностью остановить производство. Тепловизоры FLIR выявляют большинство неполадок во время работы, позволяя устранить аварию. Таким образом, можно своевременно отключить оборудование и заменить деталь, минимизировав затраты на обслуживание и производственные убытки.

Французская компания Petroval одной из первых начала использовать потенциал тепловидения для инспекции на промышленных объектах. “До появления тепловизоров надежного способа поиска неполадок во время работы попросту не было”, – говорит проектный менеджер Petroval Жан-Франсуа Турнье. – Тепловизоры FLIR – это отличный неразрушающий способ для поиска неполадок и точного определения безопасного производственного темпа, не требующий остановки работы” (рис. 1).

Рис. 1. Инспекция печи атмосферной колонны в Petroval

Штаб-квартира Petroval находится в Гавре (Нормандия, Франция). Компания основана в 1990 г. и принадлежит TOTAL и Eurecat. Petroval также имеет офис в Хьюстоне, США (открыто в 2003 г.), а в 2011 г. открылся офис в Сингапуре. Petroval оказывает услуги более чем в 50 странах мира – более 80 % работ выполняются за пределами Франции.

ОХЛАЖДАЕМЫЕ И НЕОХЛАЖДАЕМЫЕ

Сейчас Petroval использует три тепловизора FLIR: один – с охлаждаемым датчиком и два – с неохлаждаемым. Охлаждаемый тепловизор – это FLIR Agema 550 с теплозащитой и фильтром пламени. В основном он используется для проверки внутри печей. Два неохлаждаемых тепловизора – FLIR ThermaCAM P50F (также с фильтром пламени) и FLIR P640 (в основном используется для внешних проверок изоляции).

По словам техников Petroval, все три тепловизора отлично справляются с задачами: “FLIR Agema 550 – очень точный и чувствительный прибор. FLIR ThermaCAM P50F не так чувствителен к небольшим изменениям температуры. Однако он оснащен неохлаждаемым датчиком, благодаря которому можно начать работать с FLIR ThermaCAM P50F, не дожидаясь завершения работы системы охлаждения. При использовании охлаждаемой камеры обычно требуется примерно 5 минут работы системы охлаждения перед тем как

камера может быть применена. Третий тепловизор FLIR P640 – отличный инструмент для проверок изоляции и электрического оборудования”.

FLIR P640: ПРОСТ В ОБСЛУЖИВАНИИ, ИДЕАЛЕН ДЛЯ ПРОФИЛАКТИЧЕСКИХ ПРОВЕРОК

Тепловизор FLIR P640 имеет неохлаждаемый детектор, создающий изображения 640×480 пикселей. FLIR P640 идеален для профилактики благодаря встроенным функциям: лазерному указателю, функции “Картинка в картинке” и Thermal Fusion для объединения теплового и визуального изображений. «FLIR P640 очень быстро работает и прост в использовании. Все отлично – небольшие горячие участки с дефектами изоляции видно даже на расстоянии в 50-100 метров.

FLIR GF309: ПО ПОСЛЕДНЕМУ СЛОВУ ТЕХНИКИ

FLIR Agema 550 и FLIR ThermaCAM P50F – старые модели, уже не продаваемые FLIR Systems. Сегодня самым современным устройством для инспекций печей является FLIR GF309. Кроме того, это тепловизор двойного назначения, который можно использовать как при высоких температурах (печи), так и для тепловой проверки механических или электрических деталей. Поэтому эти тепловизоры идеально подходят для мониторинга любых печей, нагревателей и котлов, в частности, в химической, нефтехимической и коммунальной отраслях (рис. 2).

FLIR Agema 550 оснащен охлаждаемым датчиком на основе силицида платины (PtSi). Детекторы из этого материала менее чувствительны, чем детекторы из антимонида индия (InSb), являющегося сердцем нового тепловизора FLIR GF309 (рис. 3).

FLIR предлагает тепловизоры двойного назначения лучшего качества, так как датчики на основе InSb более стабильны и чувствительны, чем неохлаждаемые датчики на основе PtSi или BB.

- Двойное назначение – проверка печей и профилактика.
- Датчик на основе антимонида индия 320×240 пикселей.
- Охладитель Стирлинга.
- Тепловая чувствительность <25 мК.
- Диапазон температур: –40 ... +1500°C

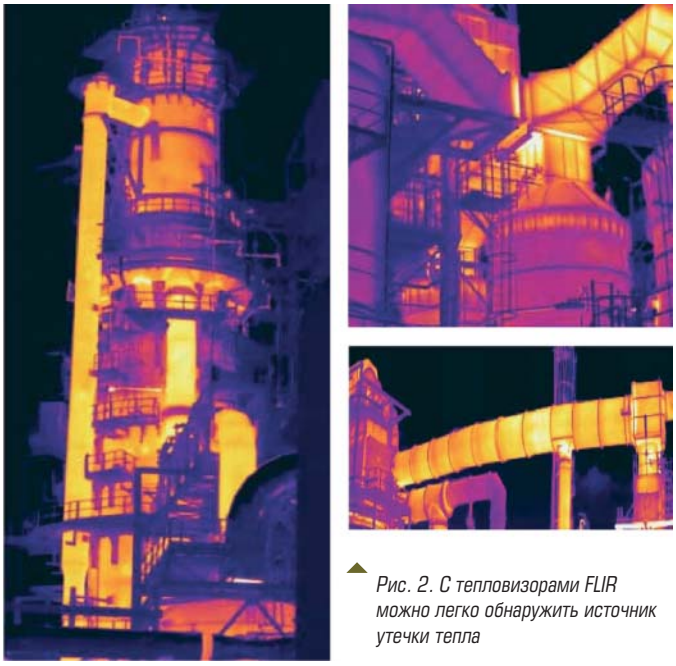


Рис. 2. С тепловизорами FLIR можно легко обнаружить источник утечки тепла

- Вес: всего 2,4 кг .
- Встроенные: запись видео, камера, лазерный указатель.
- Встроенный GPS.
- Большой ЖК-дисплей, подвижный видоискатель.

Датчик на основе InSb тепловизора FLIR GF309 создает изображения 320×240 пикселей. Охладитель Стирлинга понижает температуру датчика и фильтра до почти криогенных температур для повышения количественной чувствительности. Прибор выдерживает свыше 300 °C, позволяя замерять температуру до 1500 °C и выполнять визуальный осмотр внутренних деталей печей и котлов, скрытых пламенем, продуктами горения и пылью.

Рис. 3. Тепловизор FLIR GF309

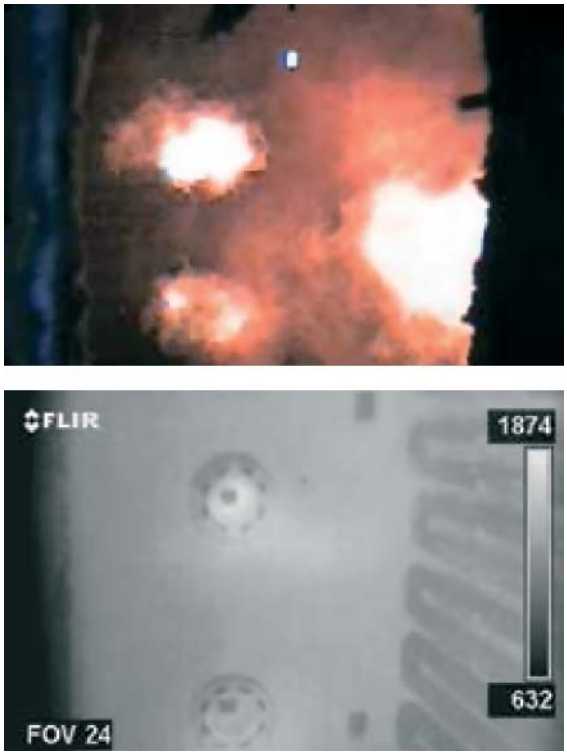


Рис. 4. Благодаря встроенному фильтру пламени FLIR GF309 видит сквозь огонь и даже измеряет температуру трубы

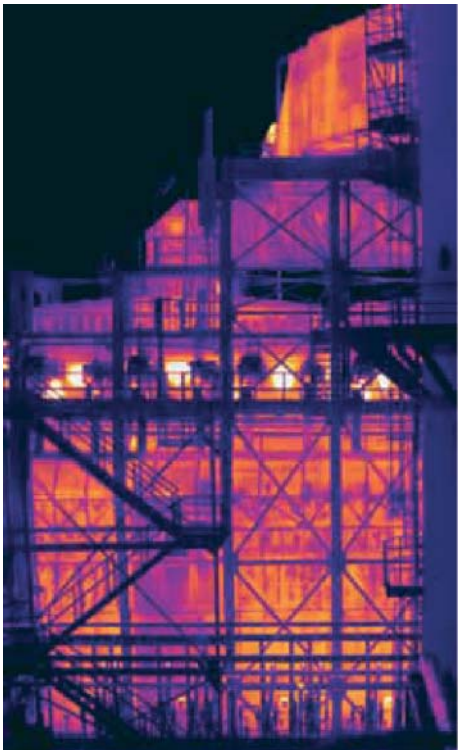


Рис. 6. Изображение печи с расстояния примерно 80 м, полученное тепловизором FLIR P640

Камеры снимают в реальном времени видео, отдельные кадры которого можно сохранить как картинки. Изображения можно просмотреть на видоискателе с ЖК-экраном с диагональю 4,3" и разрешением 800x480 пикселей. Специально разработанный для работы в огне GF309 также оснащен съемным тепловым щитком, предназначенным для отражения тепла от камеры и оператора и повышающим степень защиты.

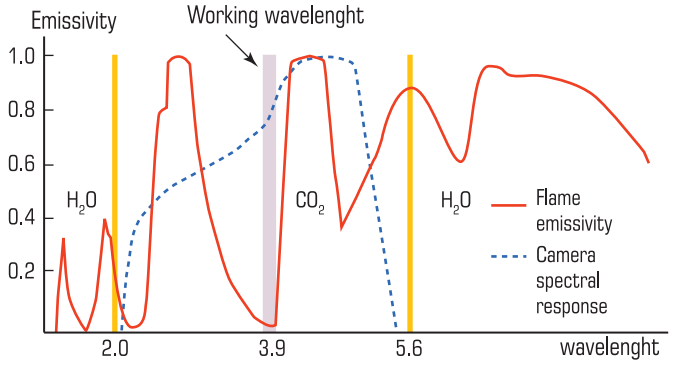


Рис. 5. Небольшая серая область показывает ту часть спектра, в которой сочетание высокой чувствительности камеры и низкой интенсивности излучения огня позволяет видеть сквозь пламя

ФИЛЬТР ПЛАМЕНИ

FLIR GF309 оснащен фильтром пламени, который пропускает волны определенного диапазона(рис. 4). Открытое пламя излучает гораздо больше тепла на определенной длине волны, а на других – почти не производит никакого теплового излучения. Фильтр пламени в FLIR GF309 ограничивает спектральную чувствительность до диапазона 3,8-4,05 мкм. Так как все излучение, кроме определенной части спектра, отфильтровывается, тепловизор способен видеть прямо сквозь огонь и замерять температуру даже через очень жаркое пламя (рис. 5). Благодаря этому тепловизоры с таким фильтром являются очень удобным инструментом для проверок печей.

МИНИМИЗАЦИЯ ПРОСТОЕВ

По словам Турнье, тепловизоры FLIR – отличный инструмент для профилактического обслуживания печей и котлов: “С тепловизором вы сразу видите слабые места. Например, если в какой-то трубе есть протечка, то вы можете заранее купить замену и минимизировать простой в работе” (рис. 6).

БЫСТРОЕ ОБНАРУЖЕНИЕ ДЕФЕКТОВ

С помощью тепловизора можно обнаружить множество дефектов печей. Турнье поясняет: “Можно увидеть повреждение огнеупорного материала, проверить форму пламени, иногда видны отложения мусора на трубах, ухудшающие теплопередачу и снижающие температуру продукта. Огнеупорные блоки теплового излучения могут отвалиться и повредить горелки и трубы. Можно также увидеть потухшие или бьющие по трубам горелки. Мы следим и за окислением, так как это негативный процесс – проржавевший участок трубы может облупиться и ухудшить теплопередачу. Проверка и профилактика печей тепловизорами FLIR обеспечивает эффективность и безопасность всего производственного процесса”.

“Измеряя температуру, можно обнаружить засоры труб, так как наличие кокса в трубах обусловлено высокими температурами (рис. 7, 8), – продолжает Турнье. – Иногда слишком мощное пламя может нагреть трубу до температуры выше предельно допустимой, что в сочетании с давлением в засоренной трубе может вызвать разрыв и утечку. Засоры в трубах будут отражены на экране наряду с температурой металлических поверхностей”.

ТЕПЛОВИЗОРЫ FLIR СПОСОБНЫ НА БОЛЬШЕЕ

По словам техников Petroval, точечные приборы измерения температуры вроде термопар дают слишком мало информации о том, что происходит внутри печи: “Через смотровые окна видно внутренности, но огонь, продукты сгорания и пыль скрывают трубы и горелки во время работы. С помощью измерительных приборов типа термопар можно выявить некоторые проблемы, но они всего лишь производят измерение в одной точке. На тепловом изображении температуру можно увидеть на каждом пикселе из 320×240 или 640×480”.

“Используя ПО FLIR Reporter, мы анализируем записанные термографические данные для поиска мельчайших деталей”, – продолжает Турнье.

НЕТОЧНОСТЬ ТЕРМОПАР

Одна из основных целей при инспекциях печей и котлов – проверить температурные показания термопар. “Со временем качество работы контактных измерительных приборов на основе термопар ухудшается, понижается точность измерений. Часто перерабатывающие заводы могут работать гораздо эффективнее, но из-за неточных показаний термопары мощность ограничивается безопасными значениями. С помощью тепловизоров FLIR мы можем проверить точность показаний термопар – перерабатывающие заводы обычно могут безопасно повысить объем производства. Без тепловизоров FLIR проверить показания термопар было невозможно, – продолжает Турнье. – Мы не знали, безопасно ли повышать выработку. Теперь мы точно можем сказать, безопасно это или нет. Многие посещенные нами объекты давали 30 000 тонн в день, а после проверки тепловизорами выяснялось, что 32 000 тонн – тоже реальная и безопасная норма выработки”.

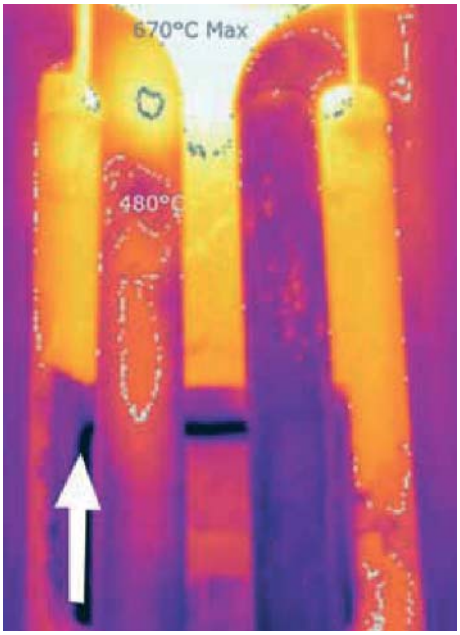


Рис. 7. Коксообразование на реакторном подогревателе сырья

Рис. 8. Датчик термопары вводится в печь. Турнье использует значения температуры для точной настройки тепловизора

ГОДЫ ОПЫТА

Однако Турнье предупреждает о том, что проверка печи – это не только наведение камеры и нажатие кнопки: “Как бы ни было важно наличие тепловизора, это еще не самое главное. Операторы Petroval имеют многолетний опыт проведения тепловизионных проверок и анализа ИК-изображений, а также навыки в работе с промышленными печами и котлами. Например, мы используем собственноручно изготовленные тестеры для проверки точности тепловизоров. Мы вводим тестер в печь и держим его около проверяемой трубы. Внутри тестера находится термопара, в точности которой мы уверены – она показывает точную температуру. Затем мы меняем параметры излучения, чтобы уравнять температурные показания, полученные тепловизором и тестером. Так как коэффициент излучения различен для каждого используемого материала, мы делаем тестер для каждого типа трубы в промышленной печи”.

ТЕПЛОВИЗОРЫ FLIR: ЛУЧШИЙ СПОСОБ ИНСПЕКЦИИ ПЕЧЕЙ

“Если у вас есть опыт и необходимое оборудование, то использование тепловизоров FLIR – действительно лучший способ проверок печей”, – резюмирует Турнье. – Это отличный бесконтактный и неразрушающий способ получения качественной и количественной информации, предотвращающей или минимизирующей простой объекта”.

FLIR Systems Россия.
Телефон/факс +7 (495) 669-7075.
E-mail: flir@flir.com http:// www.flir.com

ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ АВТОМАТИЗАЦИИ

ПТА

ВЫСТАВКА

Санкт-Петербург

VII Международный специализированный форум

«ПТА. Нефтегаз — Санкт-Петербург 2011»

ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ АВТОМАТИЗАЦИИ. НЕФТЕГАЗ — САНКТ-ПЕТЕРБУРГ 2011

26–28 октября 2011

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЗАЛ «АССАМБЛЕЯ»

Санкт-Петербург, ул. Таврическая, д. 10

В программе форума:

Выставка «ПТА. Нефть. Газ. Попутный газ»

Основные темы:

- Модернизация предприятий нефтегазового комплекса
- Автоматизация технологических процессов на предприятиях нефтегазового комплекса
- Контрольно-измерительные технологии и метрологическое обеспечение нефтегазовой отрасли

Конференция «ПТА. Энергоэффективное распределение и потребление нефти и газа»

Основные темы:

- Добыча и подготовка нефти и газа: системы автоматизации и контроля для утилизации попутного газа и тепла
- Запасы нефти и газа: системы учета, измерения, метрологическое обеспечение
- Автоматизация технологических процессов нефте- и газопереработки. Промышленная безопасность
- Транспортировка и распределение нефти и газа: системы мониторинга и диспетчеризации
- Использование средств автоматизации и учета на этапе потребления нефтегазовых ресурсов
- Экология выбросов и отходов. Автоматизированные системы экологического мониторинга

Санкт-Петербург
Тел.: (812) 448-03-38
E-mail: spb@pta-expo.ru

Организатор:
Экспоэлектроника
www.pta-expo.ru/spb/

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

EMERSON ОБЪЯВЛЯЕТ О НАЧАЛЕ ПРОДАЖ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОННЫХ ВЫНОСНЫХ СЕНСОРОВ ROSEMOUNT 3051S ERS В РОССИИ

Компания Метран

Для точных и быстрых измерений уровня в ректификационных колоннах и других высоких резервуарах без импульсных линий, капилляров и без оглядки на температуру окружающей среды есть уникальное решение с цифровой архитектурой от Emerson.

Многие предприятия для измерения уровня используют датчики давления, потому что эта технология подходит для различных процессов, широко распространена и применяется уже долгое время. Обычно используется датчик перепада давления вместе с импульсными линиями или капиллярами и выносной мембраной. Однако существуют применения, как, например, ректификационные колонны или просто высокие емкости, стоящие на открытом воздухе, с широким диапазоном температур эксплуатации, где требуется значительная длина импульсных линий или капилляров. Использование традиционных систем в таком случае влечет за собой несколько значимых проблем. Применяемые импульсные линии ненадежны, их приходится проверять на наличие утечек и засорение, конденсация и испарение влияют на точность показаний. Эффект от воздействия температуры окружающей среды увеличивается из-за большой длины импульсных линий или наличия капилляров. Кроме того, оборудование, эксплуатируемое при низких температурах, зачастую требует встроенного электрообогрева.

Решение таких проблем – задача Emerson. Поэтому глобальный инженерный центр в Челябинске, где создаются решения, применяемые по всему миру, разработал систему электронных выносных сенсоров Rosemount 3051S. Новая система электронных выносных сенсоров (ERS) позволяет устранить те проблемы, с которыми заказчик может столкнуться в таких применениях. Это стало возможным благодаря тому, что механические импульсные линии и капилляры в системе ERS (рис. 1) заменены цифровой системой, состоящей из двух датчиков давления 3051S, соединенных электрическим кабелем. Перепад давления вычисляется в одном из двух датчиков и передается в виде сигнала 4-20 мА + HART.

Основное преимущество системы 3051S ERS заключается в улучшенных рабочих характеристиках. Дело в том, что при большой длине импульсных линий и капилляров зачастую приходится сталкиваться с повышенным дрейфом показаний и задержками во времени отклика. При изменении температуры внешней среды меняется плотность и объем заполняющей жидкости в капиллярах или воды в импульсных линиях, а это в свою очередь приводит к дрейфу показаний. Использование системы 3051S ERS позволяет устранить эти проблемы, а цифровая архитектура обеспечивает более устойчивые измерения при значительных колебаниях температуры. Кроме того, значительно снижается время отклика.

Второе преимущество системы 3051S ERS – это простота в использовании. Отсутствие механических компонентов значительно упрощает процесс монтажа. Один специалист отдела КИП может без труда установить отдельно каждый датчик, а затем соединить их обычным электрическим кабелем необходимой длины. При этом обеспечивается:

- возможность подключения проводов питания и ЖК индикатора сверху или снизу;
- технологические соединения с фланцами, клапанными блоками и разделительными мембранами;
- легкий доступ к информации благодаря выносному индикатору.

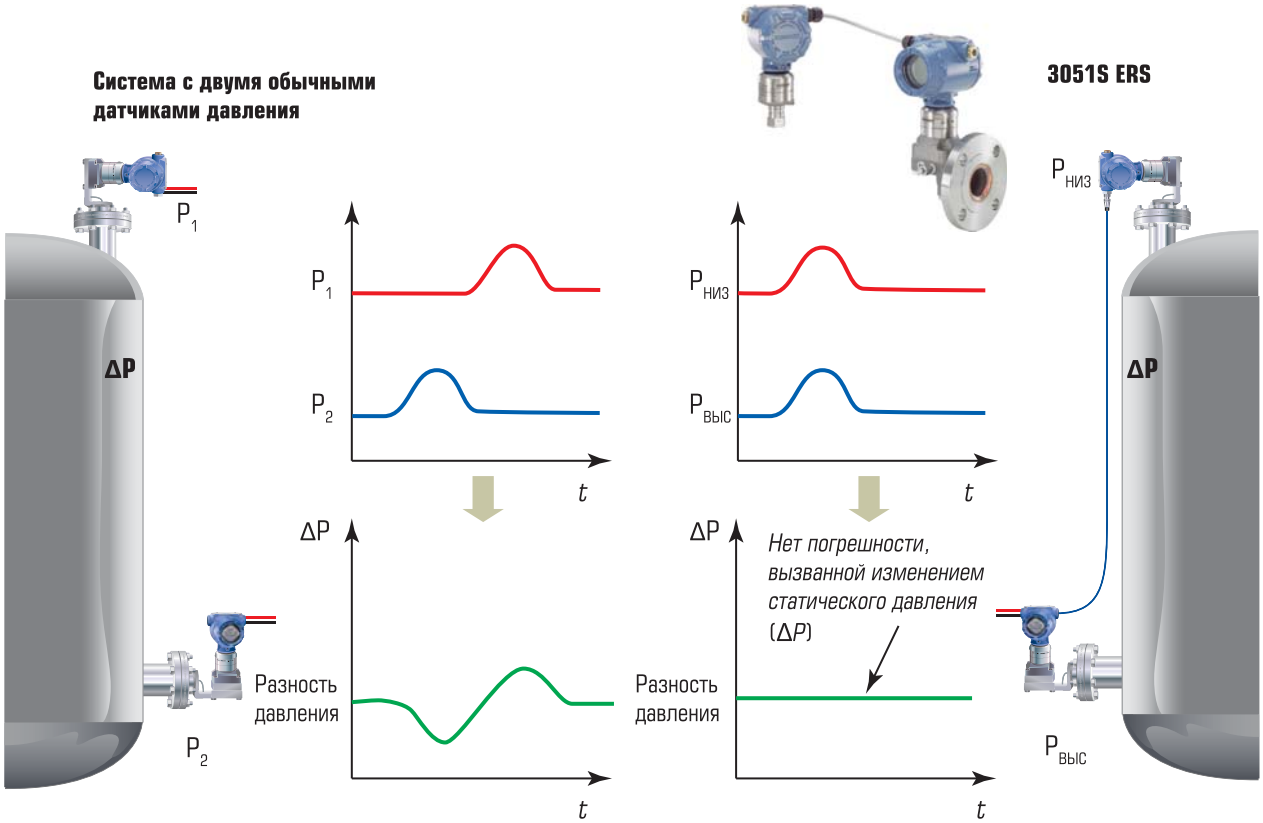


Рис. 1. Установка системы электронных выносных сенсоров Rosemount 3051S ERS

Еще одно преимущество системы ERS заключается в том, что она дает дополнительную возможность измерения различных параметров, что недопустимо в случае использования традиционных датчиков перепада давления. Когда вы применяете датчик перепада давления с импульсными линиями или капиллярами, вы получаете только показания перепада давления. Перепад давления – важнейший параметр, измеряемый при эксплуатации резервуара или колонны, но он не сообщает всех данных. С системой ERS, помимо перепада давления, вы сможете получать данные о давлении с каждого датчика, температуре модуля датчика, а также иметь возможность настроить систему для получения данных об уровне или объеме, в зависимости от того, что выберете. Это возможно благодаря многопараметрической технологии MultiVariable™, которая выдает информацию, необходимую для расширенного контроля и управления технологическими процессами.

Может возникнуть резонный вопрос: “Можно ли самим сделать систему, используя два датчика давления?” Ответ: “Можно, но это будет дороже, измерения будут менее точными, и использовать такую систему будет сложнее”. Один из ключевых моментов, связанных с технологией ERS, заключается в том, что в данной системе используется запатентованный алгоритм, синхронизирующий показания обоих сенсоров, прежде чем рассчитать разность давлений. Например, если давление в резервуаре меняется даже незначительно и сигналы давления не синхронизированы, это приведет к дрейфу измерения при расчете разности давлений. Также при использовании двух датчиков потребуется в два раза больше электромонтажа, в два раза больше точек ввода/вывода, и, в конечном счете, потребуется дополнительно программировать распределенную систему управления. Наконец, это более сложный способ калибровки или подстройки измерения разности давлений.

Таким образом, за счет уникальной цифровой архитектуры ERS-системы, исключающей механические части, достигается:

- нечувствительность к перепаду температур, а, соответственно, устранение смещения показаний;
- снижение времени отклика более чем на 90 %;
- измерение нескольких параметров одновременно;
- упрощение установки;
- обеспечение легкой интеграции и настройки;
- снижение частоты ремонтов и количество процедур по техническому обслуживанию;
- обеспечение большей “прозрачности” техпроцесса и повышение производительности.

Рис. 2. Сенсор ERS высокого давления, установленный внизу резервуара

Рис. 3. Сенсор ERS низкого давления, установленный наверху резервуара

Существуют технологические процессы, где необходимо точно отслеживать и контролировать давление газовой подушки в резервуаре, и благодаря системе ERS можно получить данную информацию с помощью хост-системы с поддержкой HART, используя сигналы 4-20 мА с конвертером сигнала Tri-loop или посредством беспроводной связи с THUM-преобразователем (сигнала HART в беспроводной) (рис. 2, 3).

Максимальный эффект от использования системы 3051S ERS достигается на ректификационных колоннах, высоких резервуарах и других применениях, например, с длинными переходами и широким диапазоном температур, в таких процессах, как: хранение химреагентов в резервуарах, варка крафт-целлюлозы в котлах, ферментация, реакция алкилирования, брожение пива.

Применение новейших технологий не означает сложностей и многочасового обучения. Система 3051S ERS – это модернизированный вариант проверенной и хорошо знакомой технологии измерения уровня методом перепада давления в цифровом исполнении. Она стала первым решением, разработанным уральским инженерным центром, которое теперь активно применяется по всему миру. Заказать эту систему на территории России вы сможете уже до конца текущего года. Воспользуйтесь возможностью получить результаты, которые раньше казались недостижимыми. Компания Emerson обладает набором инструментов и опытом для успешного внедрения системы 3051S ERS и других инновационных технологий.

МЕТРАН™

Дополнительную информацию о системе вы можете получить из раздела www.metran.ru/ERS, а также из обучающих семинаров, проходящих в рамках школы автоматизации на базе ПГ "Метран", записавшись по телефону (351)799-51-51 или оставив заявку на сайте.

EMERSON™ Process Management

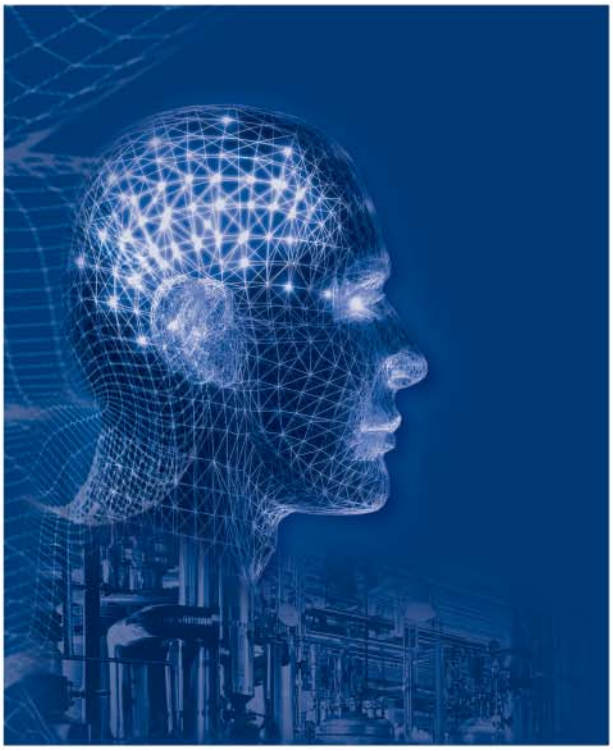
НОВОСТИ

Emerson сообщает о запуске продаж нового многопараметрического преобразователя Rosemount® 3051S MultiVariable™, упрощающего измерение расхода методом переменного перепада давления

Многопараметрический преобразователь 3051S MultiVariable™ повышает производительность и совершенствует процесс управления расходом энергии, повышая уровень соответствия требованиям по защите окружающей среды.

Многопараметрический преобразователь Rosemount 3051S MultiVariable™ (3051SMV) теперь доступен к применению в России. Многопараметрический преобразователь 3051SMV заменяет 10 различных приборов и устройств традиционного расходомерного узла на базе стандартной диафрагмы благодаря способности измерять три переменные процесса и вычислять мгновенный массовый расход и расход тепловой энергии. Прибор увеличивает эффективность, снижает энергозатраты и помогает выполнять требования по защите окружающей среды.

Более подробную информацию о продукте можно найти на сайте ***www.metran.ru/3051SMV.***



АВТОМАТИЗАЦИЯ

XII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

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

23 - 25 ноября 2011
Санкт-Петербург, СКК

Организаторы выставки:
FarEXPO IFE
Техно&Ком

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

Конкурс статей
Автоматизация в промышленности: опыт применения

Выставочное объединение "ФарЭкспо" и журнал "Автоматизация в промышленности" объявляют о проведении Конкурса лучших научно-технических статей "Автоматизация в промышленности: опыт применения".

Конкурс приурочен к 12 Международной специализированной выставке "Автоматизация 2011", которая пройдет 23-25 ноября 2011 г. в Санкт-Петербурге.

Номинации Конкурса: опыт применения технических средств автоматизации; опыт применения алгоритмического и программного обеспечения; опыт применения производственных автоматизированных систем; опыт реализации инжинирингового проекта и др.

Условия проведения Конкурса

1. К участию в конкурсе приглашаются фирмы промышленной автоматизации вне зависимости от их планов по участию в выставке "Автоматизация 2011".
2. Заявки для участия в Конкурсе принимаются до 1 сентября, конкурсные статьи – до 1 октября 2011 г.
3. Статьи, присылаемые на Конкурс, должны описывать опыт выполнения проектов, реализованных на базе различных средств и систем автоматизации, со степенью детализации, позволяющей в дальнейшем специалистам воспользоваться представленной информацией при подготовке к проведению аналогичных работ. Не допускается наличие открытой рекламной информации о продуктах и фирме-участнике конкурса.
4. Формируется конкурсная комиссия.

Подведение итогов Конкурса

• 23 ноября 2011 г. в рамках выставки "Автоматизация 2011" в СКК (С.-Петербург) состоится однодневный семинар "Автоматизация в промышленности: опыт применения", к участию в котором приглашаются авторы статей, прошедших конкурсный отбор. Семинар завершается обсуждением за Круглым столом: "Уроки практической автоматизации: от теории к реальности".

Участие для слушателей семинара – бесплатное. Требуется предварительная регистрация на сайте http://www.farexpo.ru/ais/

• Награждение победителей конкурса состоится на церемонии торжественного открытия выставки "Автоматизация 2011".

• Все статьи, отобранные конкурсной комиссией, публикуются в журнале "Автоматизация в промышленности".

Подробности конкурса
www.avtprom.ru и www.farexpo.ru/ais

Организаторы конкурса:
АВТОМАТИЗАЦИЯ в промышленности
FarEXPO IFE

КОМПАНИЯ Cardinal Ethanol – УСТОЙЧИВОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА ОБЕСПЕЧИВАЕТСЯ СИСТЕМОЙ С ШИРОКОЙ ОПТИМИЗАЦИЕЙ УПРАВЛЕНИЯ

Джереми ХЕРЛИН (Jeremey HERLYN) (компании Cardinal Ethanol)

Достижение высочайшего уровня эффективности процессов способствуют успешной конкуренции в промышленности.

Компания Cardinal Ethanol является промышленным предприятием, производящим 100 миллионов галлонов этанола в год, расположенным на востоке центральной Индианы вблизи Юнион-Сити. Предприятие начало работать в ноябре 2008 г. и переработало 36 миллионов бушелей местной кукурузы, произвело приблизительно 100 миллионов галлонов этанола и 320000 тонн сухой кормовой барды с растворимыми веществами (DDGS) и кукурузного масла, тогда как выпуск пищевого CO_2 составил 53000 тонн в год. Штат служащих из 49 человек работает в современном здании, построенном с применением самых последних достижений в оборудовании и автоматизированной технике управления для производства топливного этанола.

Руководство предприятия озабочено нестабильностью производства, связанной с колебаниями потребительских цен на исходное сырье, кукурузу и конечный продукт, этанол. Цель компании состоит в последовательном достижении высокого уровня эффективности процесса, чтобы успешно конкурировать в отрасли.

Компания Ethanol сосредоточивает внимание на четырех главных целях:

1. Максимизировать выход продукции (галлоны на бушель) посредством результативных производственных операций.
2. Улучшить продуктивность через использование лучших в своем классе технологий.
3. Оптимизировать производственные прибыли путем сокращения потребляемой энергии.
4. Обеспечить топливом развитие американской экономики.

В течение шести месяцев, которые совпали с финансовым кризисом 2008 г., возможности производства этанола были существенно ограничены, что связано с сокращением товарного спроса. Производители биотоплива рисковали стать банкротами. Однако руководители Cardinal Ethanol постепенно продвигали и наращивали производство, строго нацеливая функционирование на наибольшую возможную эффективность. Расширение переработки кукурузы в этанол приводило к колебаниям прибыли от очень малой до негативной, но на предприятии продолжали уделять внимание увеличению производственных прибылей, зная, что всегда можно работать лучше. Руководители Cardinal Ethanol с помощью своих финансистов поддерживали позицию инвестирования в «надежные технологии», чтобы достичь «надежного увеличения прибыли».

Компания Rockwell Automation предложила Cardinal Ethanol рассмотреть реализацию технологии оптимизации управления с прогнозирующей моделью (MPC) в масштабе предприятия, чтобы помочь компании достигнуть своих целей. После внимательного рассмотрения было выбрано решение Rockwell Software Pavilion8 MPC, главным образом благодаря ведущему положению Rockwell Automation в промышленности и опыту, который она имеет в многокомпонентной оптимизации в масштабе предприятия. Кроме того, Rockwell Automation имеет достижения в выполнении проектов, которые хорошо известны и не имеют равных в производстве этанола.

ПОЧЕМУ БЫЛА ВНЕДРЕНА MPC?

Рассмотрим простой производственный процесс с перерабатываемым сырьем, потоком реагента для процесса, паровой энергией и конечным продуктом. Этот несложный процесс

представлен на рис. 1. Он имеет две ключевых управляемых переменных, качество продукта (A) и производительность (Fx). Однако, для этого существует возможность воздействовать на расход исходного сырья (F), расход реагента на процесс (F) и энергию, подводимую к оборудованию (Q). Имеется три настраиваемых переменных, предназначенных для управления двумя выходами. Вопрос в том, что является лучшей комбинацией переменных для управления качеством и расходом конечного продукта процесса?

В технологическом процессе существует взаимодействие между исходным сырьем, реагентом процесса и энергией из-за химии и термодинамики процесса. Например, в потоках исходного сырья и реагента есть энергия, и они будут взаимодействовать с теплом, подводимым от источника парового обогрева (Q). Наличие этих взаимодействий потоков внутри производственного процесса затрудняет управление производством, особенно в многопоточных и многокомпонентных процессах. Хотя этот вопрос был, вероятно, рассмотрен при первоначальном конструировании оборудования и системы управления, традиционный способ уменьшения сложности элементов управления заключается в том, чтобы развязать и выбрать единственный контур управления (например, расход пара), который управляет температурой продукта. Питание или реагенты процесса не применяются для управления температурой, но в действительности они могут влиять, и при некоторых ограничениях в режиме может быть более хороший набор переменных для управления производством. Сложность этих управляющих взаимодействий объясняет, почему для успешной работы предпочитают опытных операторов, которые, по прошествии времени, научатся, как управлять и реагировать на взаимодействия. Более простые компоненты управления снимают сложность взаимодействия, но ценой потери степени свободы. Этим объясняется, почему многие производства имеют значительный потенциал, который не реализуется до тех пор, пока не внедряется система MPC.

Технология Rockwell Software Pavilion8 MPC вычисляет эти взаимодействия и объединяет их в расчете управляющих воздействий для компонентов управления в реальном времени. При этой технологии принимается во внимание многофакторное взаимодействие и рассматривается поведение процесса в динамике.

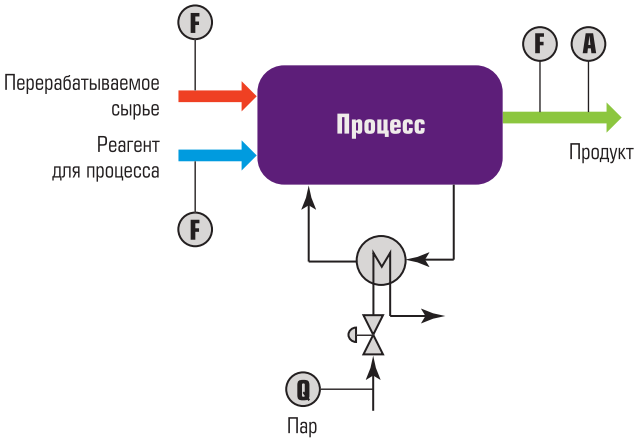


Рис. 1. Производственный процесс с перерабатываемым сырьем, потоком реагента для процесса, паровой энергией и конечным продуктом

Имея точные модели в системе, MPC технология использует производительность, энергию и реагенты для процесса более эффективно, в результате сберегая от 5% до 15% операционных прибылей, энергии или стоимости продуктов. Возрастающие стоимости сельскохозяйственных продуктов и увеличивающаяся стоимость энергии делает эти сбережения решающими для всех производств и независимо от экономического климата.

Компания Cardinal Ethanol задала два вопроса группе Rockwell Automation. Есть ли возможность оптимизировать производительность оборудования для производства этанола при наличии альтернативы между высокой производительностью и максимизацией переработки кукурузы в этанол при более высокой стоимости времени пребывания в процессе брожения? И возможно ли максимизировать уровень специфицированного этанола и сухой кормовой барды с растворимыми веществами (DDGS) наряду с минимизацией стоимости энергии за галлон продукции? Компания Cardinal осознавала, что для прогнозирования решений по этим двум практическим вызовам необходима хорошая модель.

Поскольку процесс получения этанола в несколько раз сложнее, чем получение одного простого продукта на установке в одну стадию, компания Cardinal реализовала MPC, чтобы реагировать на такие сложные вызовы, как многочисленные ограничения на оборудование/технологические потоки, ограничения на спецификации этанола и DDGS, а также и 65-часовая длительность производственного процесса от размельчения кукурузы до выхода конечных продуктов, спирта и DDGS.

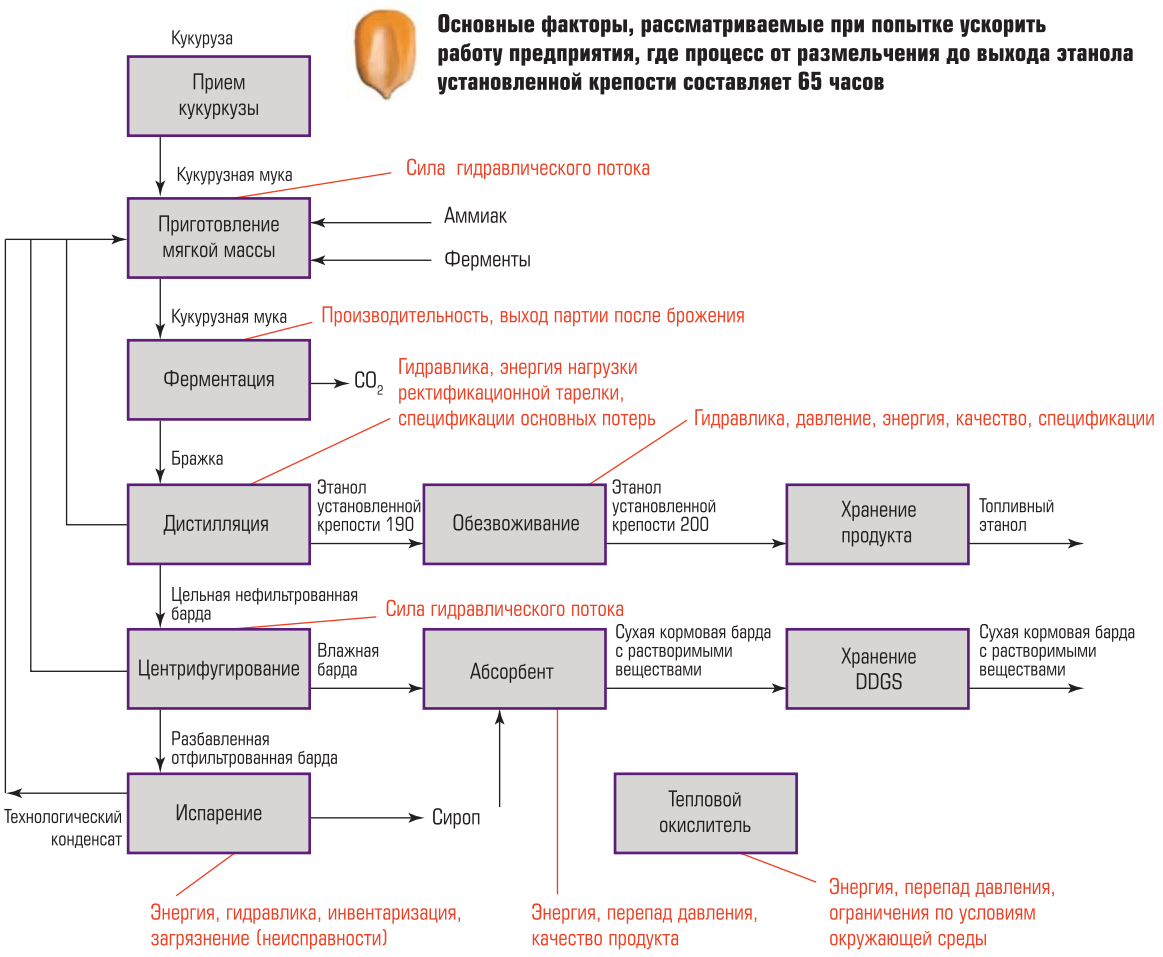


Рис. 2. Ввод в эксплуатацию всех компонентов производственного процесса от размельчения кукурузы до выхода конечных продуктов, спирта и DDGS

Все переменные и динамика их реакции на изменения расхода питания, энергии и качества были введены из заводских данных, собранных во время испытаний, и данных предыстории, накопленных на оборудовании компании Cardinal Ethanol.

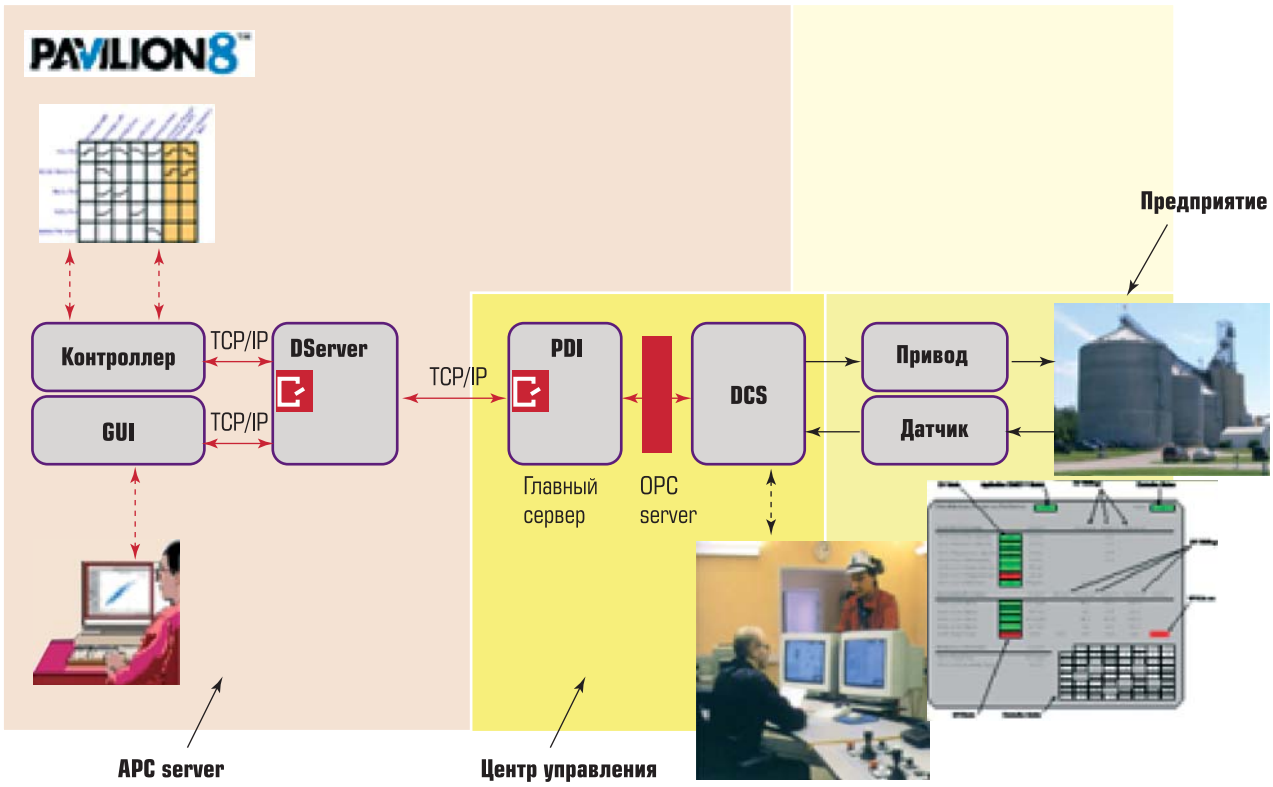
Три месяца ушли на испытания и девять месяцев – на ввод в эксплуатацию всех компонентов (рис. 2)

Задействованная в режиме реального времени система обеспечила стабилизацию производства посредством сокращения изменений в процессе, осуществления плавных переходов и унификации рабочих функций между бригадами и дневными/ночными сменами. Это значительно сократило колебания производительности.

Техника Pavilion8 MPC была установлена в три этапа: заводские испытания, моделирование и ввод в эксплуатацию/оптимизация. По проекту потребовался сервер с сетевой структурой для распределенной системы управления (DCS), но не потребовалось покупать дополнительную аппаратуру. Система MPC объединила компоненты управления на предприятии от стадии измельчения кукурузы (помола) до стадии производства спирта установленной крепости 200.

Система стабилизировала высоту уровней глюкозы в бродильных аппаратах и затем довела уровень до минимального посредством точного управления питанием ферментации, температурами и добавками ферментов (плюс расчет времени добавления ферментов). Это увеличило превращение крахмала в этанол на постоянной основе, по существу выдавая больше этанола при том же количестве кукурузы, и добавило чистую прибыль предприятию, таким образом, увеличив возможности устойчивого развития предприятия (рис. 3) .

Внедрение MPC произвело улучшения, которые первоначально казались сложными



GUI – Графический интерфейс пользователя.
DServer – Программа, реализующая функции сервера для автоматической загрузки данных на удаленном хосте.
PDI – Портативное отображение базы данных Main data server – сервер основных данных.
OPC server – Сервер системы OLE для управления процессами.
DCS – Распределенная система управления.
APC server – сервер продвинутого технологического управления

Рис. 3. Система MPC объединила компоненты управления на предприятии от стадии измельчения кукурузы (помола) до стадии производства спирта установленной крепости 200

для выполнения на старте проекта, с тех пор все операции были нацелены на эффективное их улучшение посредством ежечасного и ежедневного наилучшего выполнения правил эксплуатации. Вместе с тем, решение Rockwell Software Pavilion8 MPC улучшило стабильность предприятия и сократило колебания главных переменных процесса, особенно процесса периодической ферментации. В результате успешность проекта подтверждают следующие эффекты:

1. Рост выхода этанола – 2,2%
2. Рост производства этанола – 10%
3. Сокращение энергии на галлон – 8,2:%
4. Полное одобрение операторами
5. Окупаемость меньше, чем за 12 месяцев

Проект был принят и превзошел ожидания компании Cardinal Ethanol, предприятие извлекло некоторые важные уроки из внедрения:

1. Проекты MPC помогают предприятию снять те факторы технологического процесса, которые могут ограничивать более высокую производительность, выход продукта или эффективность энергопотребления.
2. Пригодные средства управления включаются в проект MPC в качестве составляющих частей системы.
3. Система MPC значительно сокращает «углеродный след» в производстве этанола, увеличивая таким образом индекс устойчивого развития биотоплива.

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

СТРАНИЦЫ ИСТОРИИ ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

После отмены откупной системы бурение на Апшеронском полуострове начал в 1869 году бывший откупщик Мирзоев. Первая скважина так напугала ее хозяина и других нефтепромышленников, что способ поисков и добычи нефти бурением не решались применять в Баку последующие три-четыре года.

Из скважины, заложенной Мирзоевым вблизи нефтяных колодцев, в процессе бурения вырвался газ, шум которого оглушил всех окружающих. Из нее вылетали со страшной силой камни и песок. С большим трудом ствол скважины был забит камнями и глиной. Скважину обследовали “знатоки” нефтяного дела, и поскольку никогда раньше при проходке нефтяных колодцев ничего подобного не наблюдалось, это происшествие было приписано нечистой силе. Скважину окропили святой водой и поставили рядом с ней крест.

Только в середине 1873 года после фонтанов, полученных в Кудако, в Баку вновь попытались приступить к бурению.

Скважины, заложенные у естественных выходов вблизи аулов Балаханы, Сабунчи и Романы на берегу Биби-Эйбатской-бухты и в ряде других пунктов, где были известны выходы нефти, дали небывалые по мощности нефтяные фонтаны. У нефтепромышленников возникло убеждение, что каждый выход нефти на Апшеронском полуострове расположен на богатой “нефтяной жиле”, и стоит только вскрыть ее скважиной, как начнется бурное истечение нефти. Это убеждение возникло, так как бакинские нефтяные фонтаны своей грандиозностью поражали каждого видевшего их.

Первый же фонтан, ударивший с глубины всего 30 метров “на участке купца Вермишева, затопил нефтью все окрестности. Возникло несколько нефтяных озер, покрывшихся асфальтовой коркой. Фонтанирование скважины продолжалось два года. Появились предположения, что подобные фонтаны могут быть “вязаны лишь с крупными скоплениями нефти типа подземных озер”.

Не только из этой, но и из других скважин фонтанирующая нефть выносила с собой огромное количество породы, главным образом песка. В связи с большим выносом породы нередко под поверхностью земли возникали большие каверны (пещеры). В связи с этим происходили обвалы. В образовавшиеся воронки проваливались вышки и все буровое оборудование. Эти катастрофические случаи и давали материал для предположений о существовании в недрах Апшеронского полуострова нефтяных озер, подобных озерам, известным на поверхности земли.

Так как подавляющее число скважин, заложенных на Апшеронском полуострове у естественных выходов, давало нефть, не требовалось каких-либо специальных знаний для выбора буровых точек. Крупные фонтаны нефти били полной струей, разрушая буровые вышки и промысловые сооружения. Большая часть нефти при этом пропадала. Скопившаяся в земляных амбарах нефть, теряя легкие составные части, быстро густела, превращаясь в смолоподобную массу.

Скважины располагались на промысловой площади бессистемно. Вся площадь была разделена на множество участков, принадлежавших различным фирмам. Эти фирмы ставили скважины на границах участков с тем, чтобы подсосать нефть у соседей. В результате такой “разработки” пласты обводнялись. Скважины извлекали не больше 10-20 процентов нефти, насыщавшей пласты песков. Остальная нефть оставалась в недрах и получить ее после извлечения газа из пласта и его обводнения не удавалось.

Бурение в поисках нефти на всех площадях, где были известны выходы нефти, вели мелкие предприниматели и акционерные общества, капитал которых составлялся из вкладов многих пайщиков. Бурили без всякой системы на участках, раздробленных на мельчайшие доли. Всю добытую нефть скупали крупные акционерные компании, преимущественно иностранные, которым принадлежали все средства транспортировки нефти, ее переработка и сбыт. Нередко были случаи, когда владелец участка, для того чтобы освободить место для новой скважины, от которой он ждал большего притока, зажигал озеро с тяжелой нефтью, не находившей себе сбыта.

Изучением строения недр промышленники не интересовались, так как подавляющее число скважин давало нефть.

Закономерную приуроченность залежей нефти к куполообразным складкам отмечал ряд горных инженеров, посещавших Баку, но отчетливо это стало видно лишь после составления геологических карт основных районов, где велось бурение. Геологическое изучение шло очень медленно, так как оно велось на Апшеронском полуострове очень небольшой группой геологов государственного геологического комитета, которую возглавлял Д.В. Голубятников. Карты и описания промысловых площадей, составленные Д.В. Голубятниковым, использовались промышленниками в очень малой степени.

Основным толчком к закладке новых скважин служило не геологическое представление об условиях залегания нефти, а нефтяной фонтан, полученный на новом участке. Каждый фонтан вызывал возникновение "шайтан-базара" – бестолковой толкучки со столблением всех соседних участков, которые покупались или брались в аренду за бешеные деньги. При этом одни богатели в течение последующих нескольких месяцев, а другие превращались в нищих. В общем же огромные прибыли получали не мелкие предприниматели, занимавшиеся бурением, а крупные фирмы, скупавшие нефть. Эти фирмы ничем не рисковали, так как затрат на поисковое бурение они никаких не делали. Но именно эти фирмы и определяли направление работ – развитие их в одном районе и сокращение в другом. Так, например, в Бинагодах, где нефть оказалась тяжелой и содержала мало керосина, бурение не развивалось, так как эта нефть не находила сбыта. Месторождение осталось не разбуренным. Не развивалось бурение и в Сураханах, одном из лучших районов Апшеронского полуострова, так как здесь первые скважины дали слишком легкую нефть, также непригодную для получения осветительного керосина.

Несмотря на большое число скважин, пробуренных на Апшеронском полуострове до национализации промышленности, использовать их для геологического изучения строения недр было очень трудно. Геологическая документация велась крайне небрежно. Подавляющее большинство предпринимателей сознательно искажали геологические данные, полученные скважинами, с тем, чтобы ввести в заблуждение как своих соседей по участкам, так и государственный горный надзор.

Вслед за Баку в 1893 году началось поисковое бурение на нефть вблизи станицы Грозненской. В месте пересечения рекой Сунжей отрогов Сунженского хребта были известны выходы пропитанных нефтью песков. В XIX веке здесь была воздвигнута крепость, названная Грозной, и возникло казачье поселение. Казаки организовали добычу нефти колодцами в балке, получившей наименование Мамакаевской по имени владельца колодцев.

В 80-х годах прошлого века этот район посетил геолог А. М. Коншин. По просьбе промышленника Ахвердова им была намечена недалеко от выхода нефти первая скважина. Эта скважина при ее углублении до 60 метров дала грандиозный фонтан нефти. Скважина была заложена А. М. Коншиным на выпуклом изгибе пород – антиклинали. В течение нескольких месяцев неузнаваемой стала не только Мамакаевская балка, но и вся возвышенность, которая отражала в некоторой степени на поверхности земли очертания антиклинальной складки. Эта возвышенность, получившая наименование Грозненского хребта, отстоявшая в 15 километрах от крепости, закишела людьми. Одни вели здесь разбивку площади на квадратные участки и рытье пограничных канав, другие выбирали места для бурения скважин, ставя заявочные столбы, третьи рыли колодцы – шурфы в поисках нефтепроявлений. На колымагах и арбах, запряженных волами, везли сюда буровое оборудование и лесоматериалы для строительства-буровых вышек, бараков для рабочих и комфортабельных домов для администрации. На извозчичьих фаэтонах ежедневно приезжали все новые и новые предприниматели. Среди съезжавшихся дельцов большинство были иностранцы либо маклеры иностранных фирм, начавших до этого бурение на Апшеронском полуострове.

В станице и в окрестностях Мамакаевской балки развернули свою деятельность кабатчики и лавочники. На труде съезжавшихся сюда в поисках работы масс людей наживали себе капитал всевозможные мелкие и крупные дельцы и предприниматели.

Среди всех прибывших не было ни одного геолога. Нередко можно было наблюдать, как группа людей, собравшись для заложения скважины, выбирала точку для бурения на месте падения брошенной вверх фуражки. Вначале были застолблены все участки,

непосредственно примыкавшие к Мамакаевской балке, а несколько позже и весь Грозненский хребет. Вслед за первой скважиной Ахвердова зафонтанировали вскоре и другие скважины. Все они выбрасывали ровной струей темную нефть, покрывавшую трубы тонким слоем парафина. В Грозном не было катастрофических выбросов газа, так напугавших бакинских предпринимателей, и весть об открытии крупнейшего кладезя "черного золота" быстро разнеслась по всему миру.

Сюда наезжало все больше и больше представителей иностранных фирм. Спекуляция участками достигла наивысших пределов. Подавляющее большинство предпринимателей занималось не организацией бурения, а лишь продажей и перепродажей участков, скважин, различных материалов и оборудования. Бурение по-настоящему начиналось только на участках, попадавших на "нефтяные линии", то есть расположенных между ранее пробуренными скважинами, давшими нефть. Этот признак и был основным для повышения цен на покупавшуюся или арендовавшуюся площадь.

Никакой геологической документации бурения, по которой можно было бы представить строение недр, не велось. Промышленники стремились скрыть друг от друга результаты бурения и давали заведомо неверные сведения, отделываясь взятками царским чиновникам. Никакой сколько-нибудь целенаправленной разведки месторождения ни по площади, ни вглубь не велось. Через 10-15 лет после начала эксплуатации был выпущен весь газ, насыщавший нефть в разрабатывавшихся пластах, и фонтаны прекратились. Добыча велась желонками, причем воды добывалось больше, чем нефти. Все пласты были обводнены.

В 1902 году геолог И.Н. Стрижов, работавший руководителем промысла одной из английских фирм, предложил начать разведочное бурение на Алдынском хребте, расположенном по другую сторону, к югу от станицы Грозненской, превратившейся к этому времени в город. Хотя на Алдынском хребте и не было известно нефтепроявлений, И.Н. Стрижов исходил в своем предложении из геологического строения этой площади. Наличие куполообразного антиклинального поднятия, в недрах которого заключены те же слои, из которых была получена нефть, в Грозненском поднятии давало ему основание предполагать о существовании здесь залежей нефти. Предложение Стрижова не было реализовано, так как основной признак, которым пользовались в то время для начала бурения, – естественные проявления нефти – на этой площади отсутствовал. Бурение было начато здесь лишь в 1912 году, когда несомненным стало истощение запасов нефти в антиклинали Грозненского хребта.

На Алдынском хребте в 1912 году было открыто месторождение, которое, как выяснилось позднее, содержало значительно больше нефти по сравнению со старогрозненской промысловой площадью. Месторождение на Алдынском хребте получило наименование Новогрозненского. Не менее показательна для этого времени история поисков нефти в Дагестане – на побережье Каспия, в районах, расположенных между Грозным и Баку.

Нефтепроявления, известные в значительном количестве в передовых хребтах этой наиболее непроходимой и наименее изученной в то время области Кавказа, привлекли к себе в XIX веке внимание ряда исследователей и многих предпринимателей.

Посетивший Дагестан в 60-х годах прошлого столетия академик Г.В. Абих в одной из своих работ пишет: "Эта страна таит в себе гораздо больше природных богатств, чем обычно предполагают..." и дальше: "...я убедился, что Дагестан будет процветать". Абих сделал ряд сопоставлений между изученными разрезами пород в Дагестане с разрезами, описанными им в других районах Северного склона Кавказа. Он установил, что выходы нефти в Дагестане и Терско-Сунженской области связаны с одними по геологическому возрасту слоями.

Описание всех известных тогда выходов нефти провели в своих работах К. Лисенко, В. Меллер и профессор Петербургского горного института Н.Н. Барбот де Марни. Последний составил первую схематическую геологическую карту Дагестана и установил, что большая часть выходов нефти приурочена либо к сводам, либо к крыльям антиклинальных складок. До 90-х годов прошлого столетия разработка нефти колодцами велась в Дагестане всего в четырех-пяти пунктах, расположенных на болотистом берегу моря. Нефть, добывавшаяся в очень небольшом количестве, использовалась местным населением главным образом в качестве смазки осей арб и отчасти как топливо.

Много энергии в поисковые работы на нефть в Дагестане вложил в конце XIX века предприниматель Колесников, который начал бурение скважин у естественных выходов в целом ряде пунктов. Из скважин, пробуренных им в районе современного курорта Талги, расположенного в предгорьях недалеко от Петровска-порта (ныне столица Дагестанской АССР г. Махачкала), были получены небольшие притоки нефти, газа, а из одной из скважин – сероводородная вода. Организовать добычу нефти в Талгах не удалось. Открытая же бурением вода, как потом выяснилось, является одним из наиболее насыщенных сероводородом источников Европы, и в советское время здесь вырос курорт всесоюзного значения.

В районе урочища Уйташ, в 20 километрах к югу от Петровска-порта, Колесников предпринял первую в мире попытку разведки нефти при помощи штольни. Он с умением использовал геологические условия залегания пород, насыщенных нефтью. Видя, что песчаники, насыщенные тяжелой нефтью, залегают очень круто – с наклоном к Прикаспийской равнине – он решил подсечь их со стороны равнины слабо наклонной горной выработкой – штольней. Его расчеты были правильны, в штольне появилась первая нефть. При дальнейшей проходке и вскрытии нефтяных пластов нефть должна была поступать самотеком к устью штольни. Но низкий уровень техники того времени и отсутствие вытяжной вентиляции привели к катастрофе. В штольне появился газ, и произошел сильнейший взрыв и пожар. Штольня обвалилась, задавив всех работавших в ней рабочих.

Не дали заметных притоков нефти и скважины, бурившиеся Колесниковым в других пунктах Дагестана. Собранные им средства у частных предпринимателей иссякли, попытки получить дотацию у царского правительства успехом не увенчались. Поиски нефти в Дагестане Колесникову пришлось прекратить.

Не успел Колесников вывезти оборудование из Уйташа, как здесь появились агенты английских фирм. На островах Великобритании нефти не было, и английские предприниматели двинулись в ее поисках в самые дальние уголки земного шара. Во Владикавказе (Дзауджикау) представители английских фирм Листер и Кросби собрали в архивах подробнейший материал о нефтеносности дагестанских площадей и, сообщив все сведения своим хозяевам в Лондон, отправились на обследование нефтеносных площадей. Заброшенные

Колесниковым на урочище Уйташ участки были обнесены валами, и на них были оформлены заявки англичан. Вслед за тем были застолблены участки на побережье Каспия на землях аулов Каякент, Александркент и Джаванкент. Здесь на урочищах Неут-Кутан (нефтяной загон), Уллу-исти-су (большая горячая вода) нефть добывали колодцами с самых древних времен. Хозяева земель не хотели передавать их пришельцам, но англичане сумели получить необходимые разрешения у царского правительства. В Лондоне было организовано под названием “Англо-Русская нефтяная компания” общество, приступившее к поисковому бурению вдоль полотна новой железной дороги между станциями Каякент и Берекей.

На новоорганизованном разведочном промысле было вывешено объявление: “Англо-Русская нефтяная компания извещает всех, читающих сей документ, что она основана в Лондоне с целью владеть и эксплуатировать нефтеносные земли в Кай-таго-Табасаранском округе Дагестанской области Российской империи, с милостивого разрешения и по лицензии его императорского величества царя всероссийского”.

Англичане хотели захватить и прилегающую к их участкам площадь, расположенную в лесном болотистом массиве, недалеко от впадения реки Уллу-Чай в Каспийское море. Здесь была расположена берекейская группа “казенных” нефтяных колодцев. Эти колодцы в XIX веке эксплуатировались дербентскими

откупщиками, продававшими нефть горцам, возившим ее на арбах и вьюками в бурдюках в аулы нагорного Дагестана.

Колодцы привлекли внимание В.И. Козляковского, работавшего на строительстве железной дороги Грозный-Баку. Он организовал общество по разработке этого месторождения. Англичане опоздали, так как Козляковский уже начал бурение на Берекейской казенной даче. Акционерами его общества стали дербентские мелкие торговцы и чиновники. Капитал общества соответствовал "капиталу" его акционеров. Скважину, начатую бурением у естественного выхода нефти, удалось углубить всего до 182 метров, так как больше не хватило денег.

В.И. Козляковский поехал в Баку и стал искать новых акционеров. Вначале попытки его оказались неудачными, предприниматели предпочитали искать нефть на Апшеронском полуострове, где было больше шансов обогатиться, чем на новом, неизведанном месте. В Баку одним из самых могущественных хозяев нефтяных дел было крупнейшее промышленное общество "Товарищество братьев Нобель", контролировавшееся иностранным капиталом. Основатели этого общества – обрусевшие шведы – постепенно прибрали к рукам все нефтяное дело в Баку. Этому обществу принадлежали крупнейшие нефтеперегонные заводы, нефтепроводы, железнодорожные цистерны, нефтеналивной каспийский флот и многие другие механизмы, изобретавшиеся русскими людьми.

Дотации Козляковский от Нобеля не получил. Фирма согласилась лишь оплатить небольшую часть расходов, затраченных им на бурение скважины, с передачей ей целиком всех прав на дальнейшую разведку. После покупки скважины на нее был завезен новый, более мощный станок, после чего приступили к ее углублению. Велико было огорчение Козляковского и его бывших дербентских акционеров, когда фирма Нобель после углубления берекейской скважины всего на 8 метров получила из нее фонтан нефти. Немедленно весть о берекейском фонтане донеслась сначала в Баку и Грозный, затем в Петербург и облетела весь мир.

Болотистые заросли "казенной Берекейской дачи" и прилегающие к ней земли Берекейского аула и местного князя Уц-мия превратились мгновенно в наиболее оживленный пункт побережья Каспия. Все дербентские извозчики перекочевали в Берекей и еле успевали перевозить агентов нефтепромышленных фирм со станции на нефтеносную площадь, отстоящую в 5 километрах от дороги. Цены на земли, расположенные вблизи нобелевского фонтана, начали расти с каждым днем. За участки, которые вначале стоили пятьсот рублей, приехавшие дельцы предлагали сначала пять, затем пятнадцать и двадцать тысяч рублей. Приехавшие дельцы надеялись найти в Берекее счастье и превратиться мгновенно в крупных капиталистов. Ловцы наживы метались в ажиотаже от участка к участку, выискивали "знающих людей", расспрашивали местных жителей о выходах нефти, скупали участки, затем перепродавали их, ставили заявочные столбы на новых участках и внимательно следили – что делается у соседей. Берекейская казенная дача и прилегающая к ней территория были разбиты на восемьдесят участков. Они были застолблены 34 владельцами, большинство которых являлось представителями иностранных капиталистов. Бурением занимались всего несколько фирм, остальные выжидали результатов с тем, чтобы выяснить, где проходят "нефтяные линии". По участкам шныряли маклеры и различные дельцы, занятые "организацией" видимости работы и созданием "признаков богатой нефти".

В низовьях Уллу-Чая – топкие болота и озера, заросшие камышом. Весной и осенью здесь свирепствовала жестокая малярия. Смертность на промыслах росла с каждым днем. В разгар "малярийного сезона" останавливались все работы на буровых скважинах. Но как только начинались осенние заморозки, Берекей оживал. На место умерших и ушедших приходили новые люди. Продолжались бурение и добыча нефти. Над берекейскими болотами росли все новые и новые вышки. Фирма Нобель построила электростанцию, и паровые двигатели были заменены электромоторами. От промысла до станции были проложены узкоколейная дорога и нефтепровод. Среди леса поднялись два двухэтажных каменных дома Нобеля и множество саманных и деревянных домов и бараков других фирм.

Вслед за первым фонтаном вскоре на участках Нобеля зафонтанировали нефтью еще две скважины. Получили фонтанные выбросы нефти из скважин фирмы Бенкендорф и Мак-Гарвей. Каждый фонтан сопровождался шумом новых спекулятивных сделок по продаже, аренде и перепродаже участков. Но большая часть бурившихся скважин либо совсем не давала нефти, либо давала очень небольшие притоки, не окупавшие не только вложенного

в покупку участков капитала, но и расходов на бурение и эксплуатацию скважин.

В общей сложности в течение десяти лет разные фирмы пробурили всего 80 скважин, в большинстве случаев глубиной от 50 до 200 метров. Лишь несколько скважин было углублено до 300-600 метров.

Устойчивых фонтанов нефти не удалось получить. Несколько наиболее глубоких скважин дали мощнейшие фонтаны горячей соленой воды с образованием воронок, в которые провалились вышки и все буровое оборудование. Берекейское месторождение обследовало несколько геологов, в том числе геологи государственного геологического комитета Д.В. Голубятников и К.П. Калицкий. Д.В. Голубятников, исходя из изучения строения окрестностей этой площади, пришел к заключению, что нефтяное скопление связано со сводовой частью большой антиклинальной складки, протягивающейся на расстоянии 60 километров вдоль берега Каспийского моря вплоть до Дербента. К.П. Калицкий, произведя рад построений по дефектным геологическим разрезам скважин, полученных от промышленников, отрицал наличие в Берекее куполообразного поднятия. Вопрос об условиях залегания нефти остался невыясненным. Затраты, вложенные промышленниками в бурение и в строительство промысловых сооружений, не оправдались.

У предпринимателей рушились надежды на обогащение, и они один за другим стали покидать Берекей. Исчезли Мак-Гарвей, Бенкендорф, а еще раньше представители всех других фирм. Дольше всех продержались приказчики фирмы Нобель. Но к 1912 году и они свернули работы. Низовья Уллу-Чая обезлюдели. Остались брошенными казармы, сараи, остовы буровых вышек, местами покрытые толстым слоем известкового травертина, образовавшегося при фонтанировании скважин горячей водой. В каменных домах фирмы Нобель поселились совы и летучие мыши.

Неудачными оказались и работы Англо-Русской нефтяной компании на каякентской нефтяной площади, расположенной к северу от Берекея. Эта прибрежная низина, так же как и берекейская площадь, покрыта мощным слоем горизонтально залегающих осадков, отложенных Каспийским морем, воды которого только недавно отступили к востоку. Древнекаспийские осадки скрывают от взгляда геолога формы изгибов подстилающих слоев, с которыми связана нефть.

Англичане, обосновавшиеся в Каякенте, так же как и фирмы, работавшие в Берекее, приступили к бурению глубоких поисковых скважин без каких-либо предварительных геологических исследований. Им не было известно, как залегают нефтеносные слои ни до начала буровых работ, ни после того, как они пробурили восемь скважин, из которых некоторые достигли глубины 700-800 метров. Скважины закладывались частично у естественных выходов нефти, частично между ними, в надежде обнаружить “нефтяную линию”. Приезжавшие в Каякент геологи, произведя обследование окрестностей и прилегающих предгорий, отмечали, что, по всей вероятности, слои, залегающие под древнекаспийскими отложениями, сложены в антиклинальную складку. Но никто из них не мог сказать, где находится свод антиклинали, и с какой частью складки связаны известные выходы нефти.

Пробуренные скважины отметили лишь незначительные притоки нефти. Эксплуатации нефти организовать англичанам не удалось. К 1910-1911 годам они свернули свои работы вслед за фирмами, бросившими бурение в Берекее, и перебрались в Майкопский район, где в это время шла очередная погоня за “счастьем” в связи с новыми фонтанами нефти.

В 1909 году из скважины, заложенной вблизи станицы Нефтянской, ударил с глубины 74 метра фонтан легкой высококачественной нефти. В первый же день из этой скважины было выброшено более 500 тонн нефти. Фонтан бил на высоту до 60 метров. Количество нефти все увеличивалось, и по подсчетам горного надзора того времени более 10 тысяч тонн ее растеклось по окрестностям и было унесено водами речки Чекох. Тяжелый нефтяной газ, выделявшийся вместе с нефтью, стлался по балке, и, достигнув где-то вдали от скважины огня, воспламенился. Скважина запылала, разбрасывая кругом горящую нефть.

Описания этого грандиозного фонтана появились в газетах всего мира. К заросшим густым лесом склонам Северо-Западного Кавказа устремились со всех стран предприниматели. Разгорелся так называемый “майкопский бум”, привлекший внимание к району всех нефтепромышленников и крупных иностранных фирм. В первую очередь сюда бросились англичане. Все земли вокруг первых фонтанов были покрыты заявочными столбами. Спекулянты покупали и перепродавали друг другу заявочные столбы. На капиталистических биржах пронеслись финансовые бури,

Иван Михайлович Губкин (1871–1939) Русский учёный-геолог, основатель советской нефтяной геологии

вызвавшие не одно банкротство. Из огромного количества скважин, пробуренных на площади, получившей впоследствии наименование нефтяно-ширванской, большинство не обнаружило нефти, многие скважины не вскрыли вовсе песчаных пластов, обнаружив только глину. Поднявшаяся было высоко добыча начала катастрофически падать и со 150 тысяч тонн в 1912 году упала до 25 тысяч тонн в 1916 году. Бум оказался только бумом. Разработку месторождения почти забросили, несмотря на острую нужду в нефти во время первой мировой войны.

И. М. Губкин в самом начале своей геологической деятельности изучил по данным скважин, пробуренных на нефтяно-ширванской площади, своеобразные условия залегания нефти в Майкопском районе. И. М. Губкин наглядно показал, что для ведения бурения в поисках нефти нельзя ориентироваться только на естественные выходы нефти или на поиски антиклинальных изгибов пород.

Составленные И.М. Губкиным впервые в мире карты, изображавшие форму песчаного тела, насыщенного нефтью, не были использованы промышленниками. Его построения, давшие ему возможность показать на чертежах линзы нефтяных песков, залегающие в руслообразном углублении мергельных пород, остались документами, которые были использованы для ведения разведок лишь в советское время.

Интересна жизнь этого крупного ученого. Родился он в маленькой деревушке на правом берегу реки Оки возле Мурома. В детстве был пастухом. Летом пас скот, зимой учился в школе. Трудно было учиться бедному деревенскому мальчишке, но велико было его упорство и старание. Он окончил сельскую школу и учительскую семинарию. После окончания семинарии стал сельским учителем. Он сдал экстерном экзамен за реальное училище, то есть за полную среднюю школу, и подал заявление в Петербургский горный институт. До революции трудно было попасть сельскому учителю в Горный институт. На одно свободное место был конкурс 10-12 человек, да и принимались главным образом люди привилегированных классов. Но И. М. Губкин блестяще сдал экзамены и был принят в Горный институт, являвшийся одним из лучших в России высших технических учебных заведений.

В период с 1909 по 1913 год И.М. Губкин начинает самостоятельную геологическую работу в Майкопском районе. В царской России все открытия новых нефтеносных районов сопровождались финансовыми бумами на биржах и спекуляциями, организуемыми гангстерами в образе акционерных обществ, контролируемых в своем большинстве иностранными капиталами.

Для использования скрытых в недрах нефтяных залежей вместо всего этого требовались обоснованные геологическими исследованиями поисково-разведочные работы, а царское правительство было не в силах организовать подобные исследования. В государственном геологическом комитете изучением геологического строения нефтеносных земель занимались в начале XX столетия всего два геолога, а к 1910 году – не более десяти геологов. Прекрасные геологические карты и тщательные описания отдельных месторождений, составленные этими исследователями, которые были вооружены только геологическим молотком и горным компасом, почти не использовались промышленниками.

Основным двигателем в разведке на нефть и в ее добыче было стремление к наживе людей, которые в подавляющем большинстве своем не имели никакого представления о геологической науке и об условиях залегания нефти в недрах.

Все неглубокие залежи крупнейших по запасам месторождений нефти, открытых нефтепромышленниками на Апшеронском полуострове и в Грозненском районе, были испорчены в процессе их разработки. Большая часть нефти осталась в недрах из-за конкуренции и бессистемной разработки залежей.

http://mokis.ucoz.ru/publ/neft/istorija_poiskov_nefti/neftjanye_otkrytija/6-1-0-13

ООО «АВТОМАТИКА–СЕРВИС»

ООО «Автоматика–Сервис» – сервисное дочернее предприятие ОАО «Газпромнефть–ОНПЗ», управляемое ООО «ИТСК»

ИСТОРИЯ ОБЩЕСТВА

3 октября 2002 г. – создание ООО “Автоматика-сервис” на базе цеха по ремонту КИПиА Омского НПЗ при выделении вспомогательных подразделений на “аутсорсинг” с целью повышения эффективности деятельности непрофильных активов. Директором назначен Казаченко Ярослав Олегович, возглавляющий Общество и в настоящий момент.

ООО “Автоматика-сервис” унаследовало все лучшие традиции цеха по ремонту КИПиА.

Дочернее предприятие продолжило оказывать услуги по ремонту, монтажу и пусконаладке систем КИПиА и ПАЗ.

Ноябрь 2002 г. – предоставление новых услуг по монтажу, ремонту и техническому обслуживанию систем охранно-пожарной сигнализации (ОПС).

2003 г. – развитие нового направления деятельности – услуг по монтажу систем электроосвещения и электроснабжения.

2004 г. – метрологической службой Общества получено право на калибровку средств измерений сторонних организаций.

2005 г. – для замыкания цикла работ по проектированию, монтажу, техническому обслуживанию и ремонту систем (ОПС) создана группа по проектированию. Выполнение полного цикла работ “под ключ” позволяет Заказчику избежать разногласий между организацией-разработчиком проекта и организацией, выполняющей монтаж систем ОПС, оперативно решать вопросы по реализации проекта и сдачи объекта представителям Службы ГО и ЧС.

2005 г. – оказание услуг по ремонту, техническому обслуживанию систем видеонаблюдения.

2007 г. – получено право на поверки средств измерений сторонних организаций.

КАЗАЧЕНКО Ярослав Олегович

2008 г. – освоен выпуск монтажных заготовок: кабеленесущие конструкции, шкафы обогрева, перфоизделия и т.д.

2008 г. – оказание услуг по техническому обслуживанию систем КИПиА ОАО “Газпромнефть-ОНПЗ”.

2009 г. – оказание услуг по техническому обслуживанию и ремонту систем КИПиА ОАО “Красноярский завод синтетического каучука”. Создание удаленного подразделения в г. Красноярске.

2009 г. – оказание услуг по ТО газовых автозаправочных станций на базе АГЗС ОАО “Газпромнефть-Омск”.

2010 г. – оказание услуг по техническому обслуживанию и ремонту систем КИПиА ОАО “ОМСКШИНА”.

ООО “Автоматика-сервис” является крупнейшим предприятием в регионе с численностью более 500 человек, способным оказывать полный спектр услуг по проектированию,

монтажу, пусконаладке, техническому обслуживанию и ремонту систем:

- КИПиА и ПАЗ;
- пожарно-охранной сигнализации;
- контроля доступом;
- видеонаблюдения;
- электрооборудования.

Основные клиенты компании: предприятия группы “Газпром”, “Сибур”.

Предприятие активно развивается, улучшая производственные и экономические показатели, является одним из самых эффективных активов Компании.

Россия, 644040, г. Омск, пр. Губкина, 1, а/я 204.
Телефон 67-02-02, факс 64-51-48.
E-mail: info@av-sv.ru http://www.av-sv.ru

НОВОСТИ

RTSoft средства и системы автоматизации

Schneider Electric

СТРАТЕГИЧЕСКАЯ ВСТРЕЧА «РТСофт» и «Шнейдер Электрик»

Компании “РТСофт” и “Шнейдер Электрик” провели партнерскую встречу, которая состоялась в конце июня 2011 года в Инженерном доме “РТСофт”.

Делегацию компании “Шнейдер Электрик” возглавили Кристофер Кроу (Christopher Crowe), вице-президент по направлению “Международные продажи для промышленности”, с которым компанию “РТСофт” связывают давние дружеские отношения, а также Владимир Шатунин, директор по развитию бизнеса автоматизации. Делегацию “РТСофт” возглавили Надежда Куцевич, технический директор, и Анна Нестерова, директор по маркетингу.

В рамках встречи компании обменялись опытом по реализации проектов на основе оборудования “Шнейдер Электрик” и обсудили перспективы развития сотрудничества в области инноваций. Таким образом, по итогам встречи стороны наметили несколько перспективных направлений развития двухсторонних отношений на предстоящий период.

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

11-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ и ГАЗ»/MIOGE 2011 и 9-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС/RPGC 2011 ЗАВЕРШИЛИ СВОЮ РАБОТУ

В июне 2011 года в ЦВК “Экспоцентр” прошла 11-я Московская международная выставка “НЕФТЬ и ГАЗ”/MIOGE 2011, одновременно с выставкой работал 9-й Российский Нефтегазовый Конгресс/RPGC 2011. Организатором этих мероприятий является международная Группа компаний ITE, главным партнером выставки и конгресса выступило Министерство энергетики Российской Федерации.

Торжественное открытие выставки состоялось 21 июня 2011 года на открытой площадке ЦВК “Экспоцентр”. В церемонии открытия приняли участие директор Департамента переработки нефти и газа Министерства энергетики РФ Пётр Дегтярев, президент Союза нефтегазопромышленников России Генадий Шмаль, ректор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина Виктор Мартынов, вице-президент Российского Союза промышленников и предпринимателей Виктор Черепов и другие официальные лица. В приветственном обращении министра энергетики РФ С.И. Шматко к участникам и гостям форума, которое огласил собравшимся П. Дегтярёв, было отмечено, что выставка “НЕФТЬ и ГАЗ” и Российский Нефтегазовый Конгресс заслуженно получили признание мировых и отечественных лидеров нефтегазовой промышленности. Министр также выразил уверенность, что запланированные в рамках выставки и конгресса мероприятия в очередной раз станут значимыми событиями для представителей нефтегазовой промышленности и пройдут с высокой эффективностью и практической отдачей.

За четыре дня работы выставку MIOGE 2011 посетили свыше 20 тысяч специалистов нефтегазовой отрасли. Свою продукцию и разработки представили около 1000 компаний из 40 стран мира, в том числе из России, Великобритании, Венгрии, Германии, Италии, Канады, Китая, Норвегии, Польши, США, Финляндии, Франции, Швейцарии, Японии. В этом году в выставке традиционно приняли активное участие как российские компании – “Газпром”, “Роснефть”, “Башнефть”, “Газпром нефть”, “Зарубежнефть”, “Татнефть”, “Транснефть”, “Буровая компания “Евразия”, “Группа ГМС”, “Интегра”, “Кунгур”, “Риме-

ра", "Ринко Альянс", "Трубная Металлургическая Компания" (ТМК), так и зарубежные – ABB, Cameron, Caterpillar, CNPC, GE, National Oilwell Varco, Schneider Electric, Siemens, Yokogawa Electric и многие другие.

Выставка "MIOGE 2011" дала широкой аудитории специалистов-нефтяников уникальную возможность ознакомиться с новейшими разработками и технологиями, представленными лидерами отечественной и мировой нефтегазовой промышленности, а также установить прямые деловые контакты и решить задачи по развитию бизнеса на предстоящий год.

Прошедший в рамках выставки 9-й Российский Нефтегазовый Конгресс/RPGC 2011 вновь подтвердил статус ведущего в России международного форума, в нём приняли участие свыше 1200 представителей отечественной и международной нефтегазовой промышленности, в том числе руководители компаний-лидеров отрасли, отраслевых министерств и ведомств, нефтегазовых ассоциаций и финансово-инвестиционных компаний.

Партнером Дня Нефти на Конгрессе по сложившейся традиции стала НК "Роснефть", а Дня Газа – ОАО "Газпром".

В этом году на дискуссионной площадке Конгресса делегаты обсудили новые подходы и внедрение конкурентоспособных технологий для добычи нефти и газа, вопросы разработки нефтегазовых месторождений, нефте- и газопереработки, нефтехимии и многие другие.

Первое пленарное заседание Конгресса 21 июня открыл заместитель Министра энергетики РФ С.И. Кудряшов, который выступил с докладом о текущем состоянии нефтегазовой промышленности страны. Он отметил роль инноваций в дальнейшем развитии российского нефтегазового комплекса и необходимость новых подходов для обеспечения его конкурентных преимуществ.

В работе Конгресса также приняли участие президент Союза нефтегазопромышленников России Генадий Шмаль, заместитель Министра энергетики и природных ресурсов Турции Сефа Садык Айтекин, глава Представительства Европейского Союза в России Фернандо Валенсуэла и другие официальные лица.

В ходе Конгресса докладчики сделали важные заявления, имевшие широкий резонанс в прессе. Так, председатель правления компании "Нафтогаз Украины" Евгений Бакулин сообщил, что руководимая им компания и Газпром приступили к созданию совместного предприятия для разработки газовых месторождений на черноморском шельфе. Заместитель директора Департамента внешнеэкономической деятельности ОАО "Газпром" Сергей Балашов проинформировал о планах "Газпрома" начать поставки газа в Китай через Алтай уже в 2015 году. А вице-президент компании "Роснефть" Гани Гилаев, выступая с докладом на пленарном заседании Конгресса, посвящённом геологоразведке и добыче нефти в России, сообщил, что Роснефть в 2011-2012 годах планирует осуществить бурение поисковых скважин на шельфе Охотского моря.

В этом году в программу Конгресса были впервые включены: специальное заседание "Роль и будущее нетрадиционных источников углеводородов в нефтяном секторе" при поддержке World Petroleum Council (Мирового нефтяного совета), а также специальное заседание "Торговля нефтепродуктами в России: внутренний и внеш-

ний рынок” при содействии Информационно-аналитического центра “КОРТЕС”.

Во второй раз прошла Российско-Иранская конференция “Сотрудничество в нефтегазовой отрасли”, которая продемонстрировала, что сотрудничество между Россией и Ираном в энергетической сфере, несмотря на все трудности, продолжается.

Работа выставки “НЕФТЬ и ГАЗ”/MIOGE2011 и Российского Нефтегазового Конгресса/RPGC 2011 завершилась. По мнению многих участников и посетителей, MIOGE 2011 и RPGC 2011 вновь подтвердили свою значимость для нефтегазовой отрасли как ведущая дискуссионная площадка, на которой профессионалы смогли продемонстрировать новые продукты и услуги, обменяться опытом и обсудить перспективы развития нефтегазовой отрасли.

***Ольга Котова** – PR-менеджер ITE.*
Телефон + 7 (495) 935-73-50, доб. 4534. E-mail: kotova@ite-expo.ru

Honeywell ПРЕДСТАВИЛА НОВЕЙШИЕ РАЗРАБОТКИ ПРОМЫШЛЕННОЙ АВТОМАТИЗАЦИИ НА ВЫСТАВКЕ «НЕФТЬ и ГАЗ»/MIOGE 2011

Международная корпорация Honeywell, мировой лидер в области промышленной автоматизации, продемонстрировала технологические разработки в нефтегазовой отрасли на Московской международной выставке “НЕФТЬ и ГАЗ/MIOGE 2011”, которая прошла в Экспоцентре на Красной Пресне с 21 по 24 июня 2011 г. В этом году стенд Honeywell впервые объединил основные подразделения компании, работающие в сфере нефтегазовой промышленности. Свои решения представили RMG by Honeywell, производящая оборудование для транспортировки, измерения и хранения газа, Honeywell Analytics, эксперт в области обнаружения газов, и Honeywell Enraf, которая специализируется на комплексных разработках в области контроля и управления транспортировками, хранения и смешивания для нефтегазовой промышленности.

Специалисты Honeywell рассказали об инновационных разработках для оптимизации и моделирования технологических процессов предприятий, включая новую распределенную систему управления Experion R400, переносные газо-

анализаторы GasAlertMicroClipXT и GasAlertQuattro, стационарные газоанализаторы XNX и Sensepoint XCD производства Honeywell Gas Detection, инжекторы нового поколения Fusion 4MiniPak, радарный уровнемер SmartRadar FlexLine и макет компакт-прувера Calibron Syncrotrak.

Особый интерес у посетителей выставки вызвали тренажерные комплексы для нефтегазовой отрасли и высокотехнологичные решения в сфере функциональной безопасности на производстве: система Safety Manager и новая линейка средств индивидуальной защиты Honeywell Safety Products (Sperian Protection).

"Международная выставка "НЕФТЬ и ГАЗ 2011" – одна из лучших площадок для демонстрации технологических достижений компании, обмена опытом с коллегами и получения практических рекомендаций от ведущих экспертов отрасли. В этом году мы впервые в рамках одного общего стенда продемонстрировали весь комплекс решений компании Honeywell для нефтегазовой области посетителям мероприятия – специалистам и потенциальным покупателям нашей продукции", – комментирует событие Генеральный директор Honeywell Russia, д-р техн. наук, проф. Леонид Соркин. Компания является постоянным участником выставки с 1991 г.

Телефон +7 (495) 797-61-61.
E-mail: stepan.gvozdik@honeywell.com, honeywell@prp.ru

2-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО АКТУАЛЬНЫМ ВОПРОСАМ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ЭНЕРКОН-2011

В июне 2011 г. в Москве на ЦВК "Экспоцентр" успешно прошла 2-я международная конференция по актуальным вопросам инновационного развития нефтегазовой отрасли ЭНЕРКОН-2011.

Организаторы конференции – Торгово-Промышленная палата РФ и ЗАО "Экспоцентр".

Оператор конференции – ООО "ПромЭкспо-К", выполняющее функции Исполнительного комитета.

Председатель Правительства РФ И.И. Сечин в связи с подготовкой и проведением ЭНЕРКОН-2011 направил в ряд профильных министерств и ведомств поручение ИС-П9-657 от 8 февраля 2011 года об оказании содействия в её работе.

ЭНЕРКОН-2011 получила официальную поддержку от Министерства природных ресурсов и экологии РФ, Министерства Энергетики РФ, Комитета государственной Думы ФС РФ по природным ресурсам, природопользованию и экологии, Комитета Государственной Думы ФС РФ по энергетике, Правительства г. Москвы и ряда отраслевых союзов и ассоциаций.

В Организационный комитет ЭНЕРКОН вошли: Президент ТПП РФ С.Н. Катырин, Статс-секретарь – заместитель Министра Минэнерго РФ Ю.П. Сентюрин, заместитель Министра Минприроды РФ С.Е. Донской, Председатель Комитета ГосДумы РФ по энергетике Ю.А. Липатов, Председатель Комитета ГосДумы ФС РФ по природным ресурсам, природопользованию и экологии Е.А. Туголуков и другие известные руководители, специалисты, научные деятели отрасли.

Основная цель конференции – выработать системные подходы для создания условия инновационного устойчивого развития отраслей топливно-энергетического комплекса. Тематика конференции ежегодно определяется Программным комитетом, в состав которого входят руководители Правительства РФ, отраслевых союзов, известные специалисты-производственники и научные работники нефтегазовой отрасли.

Задача бережной эксплуатации недр, повышения эффективности нефте- и газодобычи требует выработки новых системных подходов и является важнейшим ориентиром инновационного развития отрасли, именно поэтому ключевая тема 2011 года – "Обоснование необходимости восстановления государственной программы воспроизводства сырьевой базы нефтедобычи за счет развития и внедрения современных методов увеличения нефтеотдачи". Развитию этой темы был посвящен первый день работы конференции – 22 июня. Во время работы пленарного заседания первого дня был рассмотрен комплекс вопросов данной интегрированной темы.

В центре внимания пленарного заседания 23 июня, второго дня ЭНЕРКОН-2011, была тема “Инновационное развитие и опыт применения современных методов увеличения нефтеотдачи ”.

Пленарное заседание третьего дня конференции – 24 июня, было посвящено актуальным проблемам освоения шельфовых месторождений России и применению нефтегазовых технологий в условиях Арктики. В этот же день состоялось специальное пленарное заседание, посвященное наноявлениям и применению нанотехнологий в нефтегазовом комплексе.

По мнению участников ЭНЕРКОН-2011 организаторам конференции удалось создать благоприятную атмосферу для откровенного делового обсуждения проблем отрасли и выработке профессиональных концептуальных предложений для их преодоления.

Уровень организации, тематическое наполнение мероприятия и его практическая ценность для отрасли были отмечены в приветствиях, поступивших в адрес ЭНЕРКОН-2011 от:

- заместителя Министра энергетики РФ С.И. Кудряшова;
- Президента ТПП РФ С.Н. Катырина;
- Председателя Комитета Государственной Думы по энергетике Ю.А. Липатова;
- Президента Российского Союза химиков В.П. Иванова;
- Президента Союза нефтегазопромышленников России Г.И. Шмаля.

Так, в приветственном письме Президента ТПП РФ С.Н. Катырина в адрес 2-ой международной конференции ЭНЕРКОН-2011 говорится: “...Результаты работы 1-й Международной конференции ЭНЕРКОН-2010 позволяют говорить о том, что в центре внимания оказалось принципиально важное

направление развития российской нефтегазовой отрасли. Бережное отношение к невозобновляемым природным ресурсам страны диктует необходимость предельно возможной интенсификации разработки нефтяных и газовых месторождений.

Международная конференция ЭНЕРКОН призвана мобилизовать российские интеллектуальные и организационно-управленческие ресурсы на решение задачи по выводу добычи углеводородов на значительно более высокий уровень. В основе такого качественного прорыва должны лежать отечественные конкурентоспособные разработки оборудования и новых технологий, обеспечивающие реальную технологическую независимость России в энергетической сфере.

Уверен, что очередная ежегодная конференция ЭНЕРКОН внесет значимый вклад в инновационное развитие российской нефтегазовой отрасли”.

Председатель комитета Государственной Думы по энергетике Ю.А. Липатов отмечает:

“... Организационный комитет ЭНЕРКОН оперативно реагирует на ситуацию в отрасли. Важнейшей проблемой нефтедобычи является ухудшение структуры запасов.

Именно этим объясняется выбор ключевой темы 2011 года – “Обоснование необходимости восстановления государственной программы воспроизводства сырьевой базы нефтедобычи за счет развития и внедрения современных методов нефтеотдачи”.

Выражаю уверенность, что в ходе работы конференции представители нефтегазовых компаний, деловых кругов и государственных структур получат реальную возможность дискуссии по таким насущным вопросам, как: современные методы увеличения нефтеотдачи и передовые технологии разработки месторождений, проблемы освоения шельфовых месторождений, энергобезопасность и энергоэффективность в нефтегазовом комплексе и другие.

Обсуждение указанных вопросов, несомненно, вызовет интерес у федеральных и региональных органов государственной власти, компаний нефтегазового комплекса, общественных отраслевых компаний”.

Заместитель Министра энергетики РФ С.И. Кудряшов подчеркнул актуальность рассматриваемых на конференции тем:

“... Сегодня мы уверенно говорим, что энергетика – это один из главных локомотивов инновационного развития России. Модер-

низируя свои основные фонды, вкладывая значительные ресурсы в создание новых, подлинно инновационных продуктов и решений, ТЭК не только повышает конкурентоспособность своей продукции на внутреннем и мировом рынках, но и способствует развитию и модернизации других отраслей экономики страны.

В этой связи рассмотрение второй Международной конференции по актуальным вопросам инновационного развития нефтегазовой отрасли ЭНЕРКОН проблематики воспроизводства сырьевой базы нефтегазодобычи, освоения шельфовых месторождений, использования в нефтегазовой промышленности нанотехнологий представляется актуальным и востребованным".

Важное перспективное направление развития тематики ЭНЕРКОН затронул Президент Российского Союза химиков В.П. Иванова:

"...В последнее время Правительство РФ приняло важные решения, направленные на развитие газо- и нетфехимии России. Федеральные и региональные органы власти с участием химического бизнес-сообщества ведут работы по разработке проекта плана по развитию газо- и нефтехимии России до 2030 года и созданию Национального центра инновационного развития на базе РХТУ им. Д.И. Менделеева. В намеченных планах ставятся высокие задачи, и обсуждение важных проблем на конференции ЭНЕРКОН-2011 будет способствовать выработке конструктивных предложений по формированию в России перспективных программ и инновационных проектов в нефтегазовой и нефтехимической областях...".

Высокую профессиональную оценку ЭНЕРКОН-2011 в письме и личном выступлении на конференции дал Президент нефтегазопромышленников России Г.И. Шмаль:

"...Сегодня перед российскими нефтяниками и газовиками, представителями научных и инженерных кругов стоят масштабные задачи по обновлению фондов в топливно-энергетическом комплексе, внедрению инновационных технологий, увеличению глубины переработки нефтепродуктов, использованию попутного газа, выходу на новые международные рынки. Предстоит реализовать ряд крупных проектов в нашей стране и за рубежом.

Такие профессиональные встречи, как нынешняя конференция по актуальным вопросам инновационного развития нефтегазовой отрасли, дают уникальную возможность обсуждения актуальных научно-технических, экономических, организационных и иных аспектов применения отечественных и зарубежных наукоёмких технологий в нефтегазовом комплексе России. Важно, что в этом году особое внимание в ходе работы конференции будет уделено необходимости восстановления государственной программы воспроизводства сырьевой базы, развитию и внедрению современных методов увеличения нефтеотдачи.

Союз нефтегазопромышленников России всячески поддерживает такие профессиональные контакты, направляет все свои усилия на то, чтобы вектор инноваций, научно-технической политики и в нашей отрасли, и в других отраслях был нацелен на эффективное и комплексное использование природных и интеллектуальных ресурсов, технологическое обновление промышленного производства.

Выражаю уверенность, что конференция, деловые дискуссии и выработанные совместно предложения дадут новый импульс повышению инновационных процессов в нашей отрасли, эффективности использования отечественных энергоресурсов...".

Программным комитетом к обсуждению на сессиях было отобрано 30 актуальных тематических докладов высокого научно-технического уровня.

В обсуждении докладов приняли участие такие известные специалисты отрасли, как:

- Арешев Евгений Георгиевич – заместитель генерального директора Федерального государственного учреждения "Государственная комиссия по запасу полезных ископаемых", доктор геолого-минералогических наук, академик РАЕН и АГН РФ;
- Алтунина Любовь Константиновна – директор Института химии нефти СО РАН, заведующая лабораторией коллоидной химии нефти Институ-

та, заслуженный деятель науки Российской Федерации, доктор технических наук, профессор;

- Боксерман Аркадий Анатольевич – советник генерального директора ОАО "Зарубежнефть", доктор технических наук, действительный член РАЕН;
- Дмитриевский Анатолий Николаевич – директор Института проблем нефти и газа РАН, доктор геолого-минеральных наук, профессор, академик РАН;
- Золотухин Анатолий Борисович – вице-президент Мирового нефтяного конгресса, проректор по международной работе университета нефти и газа им. И.М. Губкина, доктор технических наук, профессор, действительный член РАЕН по Секции нефти и газа;
- Савельев Виктор Алексеевич – директор дирекции по геологии и разработке ОАО "Газпром нефть", доктор геолого-минеральных наук, профессор;
- Конопляник Андрей Александрович – консультант Правления ОАО "Газпромбанк", Советник правления ГПБ Нефтегаз Сервисиз Б.В., профессор кафедры "Международный нефтегазовый бизнес" Российского Государственного Университета нефти и газа им. И.М. Губкина, доктор экономических наук и другие участники конференции.

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

Формат работы конференции предусматривает создание консолидированного итогового программного документа, учитывающего мнения широкого круга специалистов нефтегазовой отрасли, в том числе по разработке нормативно-правовых и экономических условий, стимулирующих инновационное развитие данного сектора промышленности. В процессе работы конференции ЭНЕРКОН-2011 был разработан проект такого документа – итоговой резолюции.

После внесения дополнений, предложенных делегатами конференции, резолюция будет передана для дальнейшей работы в Правительство РФ.

В работе конференции приняли участие специалисты из России, Казахстана, Норвегии, Японии, Украины, США, Вьетнама.

Конференции в течение 3 дней работы посетили 600 специалистов из 128 компаний нефтегазового и смежных секторов экономики.

Материалы работы 2-й Международной конференции ЭНЕРКОН-2011 размещены на сайте конференции www.enercon-ng.ru.

В следующем 2012 году ЭНЕРКОН-2012, являясь расширением деловой части Международной выставки "НЕФТЕГАЗ-2012", пройдет одновременно с данной выставкой с 25 по 29 июня 2012 года на ЦВК "Экспоцентр ".

Организаторы приглашают всех заинтересованных специалистов нефтегазовой отрасли и смежных отраслей включить в план работы своей компании участие в ЭНЕРКОН-2012 и ждут предложений по тематическому наполнению программы конференции.

НОВОСТИ ФИРМЫ «КРУГ»

Фирмой "КРУГ" успешно введена в опытную эксплуатацию обучающая система (тренажер) по ПЛАС установки АТ-2 в ЗАО "Краснодарский нефтеперерабатывающий завод – Краснодарэконефть".

ЗАО "КНПЗ-КЭН" – одно из старейших предприятий нефтеперерабатывающей отрасли. Действующие технологические установки позволяют заводу выпускать широкий ассортимент продукции, в том числе: прямогонные бензиновые фракции, летнее дизельное топливо, печное топливо. Завод является единственным в стране производителем топлива повышенной плотности для реактивных двигателей (Т-1).

Внедренная система предназначена для обучения оперативного персонала действиям по ликвидации аварийных ситуаций на установке первичной переработки нефти АТ-2. Система включает более 50 вариантов аварийных ситуаций. Видеокадр аварийной ситуации представляет часть технологической схемы с обозначенными на ней клапанами, насосами, запорной арматурой. Оператор, управляя запорной арматурой, клапанами, оборудованием, должен локализовать аварийную ситуацию. Правильность действий персонала отображается в отчетах с возможностью архивирования и просмотра архивов результатов тестирования.

Внедрение системы обеспечивает:

- повышение квалификации оперативного персонала установки АТ-2;
- закрепление навыков и проверку знаний по ликвидации аварийных ситуаций;
- обучение персонала установки навыкам работы с АСУ ТП.

Основные компоненты системы:

- рабочее место на базе персонального компьютера и 22" монитора;
- функциональная клавиатура пылезащищенного исполнения;
- программное обеспечение SCADA КРУГ-2000®.

Поставка системы обучения осуществлялась "под ключ" после проведения испытаний и обучения персонала Заказчика. На следующем этапе планируется ввести в эксплуатацию обучающую систему по ПЛАС установки АВТ. Подобная обучающая система фирмы "КРУГ" функционирует на установках АТ-1, АТ-2 ООО "РН – Туапсинский НПЗ" (ОАО "Роснефть").

ОАО "Пигмент": качество продукции повышает АСУ ТП.

Введена в эксплуатацию АСУ ТП производства фенольно-формальдегидных смол с интеграцией системы управления производством формалина ОАО "ПИГМЕНТ" (г. Тамбов) на базе SCADA КРУГ-2000®.

ОАО "ПИГМЕНТ" – современное многопрофильное химическое предприятие, выпускающее химическую продукцию для полиграфической, нефтеперерабатывающей, целлюлозно-бумажной, лакокрасочной, строительной, химической, легкой отраслей промышленности.

Наиболее значимая проблема, с которой столкнулось предприятие, – невозможность контроля технологического процесса, в частности, температурного режима, и, как следствие, – существенный разброс показателей качества конечной продукции.

Внедрение системы повысило качество выпускаемой продукции за счет:

- более точного ведения технологического процесса;
- упрощения процедуры управления процессом;
- реализации алгоритмов контроля и управления;
- обеспечения персонала ретроспективной технологической информацией для анализа, организации и планирования работы оборудования и его ремонта.

Уменьшено количество эксплуатируемого приборного оборудования и площадь, занимаемая оборудованием АСУ ТП (по сравнению с традиционными средствами автоматики). Предусмотрена возможность создания интегрированной информационно-управляющей системы при последующем развитии.

Особенностью системы является применение контроллеров DevLink-C1000, выполняющих функции автоматического сбора, обработки измеряемых параметров и программно-логического управления.

На заключительном этапе работы была произведена интеграция со сторонней системой управления производством формалина для получения оперативной информации о текущей стадии производственного процесса.

В настоящее время АСУ ТП производства фенольно-формальдегидных смол находится в промышленной эксплуатации и положительно оценена Заказчиком.

Подробнее о системе – www.krug2000.ru, раздел Готовые решения.

Решения НПФ "КРУГ" в химической отрасли:

- АСУ ТП регенерации растворителя;
- АСУ ТП наливной эстакады завода окиси этилена;
- АСУ ТП установки капролактама.

Учебные курсы НПФ "КРУГ" во 2-м полугодии 2011

Обновлено расписание учебных курсов НПФ "КРУГ".

В программу 2-го полугодия 2011 включены базовый и профессиональные курсы SCADA КРУГ-2000®. Курсы рассчитаны на разработчиков АСУ ТП, инженеров-технологов и обслуживающий персонал АСУ ТП, менеджеров проектов промышленной автоматизации. Выберите интересующий Вас и удобный по срокам курс, заполните форму и пришлите заявку.

Ждем Вас на наших учебных курсах! По всем вопросам Вы можете обратиться к менеджеру по обучению Цесаревой Ирине Владимировне. Телефоны: (8412) 49-97-75, 49-94-14, 55-64-97.

Теперь Windows 7 поддерживается в SCADA КРУГ-2000 версии 3.0.

На текущий момент самой современной и наиболее функциональной является версия 4.0 SCADA КРУГ-2000. Тем не менее, не всегда целесообразно производить переход на новую версию SCADA, особенно в том случае, если система полностью удовлетворяет потребностям заказчика. На многих предприятиях уже несколько лет трудится SCADA КРУГ-2000 версии 3.0, и апгрейд на новую версию не планируется. При этом прогресс не стоит на месте, растет вычислительная мощность компьютеров, меняются операционные системы. Сейчас все более широкое распространение получила ОС Windows 7.

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

MicroTCA с Rear I/O для промышленности и приложений в области физики

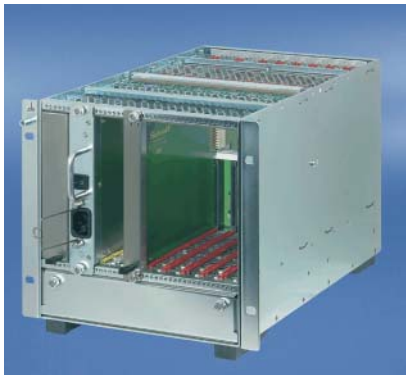
MicroTCA.4: ДВЕ НОВЫЕ СИСТЕМЫ В СООТВЕТСТВИИ СО СПЕЦИФИКАЦИЕЙ

Schroff®

ШТРАУБЕНХАРДТ. Передовое общество физиков Advanced Physics Community решило, что в будущем для проведения и оценки экспериментов физических исследовательских центров, которые занимаются ускорением частиц, исследованиями в области квантовой физики и т.п., будут использоваться системы MicroTCA. Системы MicroTCA были выбраны в качестве техники будущего благодаря высокой скорости передачи данных, интегрированным функциям управления аппаратным обеспечением, а также оптимизированному охлаждению. Однако требуются еще некоторые свойства, не реализованные в базовой спецификации MicroTCA. С одной стороны, нужны дополнительные переходные модули Rear Transition Module (RTM), чтобы разместить на задних лицевых панелях множество вводов и выводов, а также разделить цифровые и аналоговые вводы и выводы. С другой стороны, Advanced Physics Community нуждается в дополнительных высокоточных синхронизирующих и запускающих сигналах. Поэтому была создана рабочая группа PICMG – xTCA for Physics, которая в виде MicroTCA.4 определила соответствующую подспецификацию MicroTCA. Однако эта спецификация интересна и для других промышленных сегментов рынка, в которых (например, в области тестирования и измерения) часто ставятся похожие требования, поэтому название спецификации xTCA for Advanced Physics было переименовано в Enhancements for Rear I/O and Precision Timing. Компания Schroff как активный член данной рабочей группы PICMG еще во время разработки поддержала ее первыми опытными образцами.

Теперь, когда спецификация MicroTCA.4 завершена и скоро будет опубликована, компания Schroff предлагает две системы MicroTCA с модулями RTM, соответствующие актуальной спецификации. Первая система имеет исполнение Cube (5 U, 42 HP) и оснащена спереди шестью слотами AdvancedMC, одним MCH-слотом и одним слотом для вставного блока питания на 300 Вт (без системы управления MicroTCA) в формате Double Full-size. Сзади имеются шесть слотов RTM в формате Double Mid-size. Принудительная вентиляция передних и задних слотов реализуется с помощью вентиляторов с регулируемой скоростью вращения. Система Cube предназначена для применения в лабораториях (например, для разработки плат).

Вторая система MicroTCA, соответствующая спецификации MTCA.4, представляет собой 19-дюймовую систему (9 U, 84 HP) с 12 слотами AdvancedMC, двумя слотами MCH и четырьмя слотами Power спереди. Сзади расположены 12 слотов RTM. Эта система предназначена для полевых условий. Слоты AdvancedMC рассчитаны на модули Double Mid-size. Слоты Power предусмотрены для модулей питания MicroTCA. Две резервированные вентиляторные кассеты с возможностью горячей замены и контроллером EMMC в расположении Push-pull дополняют систему. Они служат для принудительной вентиляции передних и задних слотов. Частота вращения вентиляторов регулируется отдельно для передней и задней частей с помощью модуля MCH.



Шасси Cube MicroTCA с шестью слотами AdvancedMC

Новые системы MicroTCA уже поставляются со склада. Дополнительная информация о них доступна на веб-сайте компании Schroff в разделе MTCA for Physics в описании систем MicroTCA или по адресу www.schroff.de/Physics.

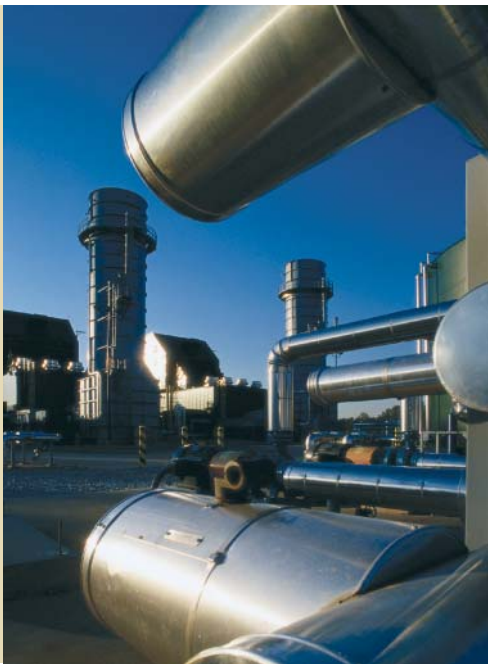
Schroff GmbH
Вальдемар Руф (Waldemar Ruf)
Langenalber Straße 96-100, D-75334 Straubenhardt
Телефон +49 (0) 70 82 794-473.
Факс +49 (0) 70 82 794-597.
http://www.schroff.ru
E-mail: waldemar.ruf@pentair.com

БОРЬБА С ВРЕДНЫМИ ВЫБРОСАМИ. ВТОРОЙ ШАГ*

БРЕНДЭН П. ШИХЭН (Brendan P. Sheehan), Honeywell Process Solutions, США, Цзин Чжу (Xin Zhu), компания UOP, входящая в группу Honeywell

Honeywell

В статье представлен целостный подход к снижению затрат на энергию и выбросов парниковых газов.



В прошлой публикации “Первый шаг” были рассмотрены три способа повышения энергоэффективности и снижения выбросов CO_2 на нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводах: 1) улучшение производственных показателей в целях оптимизации технологического процесса; 2) увеличение доли утилизируемого тепла за счет повышения тепловой интеграции процесса и 3) внедрение новых технологий, которые позволяют принципиально повысить эффективность технологических схем и процессов.

В данной публикации мы подробнее остановимся на первом способе и рассмотрим недорогие методы усовершенствования производства, при помощи которых за счет повышения эффективности технологических процессов и управления можно реализовать скрытые возможности экономии энергии. Мы покажем, как можно выявить новые возможности в области технологических процессов за счет усовершенствованных методик текущего контроля, управления и оптимизации в режиме реального времени. Кроме того, мы рассмотрим возможности в области инженерной инфраструктуры, включая согласование уровней подачи и потребления энергии, улучшение распределения ресурсов и использование передовых средств технологического контроля и оптимизации в режиме реального времени для повышения эксплуатационных характеристик котлов и турбин.

Цены на нефть и газ значительно снизились по сравнению с пиковыми уровнями, но эффективное использование энергии может стать серьезным конкурентным преимуществом даже при существующих уровнях цен. Кроме того, существует немалая вероятность того, что в условиях укрепления экономического роста цены на энергию снова возрастут. В частности, ожидается продолжение увеличения спроса со стороны Индии и Китая. Недавние снижения цен на энергию также повлияли на предложение, что должно создать дополнительное давление на цены в будущем. Например, число буровых установок по добыче природного газа, снизившееся на 50 % по сравнению с максимальным уровнем, теперь постепенно увеличивается.

ЭКОНОМИЯ ЭНЕРГИИ ЗА СЧЕТ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Один из способов экономии энергии заключается в снижении давления в колонне первичной перегонки нефти настолько, насколько это возможно без ее захлебывания. В одном из исследований консультанты UOP обнаружили, что операторы разных смен применяли различные стратегии эксплуатации колонны. Один увеличил мощность нагревателя для увеличения потока углеводородных паров. Другой увеличил впрыск водяного пара для снижения парциального давления углеводородов. При значительном увеличении потока углеводородных паров за счет повышенной мощности нагревателя и впрыска технологического пара работа колонны стала нестабильной. Третий оператор включил систему аварий-

* Продолжение темы. Начало в № 1(3) 2011 г. Стр. 72.

ного орошения для увеличения внутреннего орошения с целью стабилизации сепарации. Как было установлено, их несогласованные действия привели к росту давления в колонне и росту энергопотребления. В данном случае существенная экономия энергии была достигнута путем внедрения четко определенных эксплуатационных процедур и использования автоматизированных производственных операций для поддержания давления в колонне на оптимальном уровне. Благодаря этому системному подходу давление в колонне было снижено на 103 кПа до уровня, близкого к проектному, что уменьшило потребление энергии в расчете на баррель сырья. В результате производительность выросла на 5000 баррелей в сутки, а прибыль – на 1,5 млн долларов США в год без каких-либо капиталовложений.

В другом случае в рециркулирующем газе, поступающем из установки гидрокрекинга, в теплую погоду появлялись тяжелые фракции. Более тяжелый газ приводил к росту потребления энергии компрессорами рециркулирующего газа, из-за чего иногда происходило отключение привода двигателя. Операторы уменьшили пропускную способность для того, чтобы двигатель не отключался, а рециркуляция на компрессоре была установлена на 50 % с целью предотвращения помпажа. Для этой проблемы было найдено решение, основанное на двухэлементной системе управления. Для минимизации рециркуляции на компрессоре с предотвращением помпажа был установлен контур управления. Были введены процедуры регулярной очистки приемного сепаратора для снижения количества тяжелых фракций в рециркулирующем газе. Эти изменения снизили потребление энергии на 10 %.

НЕХВАТКА ИНФОРМАЦИИ ПРИВОДИТ К НЕЭФФЕКТИВНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

При эксплуатации технологической установки можно регулировать много параметров. В колонне можно регулировать температуру колонны, давление, соотношение паровой и жидкой фаз, а также температуру сырья. В реакторе можно регулировать температуру и давление, объемную скорость и отношение H_2/H_C. При оптимальной настройке этих параметров следует учитывать много переменных: изменение качества сырья, ассортимент продуктов, засорение теплообменников, конденсаторов и нагревателей, деактивацию катализатора, снижение производительности, условия в начале и конце рабочего цикла. Для оптимизации потребления энергии и других эксплуатационных показателей необходимо учитывать все эти переменные и сложные взаимодействия между ними. Частые изменения условий эксплуатации затрудняют поиск оптимальных условий.

Операторы, инженеры и другие пользователи часто не владеют информацией, позволяющей обеспечить одновременное соблюдение многочисленных ограничений в целях оптимальной эксплуатации установки. Поэтому они обычно избегают решения этой задачи и вместо этого часто принимают осознанное или неосознанное решение выбрать более консервативный вариант, который обеспечивает безопасность эксплуатации установки, но со значительно более низким уровнем эффективности.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ДАННЫМИ

Первый шаг к более эффективному использованию энергии заключается в обеспечении пользователей технологическими данными, на основе которых они смогут принимать решения по повышению энергоэффективности. Используя отчет по атмосферной колонне с разбивкой по основным единицам оборудования, пользователи могут сравнить фактическое и прогнозируемое энергопотребление,

причем прогноз не является статической целью, а динамически меняется в соответствии с условиями эксплуатации. Производится расчет и количественная оценка отклонений фактического энергопотребления от прогноза с точки зрения влияния на энергопотребление, что позволяет операторам сосредоточиться на наиболее важных задачах. Кроме того, отчет отражает выбросы парниковых газов от работы колонны и помогает ответить на многие вопросы. Какое энергопотребление и какой объем выбросов парниковых газов можно ожидать от переработки того или иного сырья? Насколько уменьшится энергопотребление, если объем производства снизится на определенную величину? Как изменения условий эксплуатации влияют на выбросы парниковых газов? Насколько можно снизить энергопотребление и выбросы парниковых газов путем изменения параметров эксплуатации?

Отчет в качестве руководства для операторов можно создать путем расчета фактического энергопотребления на колонну и единицу оборудования на основе технологических данных, а также определения ключевых энергетических показателей. В данном случае для расчета энергопотребления можно определить расход пара на баррель произведенной продукции, расход топлива в миллионах британских тепловых единиц на баррель произведенной продукции или затраты энергии в мегаваттах на баррель произведенной продукции. Энергопотребление также можно оценить в расчете на единицу производительности или времени. Ключевые энергетические показатели определяют целевые эксплуатационные характеристики конкретных единиц оборудования, благодаря чему можно определить точки потери энергии. Например, низкая температура на входе в печь может означать недостаточный предварительный нагрев. С другой стороны, высокое содержание кислорода в дымовых газах или высокая температура в дымовой трубе могут указывать на потери тепла через трубу.

Энергопотребление можно также определить с помощью имитационной модели. Модель позволяет оценить энергопотребление на основе исторических данных, охватывающих широкий диапазон условий эксплуатации. Например, в дистилляционной колонне ожидаемое потребление пара можно оценить как функцию от расхода сырья, от состава сырья и, возможно, от режима эксплуатации или целевых характеристик конечной продукции. Альтернативный подход, заключающийся в имитации технологического процесса, полезен там, где объем исторических данных ограничен или где все данные собраны в одной рабочей точке. Имитационную модель можно подключить к реальному технологическому процессу, используя измеренные параметры этого процесса в качестве входных данных. Упрощенная модель, подключенная к реальному технологическому процессу, зачастую позволяет получить достаточно точную оценку энергопотребления и избежать при этом усилий, которые требуются для разработки, внедрения и обслуживания сложной модели.

ИЗМЕРЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК С УЧЕТОМ ЦЕЛЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Для мониторинга энергетических характеристик по сравнению с целевыми показателями можно сравнивать фактическое энергопотребление единицы оборудования с прогнозом, составленным на основе модели. Регулируемый порог, с которого начинаются нарушения, позволяет предупредить пользователя о том, что конкретная переменная отклоняется от целевого значения. Чтобы точнее расставить приоритеты по направлениям возможных улучшений, можно рассчитать и проследить во времени влияние этих отклонений на экономические показатели и окружающую среду. В рамках решения этой задачи можно также произвести расчеты для составления отчета по выбросам парниковых газов. Эти отчеты можно создать либо на основе данных от систем непрерывного мониторинга выбросов, либо на основе значений выбросов для различных видов топлива. Отчеты по выбросам парниковых газов уже являются обязательными для производственных предприятий в Евросоюзе, а Агентство по охране окружающей среды США недавно объявило, что отчеты по выбросам парниковых газов за 2010 год должны быть представлены к 31 марта 2011 г.

Если выявлены отклонения от целевых показателей, оператор или пользователь системы может с помощью ключевых энергетических показателей определить и зафиксировать причины этих отклонений. Например, высокий расход топлива на нагревателе может быть вызван высокой температурой воздуха или высокой температурой в дымовой трубе, или чрезмерной подачей тепла на следующую колонну. В качестве эффективного практического решения рекомендуется разработать набор кодов причин и фиксировать их во времени для создания библиотеки распространенных причин отклонений. Систематическое использование кодов причин позволяет предсказывать вероятные причины будущих отклонений.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ

Измерения, которые обычно на регулярной основе не проводятся, часто нужны для того, чтобы с большей точностью определить направления возможных улучшений. Например, на подстанции можно измерить общую мощность, подаваемую на производственный участок. Дальнейшая разбивка результатов этих измерений по установкам или основным компонентам оборудования позволит более точно идентифицировать проблемы и снизить энергопотребление. Одним из экономичных способов реализации таких измерений является использование беспроводных датчиков. Этот способ исключает расходы на прокладку проводов между измерительным прибором и диспетчерской и позволяет создать простое в управлении и удобное в эксплуатации решение, которое можно интегрировать с существующей системой распределенного управления. Для небольшой установки достаточно многоузлового приемника с беспроводными датчиками. На более крупных объектах можно применить сотовую сеть с множеством резервных путей передачи данных, которая обеспечивает повышенную надежность и может одновременно поддерживать целый ряд протоколов и приложений.

Эти данные можно вывести на панель контроля энергетических показателей, которая предоставляет пользователям план действий по снижению энергопотребления и выбросов. Эта панель позволяет определить, на какой установке или участке наблюдаются отклонения от целевых показателей, оценить экономические и экологические последствия этих отклонений и определить наиболее вероятные причины возникновения проблем. Пользователи могут оперативно получить отчет со списком из десяти наиболее острых энергетических проблем, который можно использовать в качестве плана действий для рабочей группы. В отчете показано, насколько изменится потребление энергии при увеличении или уменьшении расхода сырья, а также при изменении вида сырья, что позволяет учитывать эти факторы при внесении изменений в производственный процесс. В основе планирования и мониторинга энергопотребления для обеспечения их взаимной согласованности должна лежать одна и та же модель.

Планомерное исполнение эксплуатационных процедур также способствует повышению энергоэффективности. В качестве примеров можно привести процедуры пуска и останова, операции перевода оборудования в безопасное состояние при возникновении нештатных ситуаций, выполнение регулярных плановых мероприятий – регенерацию, перезагрузку катализатора, переход насосами и т.д. Реализация этих мер становится более систематической, если оператор имеет удобный доступ к информации по соответствующей процедуре. Например, оператор может нажать на кнопку останова на своем операторском экране и получить сведения по процедуре останова соответствующей установки.

РАЗРАБОТКА СТРАТЕГИИ РАСШИРЕННОГО УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ

Предоставив операторам средства, с помощью которых они могут вручную оптимизировать условия эксплуатации оборудования, можно добиться значительного повышения энергоэффективности и снижения выбросов. Еще больших успехов можно достичь за счет применения передовых практических решений в стратегии упреждающего управления в реальном времени, что обеспечивает автоматическую оптимизацию условий эксплуатации. Можно использовать средства многофакторной оптимизации для максимального увеличения пропускной способности и выхода продукции и снижения энергопотребления и выбросов простым изменением коэффициентов стоимости в целевой функции. Эта среда позволяет включать энергетические стратегии в общие производственные параметры для того, чтобы снижение энергопотребления не затрагивало другие важные показатели, такие как поддержание объема выпуска наиболее ценных продуктов.

Вот несколько примеров того, как с помощью стратегий расширенного управления технологическими процессами можно

повысить энергоэффективность. Общая стратегия для любой промышленной установки со значительной тепловой нагрузкой заключается в максимальном предварительном нагреве сырья с целью снижения расхода топлива в технологическом нагревателе. Эффективная стратегия оптимизации многопоточных систем предварительного нагрева, которые обычно применяются на установках первичной перегонки нефти, заключается в определении коэффициентов передачи тепла по теплообменникам в каждом потоке и их использовании для расчета потенциального увеличения тепловой мощности, которая может быть достигнута по любому потоку за счет увеличения расхода сырья через каждый поток. Эти коэффициенты затем можно увеличивать до тех пор, пока прирост тепловой мощности не станет одинаковым в каждом потоке серии теплообменников предварительного нагрева. Этот вид моделирования можно включить в стратегию многовариантного упреждающего управления в качестве регулируемой переменной. Такая стратегия позволяет снизить расход топлива или, если нагрев является узким местом, увеличить производительность. В данном примере можно регулировать подачу избыточного воздуха в технологической печи путем управления шибером дымовой трубы для печей с естественной тягой. Давление тяги можно учитывать в качестве ограничения для поддержания небольшого отрицательного давления. Если управление шибером дымовой трубы осуществляется вручную, следует добавить исполнительный механизм управления шибером. Выравнивание температур в выпускных каналах путем регулирования потоков через каналы обеспечивает равномерное распределение тепловой нагрузки между каналами, а также соблюдение ограничений, таких как расчетная температура стенки труб или перепад давления в каналах. На выходе нагревателя сырья обычно устанавливается температура, обеспечивающая достаточный уровень испарения сырья и соответствующие соотношения паровой и жидкой фаз в колонне. На это обычно указывает значение доли отгона в кубе колонны, которое должно быть достаточным для хорошей сепарации, но не слишком большим, чтобы избежать лишних затрат энергии.

Для повышения энергоэффективности можно также использовать управление колонной. Стратегия расширенного управления должна быть направлена на регулирование отборов и качества продуктовых потоков, температуры поступающего сырья, флегмового числа и отношения объема водяного пара к объему поступающего сырья. Если целью являются конечные точки дистилляции, можно отрегулировать подачу пара в боковые отпарные секции для поддержания точки 5%-ной дистилляции на уровне, близком к указанному в технических требованиях. Общая стратегия повышения производительности, снижения энергопотребления и уменьшения выбросов парниковых газов заключается в снижении давления в колонне, что позволяет улучшить сепарацию ключевых компонентов. Но при этом также важно избегать захлебывания в колонне путем текущего контроля давления в наиболее важных секциях.

ОПТИМИЗАЦИЯ ИНЖЕНЕРНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Оптимизация и управление инженерной инфраструктурой являются важными составными частями любой стратегии управления энергопотреблением. Управление котлами должно быть направлено на обеспечение процесса необходимым объемом пара и количеством энергии при минимальном расходе топлива в котлах. Например, котлы различаются по своим характеристикам, поэтому важно обеспечить балансировку котлов по эффективности, а не по производству пара. Для распределения общей потребности в тепле следует использовать графики затрат по котлам. Дополнительную нагрузку следует передать на тот котел, где она может быть реализована с наименьшими затратами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В целом, эксплуатационные решения для повышения энергоэффективности, которые тесно связывают потребности технологического процесса с возможностями инженерной инфраструктуры, обычно позволяют повысить энергоэффективность на 2-4 %. Соответствующее снижение выбросов CO_2 на типичном нефтеперерабатывающем заводе производительностью 100 000 баррелей в день составляет от 24 000 до 48 000 в год. Описанные выше решения могут быть внедрены в сжатые сроки и без значительных капитальных затрат. Они могут обеспечить немедленную экономию, которая позволит оплатить долгосрочные программы повышения энергоэффективности, требующие более значительных капиталовложений.

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

ГК «СМС-Автоматизация» – 20 лет

Интервью Председателя совета директоров ГК «СМС–Автоматизация» СИДОРОВА Андрея Анатольевича члену редакционной коллегии журнала «Автоматизация и IT в энергетике» ШЕРМАНУ Виталию Семеновичу

СМС АВТОМАТИЗАЦИЯ

СИДОРОВ Андрей Анатольевич

Родился **3 июня 1953 г.**

В 1975 закончил Куйбышевский авиационный институт. После чего преподавал на кафедре АСУ курс “Программное обеспечение систем реального времени”.

В 1979 защитил кандидатскую диссертацию.

С 1986 г. работал в Институте машиноведения Академии наук СССР.

В 1991 г. организовал и возглавил Научно-внедренческую фирму “Сенсоры, Модули, Системы”.

С 2008 г. – председатель совета директоров Группы компаний “СМС-Автоматизация”.

Вопрос: ***20 лет для современной компании – это солидный прожитый период времени, некоторая смена кадрового состава, а у вас еще и наращивание профессионального охвата разнообразных областей автоматизации, а также разнообразие отраслей производства. Поделитесь своим опытом. Как вы прожили этот период, в чем были успехи, и какие неудачи научили Вас находить правильные решения?***

А.А. Сидоров: Да 20 лет – это солидный период времени для любой компании даже в условиях стабильной внешней среды. В нашей стране, к сожалению, за этот период было столько всего – и изменение модели экономики, и финансовые кризисы, бесконечные изменения на корпоративном уровне. Все это оказывает непосредственное влияние на такие коллективы, как наш, формируя достаточно экстремальные условия существования. Но даже в этих условиях мы постоянно “наращиваем обороты”, углубляя свои знания как в инструментах автоматизации, так и в тех отраслях промышленности, в которых мы работаем. Отдельным достижением мы считаем создание высокопрофессионального коллектива,

состоящего из компетентных ответственных людей, имеющих высокий “командный дух”. Ответственность и компетентность – это те качества, которые мы культивируем в СМС.

Вопрос: ***В настоящее время ваше содружество компаний имеет опыт выполнения всего комплекса работ – от разработки до проектирования, монтажа и пусконаладки комплексов и систем, включая и сопровождение. Широкий охват промышленных областей производства ставит Вас перед необходимостью иметь сотрудников, владеющих технологией металлургического производства, химического, энергетического, пищевого и некоторых других. Как вам удалось интегрировать это в сравнительно немногочисленном по численности коллективе?***

А.А. Сидоров: В вашем вопросе частично скрыт ответ. Мы не стремимся (да и не можем) работать в большом количестве отраслей. Базовые отрасли для нас – это энергетика (гидро- и теплоэнергетика) и нефтехимия. Мы трудимся в этих областях достаточно давно, и наши ведущие специалисты могут общаться с проектировщиками и технологами “без переводчиков”. Потенциал этих предприятий огромен, задачи разнообразны, так что в ближайшее время мы не видим необходимости в расширении списка отраслей. Стратегия развития “в глубь”, к более сложным, интеллектуально емким задачам и инструментам, а не в “в ширь” нам представляется более перспективной. Эпоха первичной автоматизации, для которой характерным было повсеместное создание информационных систем, закончилась. Сегодня наших заказчиков больше волнует оптимизация технологических процессов и производств с целью повышения их эффективности. А это уже другой уровень – необходимо работать с моделями, понимать суть процессов и т.п. Планка для компаний в промышленной автоматизации установлена очень высоко – хочешь быть в лидерах, наращивай уровень интеллектуализации решений.

Вопрос: ***У вас созданы склады для хранения значительной номенклатуры изделий как для комплектации систем управления, так и различных инструментальных средств. Эта сфера деятельности объединения имеет свое коммерческое назначение или необходимое дополнение к основной функции – создание систем управления?***

А.А. Сидоров: И то, и другое. Хотя это непростой вопрос. С одной стороны, экстремальные сроки исполнения проектов требуют наличия определенных позиций на складе. С другой стороны, разнообразие проектных решений, высокая динамика изменения номенклатуры у производителей приводит к “раздуванию” складских запасов и появлению нелеквидов. Выход мы видим в типизации решений, над этим мы активно работаем, создавая и сертифицируя программно-технические комплексы (например, ПТК “Гидроконт” для гидроэнергетики).

Вопрос: ***Во всем мире на промышленных предприятиях в связи с исчезновением, как класса, “киповцев” переходят на использование полевых интеллектуальных датчиков, да еще и с бесконтактной связью. Переходите ли вы на эти современные средства, ведь они обеспечивают полную диагностику всей аппаратуры? На ваших важнейших объектах ох, как бы это пригодилось.***

А.А. Сидоров: Это очень интересная тенденция, она существенно меняет архитектуру систем, распределение функций между компонентами, позволяет реализовывать новую функциональность. Однако здесь довольно много подводных камней как технического, так и организационного характера. Не секрет, что зарубежные производители зачастую с большими задержками получают российские разрешительные документы, и иностранные нормы у нас автоматически не действуют. Поэтому вы можете захотеть использовать, например, классный интеллектуальный датчик, контроллер или модуль ввода/вывода, применяемые во всем мире и имеющие соответствующие сертификаты, но применять его на территории РФ не имеете права. Нельзя сказать, что эти проблемы не решаются, но сроки... Тем не менее процесс идет, и постепенно количество интеллектуальных элементов в системах увеличивается.

Вопрос: ***У вас давние и успешные связи с зарубежными фирмами. Особенно с компанией Siemens. Все проекты построены на зарубежных комплексах или используются и отечественные изделия? Всегда ли Заказчик соглашается платить за импортную технику?***

А.А. Сидоров: Боюсь, что на сегодняшний день ни у нас, ни у наших заказчиков нет альтернативы. И вопрос здесь не в том, чтобы соз-

дать линейку контроллеров, это могут многие, а в том, чтобы наш заказчик поверил, что и через 10 и 15 лет он получит запчасти, консультации, поддержку в миграции программного обеспечения. Все ведущие мировые компании в области промышленной автоматизации – Siemens, Honeywell, ABB, Yokogawa – и тратят сотни миллионов долларов на НИОКР, покупку патентов, инновационных компаний, одним словом, на развитие. Не меньше тратится денег на создание инфраструктуры – обучение, сбыт, техподдержкау, сеть партнеров и т.п. Вы знаете российскую компанию национального уровня, которая вела бы деятельность на данном уровне? Я – нет.

Российские компании "системные интеграторы" зарабатывают сейчас в основном на инжиниринге, собирая системы из компонентов зарубежных производителей. Относительно небольшая часть компонентов (не более 5-10 %) производится в России. Зато в области инжиниринговых услуг (проектирование, программирование, монтаж и пусконаладка) картина обратная – здесь мы забираем больший кусок пирога, и нашим иностранным коллегам приходится туго. Знание российской нормативной базы, опыт работы на объектах, уверенное владение инструментарием, адекватные цены – вот наши неоспоримые козыри.

Вопрос: ***В вашей структуре есть и "Институт промышленной автоматизации". Какие свидетельства выдаются студентам по окончании курсов? Обеспечивает ли это повышение квалификациии, "рост зарплаты"?***

А.А. Сидоров: Эта структура создавалась прежде всего как структура, поддерживающая наших заказчиков. Ведь мало просто создать систему автоматизации, нужно еще и обучить персонал, который будет ее эксплуатировать. Существует два типа курсов – сертифицированные и авторские. Сертифицированные курсы, например, мы читаем в рамках соглашения с Сименс. В этом случае слушатель получает персональный диплом международного образца о приобретении знаний по определенной программе. Я надеюсь, это опосредованно приводит к повышению зарплаты. Авторские курсы (например, по автоматическому регулированию) читают ведущие преподаватели вузов или наши сотрудники. Эти курсы максимально адаптированы под аудиторию и пользуются большим спросом.

Вопрос: ***Вы работаете с объектами гидроэнергетики. Учтен ли Вами опыт, полученный в связи с аварией на Саяно-Шушенской ГЭС? Прорабатывали ли Вы эти вопросы с коллегами тех станций, где работают ваши системы?***

А.А. Сидоров: Вопрос об информационной безопасности наших объектов – один из самых важных. И поверьте, он актуален не только в гидроэнергетике, но и в тепловой энергетике, и в нефтехимии. Сложность процессов и тяжесть возможных последствий накладывают особую ответственность на компании, занимающиеся в этих областях созданием и эксплуатацией систем автоматизации. Могу только повторить: ответственность и компетентность – вот ключевые факторы обеспечения промышленной безопасности.

Вопрос: ***Какие Вы видите ближайшие перспективы в работе группы компаний? На что они направлены, и какие изменения необходимы в их работе?***

А.А. Сидоров: Рынок систем промышленной автоматизации становится все более плотным. Растет уровень интеграции программно-аппаратных платформ, увеличивается количество интеллектуальных компонентов, меняется архитектура программной среды, появляются новые амбициозные компании. Для того чтобы оставаться на этом рынке значимым и эффективным игроком, нужно соответствовать этим тенденциям – повышать уровень профессиональной подготовки персонала, шире использовать системы автоматизированного проектирования (САПР), инструментальные средства программирования, разрабатывать типовые решения и вводить внутрикорпоративные стандарты, совершенствовать внутренние бизнес-процессы на проектно-ориентированное управление.

Мы благодарим Вас за исчерпывающие ответы на наши вопросы и поздравляем вашу компанию с 20-летним юбилеем. Желаем вашей компании успехов и процветания.

БЕРНАРД ШОУ – НАУКА И ЮМОР

Читатель никогда не извлекает из книги смысл, который вложил в неё автор.

Где отсутствует знание, там невежество именует себя наукой.

Есть лишь две категории людей: способные и неспособные.

Тот, кто умеет, – делает, кто не умеет, – преподает.

Подлинно умная мысль всегда иронична.

Нет ничего серьезнее глубокого юмора.

Не забывайте, что юмор – черта богов.

Недоверчивость – мудрость дураков.

В смешном скрывается истина.

Подборка Б. ВОЛЬТЕРА

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 2012 г. Вы можете в любом почтовом отделении:

по каталогу “Газеты. Журналы” агентства “Роспечать”: подписной индекс 83165,

по Объединенному каталогу “Пресса России”: подписной индекс 43716,

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

НПА Вира Реалтайм

СИСТЕМЫ ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ

VIRA REALTIME

Совершенный мир автоматизации и связи

НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:

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

УСЛУГИ:

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

ОБЛАСТИ ВНЕДРЕНИЯ:

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

КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ:

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

ПРОДУКЦИЯ:

Шкафы РЛТ - ТМ

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

Система обнаружения утечек

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

ПО реального времени «Сириус-ИС»

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

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

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

УПРАВЛЕНИЕ ПРОГРЕССОМ
20 лет
СМС
АВТОМАТИЗАЦИЯ
www.sms-automation.ru