АВТОМАТИЗАЦИЯ & IT в нефтегазовой области

№ 2 (8)

ежеквартальный отраслевой научно-производственный журнал

апрель–июнь 2012

ЗАО «АтлантикТрансгазСистема» в мегапроектах российской газовой отрасли 5

Автоматизация технологических процессов объекта «АГРС Адлерского района города Сочи» 20

ПТК КРУГ–2000: технические решения по автоматизации нефтегазового сектора 24

Новые решения СТН–3000: контролируемый пункт телемеханики с автономным источником электропитания 28

Блок обработки информации для газоизмерительных станций 36

Система покадрового видеонаблюдения 40

Многоуровневые системы диспетчерского управления ОАО «Газпром». История создания, перспективы развития 43

Особенности измерения массы в мерах вместимости гидростатическим способом 50

Надежность предприятия за счет мониторинга основных технологических активов 57

Небольшое пивоваренное предприятие становится крупным с помощью микро PLC 61

Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина – кузница кадров для нефтегазовой отрасли 63

Интервью Генерального директора Компании «АтлантикТрансгазСистема» Леонида Исааковича БЕРНЕРА 76

AT/GS

Закрытое Акционерное Общество
"АТЛАНТИКТРАНСГАЗСИСТЕМА"

МИРОВОЙ УРОВЕНЬ АВТОМАТИЗАЦИИ НЕПРЕРЫВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

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

20 ЛЕТ AT/GS

ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ДИСПЕТЧЕРСКИХ ПУНКТОВ СПУРТ

- *Программные комплексы диспетчерского управления многоуровневых АСУТП*
- *Системы поддержки принятия диспетчерских решений*
- *Программно-технические средства обнаружения утечек и идентификации состояния трубы*
- *Тренажерный комплекс подготовки диспетчеров*

СИСТЕМА ТЕЛЕМЕХАНИКИ СТН - 3000

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

КОМПЛЕКСНАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ СТАНЦИЙ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА

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

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

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

Редакционная коллегия:

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

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

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

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

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

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

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

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

Корнеева А.И., к.т.н.

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

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

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

Шерман В.С., к.т.н.

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

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

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

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

Тираж: 5000 экз.

Редакция не несет ответственности за достоверность рекламных материалов.

Точка зрения авторов может не совпадать с точкой зрения редакции.

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

Уважаемые коллеги!

Месяц май характеризовался проведением двух интересных конференций в нефтегазовой области, связанных с применением современных информационных технологий, в которых участвовал наш журнал.

В Москве с 10 по 11 мая 2012 г. прошла Первая международная научно-практическая конференция **"Интеллектуальное месторождение: мировая практика и современные технологии"**, посвященная прорывным инновационным технологиям интеллектуализации разработки нефтяных и газовых месторождений, позволяющим открыть новую стадию разработки старых месторождений и существенно снизить затраты на освоение и эксплуатацию месторождений нефти и газа при стабильном повышении КИН, организованная РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, НТО нефтяников и газовиков им. акад. И.М. Губкина и инновационной компанией Нитинойл.

В работе конференции приняли участие директор ИПНГ РАН академик А.Н. Дмитриевский, председатель Союза нефтегазопромышленников Г.И. Шмаль, ученые и специалисты более 30 учебных, научно-исследовательских организаций, производственных предприятий и компаний ТЭК России.

В подмосковном пансионате Управления делами Президента РФ "Ватутинки" с 14 по 18 мая прошла международная научно-практическая конференция **"Геолого-технологическое сопровождение строительства скважин в системе управления жизненным циклом нефтегазовых месторождений"**. Организаторы конференции – некоммерческая организация "Союз поддержки и развития отечественных сервисных компаний нефтегазового комплекса" (НО "Союзнефтегазсервис"), Евро-Азиатское геофизическое общество (ЕАГО), международная Ассоциация научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и работам в скважинах (АИС). Информационную поддержку конференции осуществляли РБКdaily, ФедералПресс, журналы "Нефтяное хозяйство", "Автоматизация и IT в нефтегазовой отрасли", "Открытые системы", "Недропользование", "Геофизический вестник" (ЕАГО) и научно-технический вестник "Каротажник" (АИС).

В конференции приняли участие представители 65 российских и зарубежных организаций: представители администрации Президента РФ, Минэнерго, ОАО "Росгеология", ЦКР Роснедра, ОАО "Газпром", ОАО "Газпром нефть", ООО "Георесурс", "Сургутнефтегеофизика" ОАО "Сургутнефтегаз" и др., а также зарубежные нефтесервисные компании: "Schlumberger", "Weatherford", "Geolog"; корпорация Intel, международный некоммерческий консорциум по разработке открытых стандартов обмена данными Energistics Inc. и др. В рамках конференции состоялся также Круглый стол на тему: "Роль системы национальной и международной стандартизации при реализации крупных интегрированных проектов в нефтегазовом комплексе". На нем были затронуты проблемы формирования отечественной системы стандартизации, обеспечивающей возможность российским компаниям предоставлять комплексные услуги в области геолого-геофизического сопровождения жизненного цикла нефтегазовых скважин.

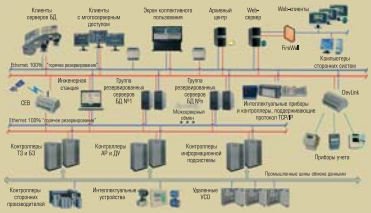
В рубрике журнала Хроника представлены пресс-релизы конференций, а в следующих номерах журнала будут напечатаны доклады, наиболее интересные с точки зрения тематики нашего журнала.

И еще одно важное событие – в июле 2012 года хорошо известная отечественная компания **ЗАО "АтлантикТрансгазСистема" отмечает свое двадцатилетие**! Сферой деятельности компании является комплексная автоматизация предприятий газовой и нефтяной промышленности. В связи с этим знаменательным событием в текущем номере журнала опубликованы интервью генерального директора ЗАО "АтлантикТрансгазСистема" Леонида Исааковича Бернера и шесть статей специалистов этой компании, которые, безусловно, будут интересны нашим читателям. Еще шесть статей ЗАО "АтлантикТрансгазСистема", не вошедшие в этот номер в связи с ограниченным объемом издания, будут опубликованы в следующем сентябрьском номере нашего журнала.

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

5 *Специалисты "АТГС" на наладке телемеханики на трассе СЕГ*

20 *Общий вид блок-бокса аналит*



24 *Сетевая архитектура ПТК*

28 *Система телемеханики СТН-3000*

36 *Видеокадры БОИ*

СОДЕРЖАНИЕ

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА
(ПРОБЛЕМЫ И ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ)

5 Л.И. БЕРНЕР, А.В. РОЩИН, А.А. КОВАЛЕВ
(ЗАО «АтлантикТрансгазСистема»)
ЗАО «АтлантикТрансгазСистема»
в мегапроектах российской газовой отрасли

20 К.К. ВАЛЕРТОВ
(Инжиниринговый центр
ООО Завод «Саратовгазавтоматика»)
Автоматизация технологических
процессов объекта «АГРС Адлерского района
города Сочи»

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

Общие вопросы

24 А.И. ПРОШИН, А.Ю. ЗЕНОВ
(НПФ «КРУГ»)
ПТК КРУГ-2000: технические решения
по автоматизации нефтегазового сектора

ТЕХНИЧЕСКИЕ И ПРОГРАММНЫЕ СРЕДСТВА СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ

Автоматизированные системы диспетчерского и технологического управления НГК

28 С.А. ИЛЮШИН, С.А. ЛАВРОВ
(ЗАО «АтлантикТрансгазСистема»)
Новые решения СТН-3000:
контролируемый пункт телемеханики
с автономным источником электропитания

36 С.А. ЛАВРОВ, С.И. СУШКОВ
(ЗАО «АтлантикТрансгазСистема»)
Блок обработки информации для газоизмерительных
станций

40 С.А. ЛАВРОВ, С.И. СУШКОВ
(ЗАО «АтлантикТрансгазСистема»)
Система покадрового видеонаблюдения

43 Ю.М. ЗЕЛЬДИН, Н.К. БОГДАНОВ, А.А. КОВАЛЕВ
(ЗАО «АтлантикТрансгазСистема»)
Многоуровневые системы диспетчерского управления
ОАО «Газпром». История создания, перспективы развития

Измерители и регуляторы для НГК

50 Ю.Б. ДУБАСОВ
(ЗАО «Альбатрос»)
Особенности измерения массы в мерах вместимости
гидростатическим способом

НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ В НГК

Надежность систем СА в НГК

57 Никки БИШОП (Nikki BISHOP) (Emerson Process Management)
Надежность предприятия за счет мониторинга основных технологических активов

ОПЫТ АВТОМАТИЗАЦИИ В ЗАРУБЕЖНОМ НГК

США

61 Джим МОНТЕГЬЮ (Jim Montague) (Control magazine)
Небольшое пивоваренное предприятие становится крупным с помощью микро PLC

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

63 Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина – кузница кадров для нефтегазовой отрасли

ХРОНИКА И НОВОСТИ

66 Первая международная научно-практическая конференция «Интеллектуальное месторождение: мировая практика и современные технологии»

72 Международная выставка «Central Asia Industry Platform 2012»

72 Новости фирмы «ЭМИКОН»

73 Новости ОАО НК «Роснефть»

75 Нефтяники Сахалина получат установки от «Стромнефтемаша»

75 III Научно-практическая конференция «Суперкомпьютерные технологии в нефтегазовой отрасли. Математические методы, программное и аппаратное обеспечение»

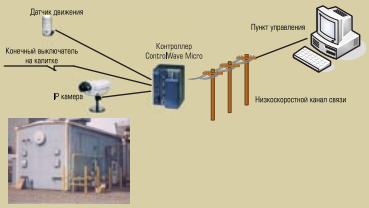
РАЗНОЕ

Профессионалы отвечают

76 Интервью Генерального директора Компании «АтлантикТрансгазСистема» Леонида Исааковича БЕРНЕРА члену редакционной коллегии журнала ШЕРМАНУ Виталию Семеновичу

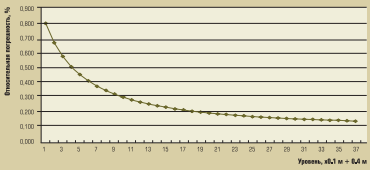
Разминки словом

80 © Болеслав ВОЛЬТЕР Человек науки



40 *Структура системы телемеханики с функцией покадрового видеонаблюдения*

43 *Центральная диспетчерская ООО "Газпром трансгаз Ставрополь"*



50 *График зависимости основной относительной погрешности измерений массы от степени наполнения меры вместимости высотой до 4,1 м, товарная нефть*

57 *Датчик вибрации CSI 9420 отправляет данные об оборудовании в интегрированную сеть управления предприятием через беспроводной шлюз*

61 *В пивоварении компании Green Flash начальный процесс производства ведется в пяти резервуарах, которые автоматизированы с помощью микро PLC фирмы Idec, и обработка типичной партии емкостью 50 баррелей производится всего за три часа*

Компании «АтлантикТрансгазСистема»

20 лет

AT/GS

Специалистов компании **“АтлантикТрансгазСистема”** всегда отличает высокий профессиональный уровень и эрудированность в сложных вопросах создания и внедрения новых информационных технологий в системы комплексной автоматизации предприятий газовой и нефтяной промышленности, сетей тепло-, водо- и газоснабжения, систем электроснабжения и других производств с непрерывным технологическим циклом. Основными заказчиками компании являются ведущие предприятия по транспорту и добыче газа, входящие в ОАО “Газпром”.

Высокий уровень выполняемых ЗАО **“АтлантикТрансгазСистема”** работ обеспечивается заложенными в них современными научно-техническими и конструкторскими решениями; использованием современных программно-технических комплексов; высокой квалификацией персонала, причем среди 140 сотрудников фирмы: 2 доктора и 12 кандидатов технических наук, аспиранты и выпускники лучших вузов Москвы, прошедшие подготовку в ведущих зарубежных фирмах. Одной из отличительных черт компании является ставка на молодежь, и это замечательно.

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

К настоящему времени на территории России работает более 80 комплексов диспетчерского управления, более 60 систем телемеханики (включающих около 80 САУ ГРС), созданных ЗАО **“АтлантикТрансгазСистема”**. Многолетний опыт эксплуатации показал их высокую надежность и эффективность.

Поздравляем со славным юбилеем весь коллектив компании во главе с его бессменным лидером – генеральным директором доктором технических наук Леонидом Исааковичем Бернером.

Желаем всем работникам компании реализации творческих замыслов, интересных плодотворных идей и возможностей для их воплощения. Пусть ветер удачи всегда наполняет свежим атлантическим дыханием паруса вашей надежды, а также крепкого вам здоровья, счастья и всего самого доброго.

Мы благодарны Вашей компании за плодотворное и разностороннее сотрудничество с журналом и поддержку во всех наших новых начинаниях и всегда готовы пропагандировать Ваши достижения на страницах нашего журнала!

Редакция и редколлегия журнала сердечно поздравляет замечательный коллектив компании “АтлантикТрансгазСистема” с 20-летним юбилеем!

ЗАО «АтлантикТрансгазСистема» в мегапроектах российской газовой отрасли

Л.И. БЕРНЕР, А.В. РОЩИН, А.А. КОВАЛЕВ
(ЗАО "АтлантикТрансгазСистема")

Ключевой особенностью современного этапа развития газовой отрасли России по праву можно назвать реализацию масштабных "мегапроектов" по сооружению тысячекилометровых газотранспортных систем, освоению новых месторождений, открытию новых экспортных направлений, газификации огромных по площади регионов страны. Сегодняшняя структура газотранспортной системы уже существенно отличается от Единой системы газоснабжения России даже десятилетней давности. Построены газопроводы "Ямал-Европа" и "Северный поток", реализуется масштабная Восточная программа, осваивается не имеющее аналогов по условиям разработки Бованенковское месторождение и создается протяженная газотранспортная система "Бованенково-Ухта", планируется создание "Южного потока". Эти и другие проекты требуют самых надежных средств управления газопроводами, пригодными для эксплуатации на неосвоенных территориях, при критически жестких климатических условиях.

ЗАО "АтлантикТрансгазСистема" предлагает решения, которые успешно выдерживают конкурентную борьбу и отбираются ОАО "Газпром" и его дочерними Обществами практически для всех значимых, сложных и масштабных проектов. Это СТН-3000 – телемеханика линейной части, кустов газовых скважин и система управления газораспределительными станциями (САУ ГРС)[1], СПУРТ – программно-технический комплекс диспетчерского управления[2], интеграционные решения для создания современных распределенных систем управления[3]. За двадцать лет работы АТГС введено в эксплуатацию более 1000 КП ТМ и САУ ГРС и 100 ДП разного уровня, в том числе только за последние несколько лет ЗАО "АТГС" изготовило и ввело в эксплуатацию в рамках "мегапроектов" ОАО "Газпром" несколько сотен контролируемых пунктов СЛТМ и САУ ГРС и десятки систем диспетчерского управления. Анализ проектов позволяет сформулировать целый ряд критериев, исходя из которых СТН-3000 преобладает в новых проектах ОАО "Газпром":

1) Высокое качество, надежность, устойчивость к низким температурам (до –50 °С без внешнего обогрева).
2) Высокий уровень подготовки специалистов АТГС.
3) Способность в сжатые сроки изготовить, испытать и отгрузить заказчику большие партии ПУ и КП СЛТМ, САУ ГРС и ДП.
4) Гибкий подход к изготовлению и комплектации систем, высокий уровень функциональности.
5) Открытость и готовность систем к интеграции в АСУТП пользователя.
6) Пригодность СТН-3000 к эксплуатации при минимуме обслуживания, развитые средства удаленной диагностики и программирования.
7) Интеллектуализация систем, постоянное расширение подсистем, входящих в СПУРТ (системы поддержки принятия

[1] 2007, М. изд-во "Научтехлитиздат", "Промышленные АСУ и контроллеры" №6 – С.А. Лавров "Система телемеханики СТН-3000. Развитие и совершенствование".

[2] 2007, М. изд-во "Научтехлитиздат", "Приборы и Системы. Контроль и Управление. Диагностика." № 6 – Ю.М. Зельдин, Н.И. Сушкова "Автоматизация решения прикладных задач диспетчерского управления (на примере АСОДУ СПУРТ)".

[3] 2011, М. Всероссийское отраслевое рекламно-информационное издание "Сфера-Нефтегаз", №3 – Л.И. Бернер ЗАО "АтлантикТрансгазСистема": опыт создания и внедрения АСУ ТП непрерывных технологических процессов".

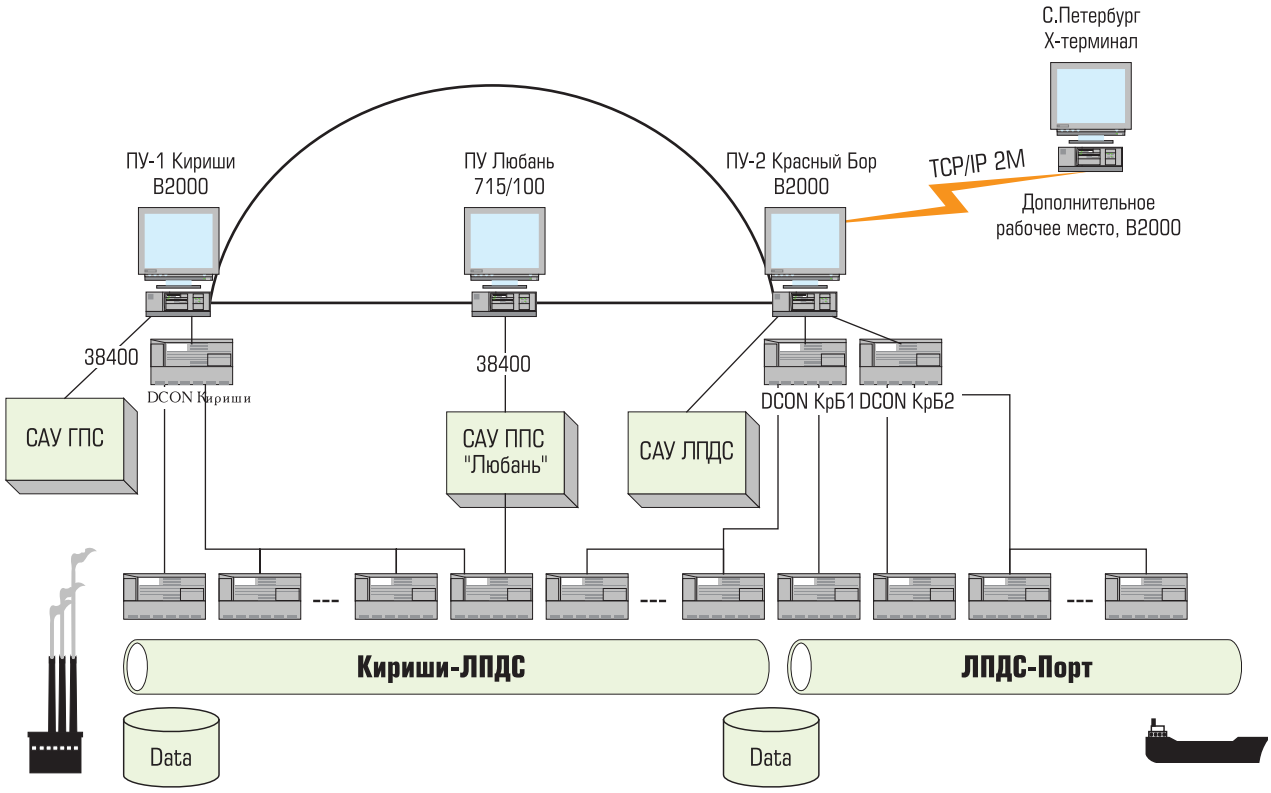


Рис. 1. АСУ ТП ОАО "Петербургтранснефтепродукт"

решений, тренажеры диспетчера, системы обнаружения утечек).

В предлагаемой статье даётся "срез" применения СТН-3000, СПУРТ и других решений ЗАО "АТГС" в так называемых "мегапроектах" ОАО "Газпром". Эти проекты не только широко известны в России, но и за рубежом. Как правило, "мегапроекты" масштабны, реализуются в сжатые сроки и в сложных климатических условиях. Кроме того, они представляют собой интересные и современные решения как с точки зрения объекта автоматизации, так и в части структуры СЛТМ, выполняемых функций, реализуемых решений по связи и по интеграции в АСУ ТП. Наконец, при реализации таких проектов "АТГС" взаимодействует с большим числом партнеров, заказчиков и проектировщиков.

Необходимо заметить, что решения "АТГС" стали применяться в "мега-проектах" ОАО "Газпром" после многолетней успешной эксплуатации в 1990х-2000х годах на газопроводных системах таких газотранспортных обществ, как ООО "Пермтрансгаз", "Томсктрансгаз", "Лентрансгаз", "Уренгойгазпром" и ряда других. Решения для "мегапроектов", как правило, технически отличаются от телемеханизации действующих газопроводов – эти вопросы подробно будут рассмотрены в заключительных разделах статьи.

Приведенный в статье графический материал и показатели газотранспортных систем взяты с сайта ОАО "Газпром"[4], если иное не отмечено отдельно.

КОМПЛЕКСНЫЕ СИСТЕМЫ НАЧАЛА 2000-х

Прежде чем перейти к описанию систем управления, разработанных АТГС, в мегапроектах последних лет кратко упомянем о больших, комплексных системах, реализованных АТГС в 2000-х годах.

АСУ ТП ОАО "Петербургтранснефтепродукт" – это сложная система (рис. 1), включающая 20 линейных КП ТМ на 200 км нефтепродуктопровода Кириши – Санкт-Петербург и его отводах, 3 САУ насосными станциями, основной и два дополнительных ДП[5].

[4] www.gazprom.ru – сайт ОАО "Газпром".

[5] 2002, М. изд-во "Научтехлитиздат", "Приборы и Системы. Контроль и Управление. Диагностика", Л.И. Бернер, Ю.М. Зельдин, А.А. Ковалёв – "Автоматизация транспорта нефтепродуктов".

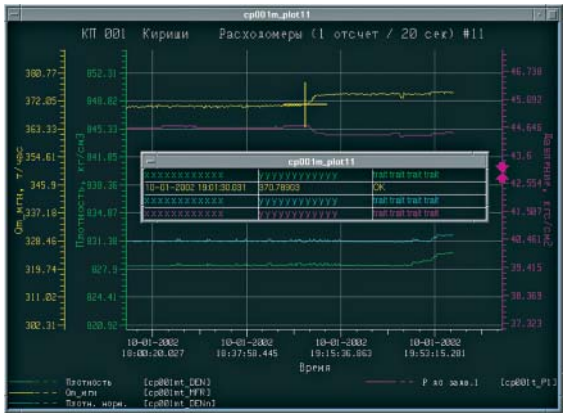


Рис. 2. Обнаружение утечек и расчет границы расположения партий продукта

В этой системе средствами СПУРТ впервые АТГС реализовала такие интересные задачи как обнаружение утечек и расчет границы расположения партий продукта (рис. 2).

Система продолжает постоянно расширяться.

АСУ ТП ООО "ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ЧАЙКОВСКИЙ"

В течение последних пятнадцати лет АТГС строило и развивало АСУ ТП одного из самых больших предприятий по транспортировке газа. – "Газпром трансгаз Чайковский" (рис. 3).

Рис. 3. Контролируемая территория с помощью АСУ ТП предприятия по транспортировке газа – "Газпром трансгаз Чайковский"

Предприятие охватывает территории Пермского края и Удмуртии. Общая протяженность магистральных газопроводов – 10,3 тысяч км.

Многоуровневая АСУ ТП предприятия (рис. 4) управляет и контролирует практически все газопроводы с помощью 83 линейных

Рис. 4. Многоуровневая АСУ ТП предприятия "Газпром трансгаз Чайковский"

Рис. 5. Центральный диспетчерский пункт

Рис. 6. ИУС Карашурской станции подземного хранения газа

КП, 32 САУ ГРС и 2 САУ ГИС, а также диспетчерских систем всех уровней – ЦДП (рис. 5), 14 ДП ЛПУ МГ и площадок КС.

Из особенностей проекта следует отметить, что здесь была реализована первая телемеханика разработки АТГС, до настоящего времени функционирующая в Очерском ЛПУ, телемеханизированы самые большие в Газпроме крановые площадки (42 крана на каждой из 6 крановых площадок Гремячинского ЛПУ, расположенного в горах Северного Урала); первые для АТГС: САУ ГРС и ГИС, двухуровневая АСУ ТП, тренажер диспетчера и многие другие пионерские разработки, в связи с чем и МВИ ОАО "Газпром" в 1997 и 2005 гг. также были проведены в г. Чайковский.

ИУС Карашурской станции подземного хранения газа, входившей ранее в состав ООО "Пермтрансгаз", был первым серьезным опытом АТГС как генподрядчика сложнейшей технологической системы (рис. 6).

ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ ООО "ГАЗПРОМ ДОБЫЧА УРЕНГОЙ"

В течение ряда лет ЗАО АТГС ведет работы по телемеханизации кустов скважин и трубопроводов ООО "Газпром добыча Уренгой" (рис. 7). За это время введено в эксплуатацию 94 КП кустов газовых скважин месторождений: Таб-Яха, Ен-Яха, Песцовое, Восточный и Западный купола. При этом 15 КП СТН-3000 на Западном куполе работают на автономном источнике электроэнергии (солнечной батарее) (рис. 7), а в качестве датчика измерения рас-

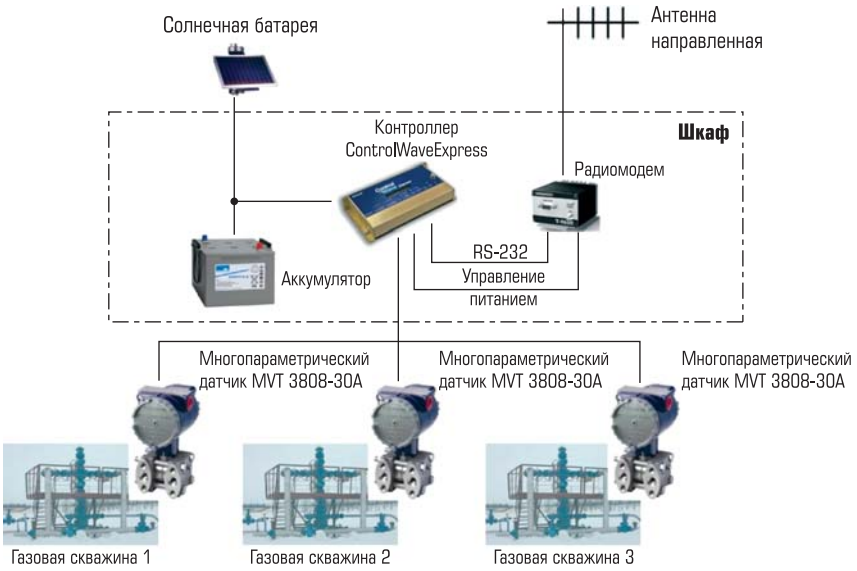


Рис. 7. 15 КП СТН-3000 на Западном куполе работают на автономном источнике электроэнергии (солнечной батарее)

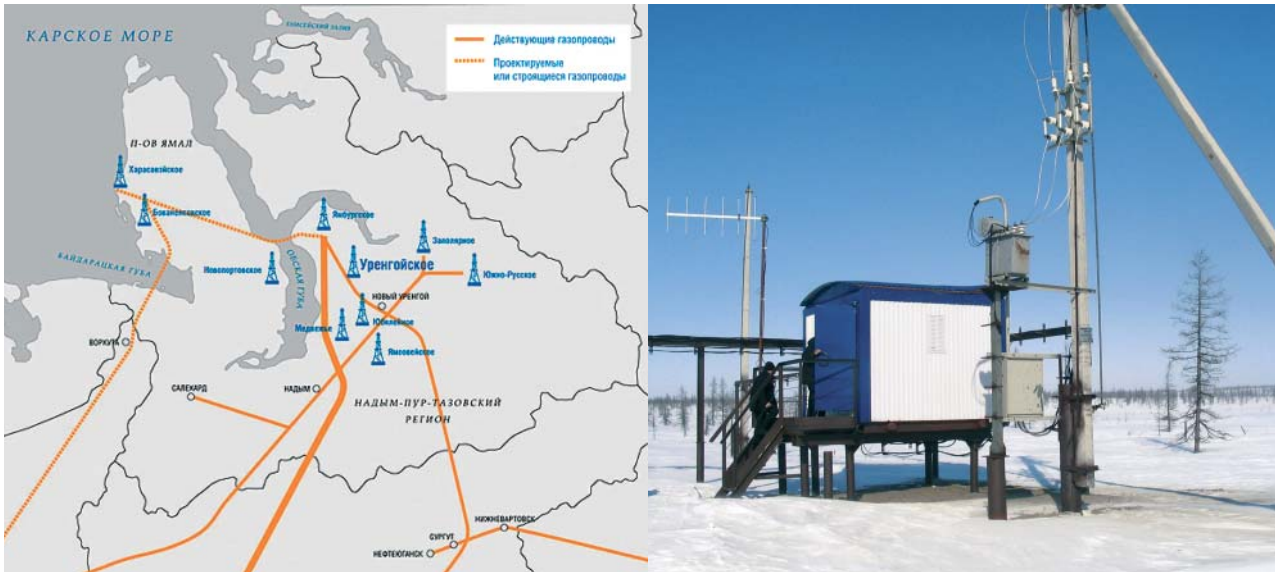


Рис. 8. Межпромысловый коллектор (13 КП, ДП), где на диспетчерском уровне реализована система поддержки принятия решений

хода на скважине установлен диффузионно-конфузионный расходомер[6].

Телемеханизирован ряд трубопроводов. Это, прежде всего межпромысловый коллектор (13 КП, ДП), где на диспетчерском уровне реализована система поддержки принятия решений (рис. 8). Для продуктопровода Ачимовских залежей и метанолопровода УКПГ 10 – УКПГ 11 телемеханика дополнена системой обнаружения утечек.

ГАЗОПРОВОД "ЗАПОЛЯРНОЕ – УРЕНГОЙ" И ЕГО РАЗВИТИЕ

Уникальное по масштабам месторождение "Заполярное" с годовой добычей порядка 100 млрд м^3 природного газа стало осваиваться в середине 90-х годов для компенсации падающей добычи традиционных источников экспортного газа – Уренгойских месторождений. Для подачи газа "Заполярного" в газотранспортную систему России был построен трехниточный газопровод "Заполярное-Уренгой" общей протяженностью 590 км и новая 3-х цеховая компрессорная станция "Пуртазовская". Важнейшей особенностью газопровода является его прохождение по неосвоенным территориям в экстремальных климатических условиях российского Приполярья. Контроль и удаленное управление линейной частью первоначально должны были обеспечить 17 контролируемых пунктов (КП) телемеханики с выходом управления на щитовую компрессорной станции "Пуртазовская".

Генеральным подрядчиком на создание комплексной автоматизированной системы компрессорной станции и линейной части стало ООО "Сименс" (российское дочернее общество Siemens AG), выигравшее международный тендер. ЗАО "АТГС" выступило совместно с ООО "Сименс" как субподрядчик по телемеханизации, предложив проверенные надежные и технологичные решения, выдерживающие сверхнизкие температуры, обладающие низким энергопотреблением и практически не требующие обслуживания. Фактором, сыгравшим немаловажную роль при выборе СТН-3000 для данного проекта, стал положительный опыт эксплуатации данной системы на межпромысловом коллекторе (МПК) ООО "Уренгойгазпром". Структура решения по телемеханике разработана, исходя из двух факторов: схемы организации радиосвязи и необходимости иметь собственный резервный пункт управления (ПУ СЛТМ) при одновременной интеграции в современную систему управления КС – Simemens Simatic CS7 (измененный вариант PCS7). Такое решение стало "классическим" и затем многократно будет повторено в тех проектах, где "АТГС" выступает как субподрядчик по телемеханике в составе сложной комплексной системы управления.

[6] 2011, федеральный журнал "Энергетическая стратегия", Л.И. Бернер – "ЗАО "АтлантикТрансгазСистема": опыт работы на объектах ООО "Газпром добыча Уренгой".

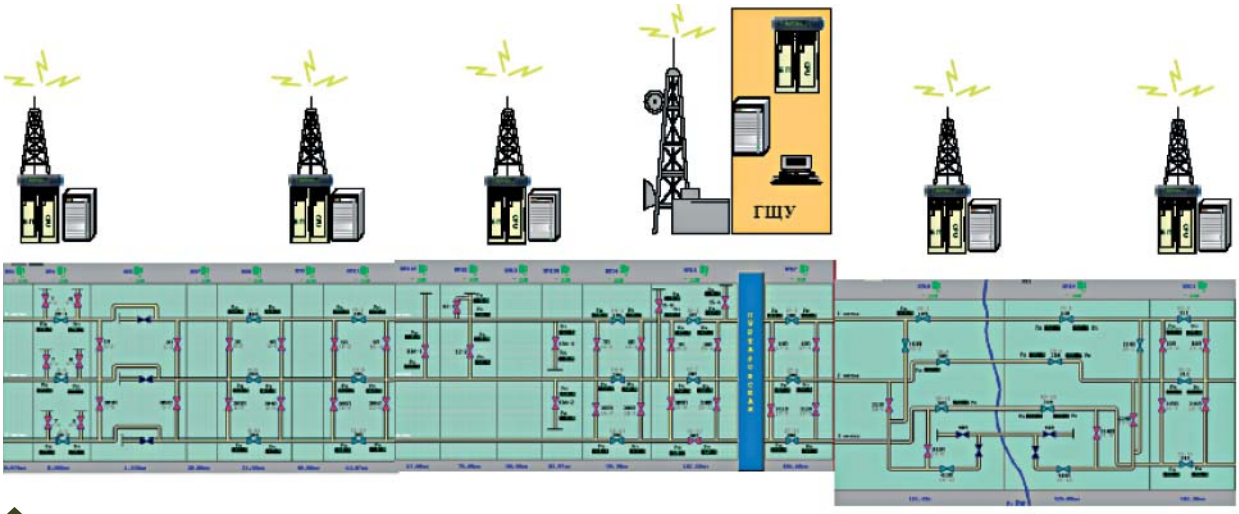


Рис. 9. СЛТМ МГ "Заполярное-Уренгой"

Обобщенно структура созданной системы показана на рис. 9.

Комплексная АСУ ТП МГ "Заполярное-Уренгой", включая СЛТМ СТН-3000, успешно прошла межведомственные испытания в 2004 г. и затем в 2005 г. была отмечена Премией ОАО "Газпром" в области науки и техники как первая, вновь построенная комплексная система управления сложным технологическим объектом, основанная на современных решениях по автоматизации. Заложенные возможности расширения СЛТМ СТН-3000 были использованы в конце 2000-х годов. Были поставлены и смонтированы новые контролируемые пункты на однониточном отводе к новому месторождению "Южнорусское", существующие КП МГ "Заполярное-Уренгой" расширены для автоматизации вновь построенной четвертой нитки.

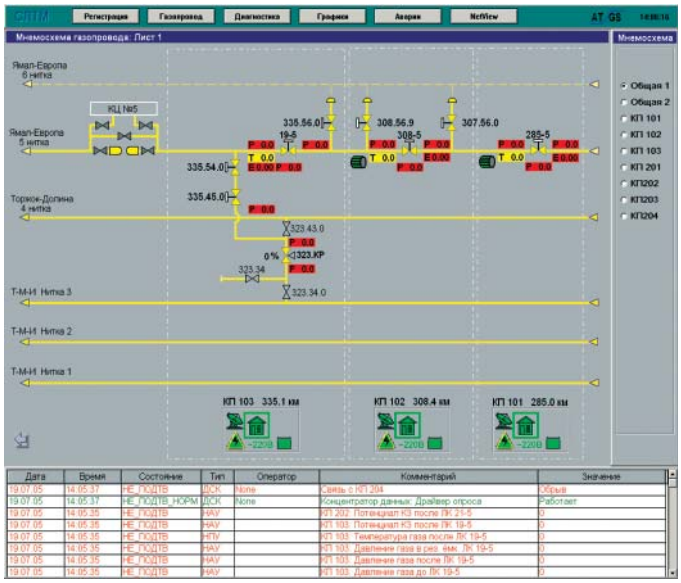
Телемеханизация линейной части газопроводов, равно как и телемеханизация скважин самого Заполярного месторождения на базе СТН-3000, стали важными этапами в истории ЗАО "АТГС". Телемеханика СТН-3000 подтвердила свою репутацию надежной, открытой, хорошо программируемой и обслуживаемой системы для суровых условий, а инженеры "АТГС" подтвердили умение работать в таких условиях. Специалисты "АТГС" развили опыт работы в составе большого коллектива и отработали решения по интеграции СТН-3000 в ИАСУ ТП КС (или даже ИАСУ ТП газопровода).

Рис. 10. Газопровод "Ямал-Европа". Справа – российский участок [1]

ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ ГАЗОПРОВОДА "ЯМАЛ–ЕВРОПА"

Данный проект можно рассматривать в качестве первого "выхода" на новые стройки ОАО "Газпром" ЗАО "АТГС" с системой телемеханики СТН-3000. Новый экспортный газопровод, который наряду с "Голубым потоком" фактически стал первой крупной стройкой в газовой промышленности после распада СССР, был запроектирован как новый 2000-км маршрут экспорта российского газа через Белоруссию и Польшу. Для транспорта газа на трех компрессорных станциях были построены дополнительные цеха. Трасса газопровода с выделением российского участка показана на рис. 10.

К моменту выбора системы телемеханики для российского участка "Ямал-Европа" ЗАО "АТГС" уже имело положительный опыт работы в ООО "Лентрансгаз" при модернизации СЛТМ МГ "Выборг-Госграница". Специалисты ООО "Лентрансгаз" внимательно ознакомились с положительными результатами телемеханизации газопроводов ООО "Пермтрансгаз". ЗАО "АТГС" также поучаствовало в автоматизации КС "Несвиж" белорусского участка "Ямал-Европа". В результате субподрядчиком на поставку и внедрение 26 КП для



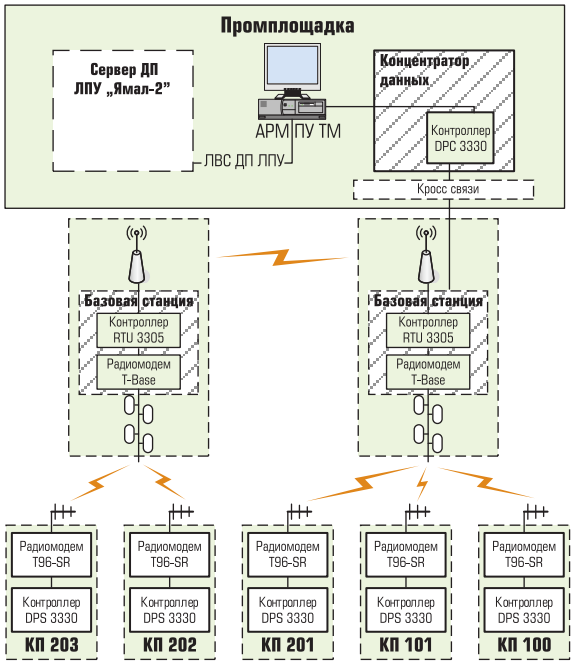


Рис. 11. ПУ СЛТМ "Ямал-Европа" (слева); структура системы одного ЛПУМГ (справа)

четырех "ямальских" ЛПУМГ было отобрано ЗАО "АТГС", генеральным подрядчиком на АСУ ТП в целом стала французская фирма "Талесс", работавшая совместно с российской ОАО "Газавтоматика". При реализации СЛТМ были использованы контроллеры DPC3330, работающие по радиоканалу. Основные решения иллюстрирует рис. 11.

Важной технической особенностью стал стык с АСУ ТП компрессорных станций "Ямал-Европа" на базе программного продукта "Ямал-2" компании "Талесс", работающего под управлением операционной системы Sun Solaris. В предыдущих проектах "верхним уровнем" для СЛТМ "АТГС" была система управления собственной разработки и поставки – либо масштабный СПУРТ, либо компактный Wonderware. Разработанное для "Ямала" решение основывалось на использовании собственного ПУ СТН-3000 Wonderware с последующей стыковкой с сервером "Ямал-2" по специальному программному протоколу. Необходимое программное обеспечение было разработано ЗАО "АТГС", стыки были реализованы на полигоне в Москве, а потом опробованы "в поле". Другой особенностью стало резервирование установочных мест под платы ввода-вывода КП СЛТМ под возможное расширение на параллельные нитки "старых" газопроводов. Контроллеры по-прежнему готовы принять новые сигналы в рамках проекта расширения. Система, поэтапно вводилась в строй с 2001 по 2006 годы. Для ряда ЛПУМГ проведены обновления морально устаревающей компьютерной техники Пунктов управления. Сами КП телемеханики надежны, работоспособны и полностью выполняют возложенные на них задачи.

МЕГА-ПРОЕКТЫ

Газопроводы "Северный поток и Бованенково-Ухта"

МГ "Ямал – Европа" был прелюдией к масштабным проектам строительства целой системы газопроводов, в основном в Европейской части России, как для отечественных потребителей, так и для прямого экспорта российского газа в Западную Европу.

Nord Stream (рис. 12) протяженностью 1224 км является подводным газопроводом,

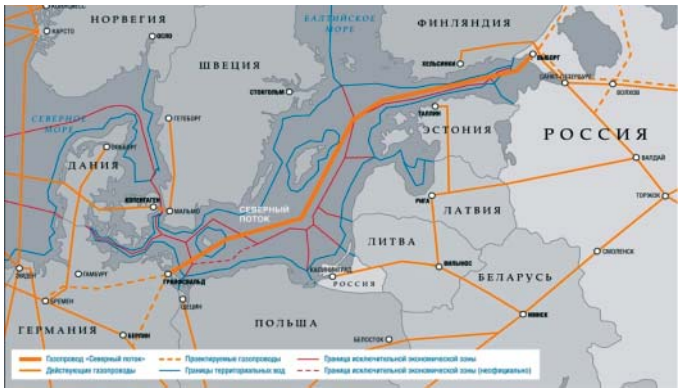


Рис. 12. Схема МГ NordStream

Рис. 13. Участок СЕГ, телемеханизированный на базе СТН-3000

управляемым международным консорциумом (включая ОАО "Газпром"). Для подачи газа в Nord Stream на территории Российской Федерации строится мощная наземная газотранспортная система, включающая, в свою очередь, несколько крупных проектов. Прежде всего, это Северо-Европейский Газопровод (СЕГ) в зоне ответственности ООО "Газпром трансгаз Ухта" и "Газпром трансгаз Санкт-Петербург" и газопровод "Починки-Грязовец" в зоне ответственности ООО "Газпром трансгаз Ухта" и ООО "Газпром трансгаз Нижний Новгород". Участие ЗАО "АТГС" в этих проектах рассматривается в настоящей главе. Отдельно будет представлена информация о работах "АТГС" для проекта "Бованенково-Ухта".

СЕГ – "Грязовец–Выборг"

Строительство газопровода началось в конце 2005 г., в это же время ОАО "Газпром" стало прорабатывать решения по автоматизации и телемеханизации новых объектов. На тот момент ЗАО "АТГС" имело положительный опыт внедрения СЛТМ СТН-3000 как на экспортном газопроводе "Ямал-Европа", так и на существующих нитках газопровода "Грязовец-Ленинград" и "Грязовец-Госграница" в Волховском и Пикалевском ЛПУМГ ООО "Лентрансгаз". СТН-3000, была выбрана для телемеханизации всего "питерского" участка Северо-европейского газопровода – (рис. 13).

Аналогично проектам "Ямал-Европа" и "Заполярное-Уренгой", телемеханика СЕГ должна была быть выполнена как законченная подсистема с собственным пунктом управления, интегрируемая затем в единую АСУ ТП Северо-Европейского газопровода и далее в АСУ ТП ООО "Газпром трансгаз Санкт-Петербург" на базе программной платформы PSI*Control* V7 немецкой компании PSI AG. Другой особенностью стало существенное усложнение СЛТМ, прежде всего за счет реализации локальных информационных стыков (на уровне КП) с системами энергетики, ЭХЗ и рядом других по различным информационным протоколам. Телемеханика была разработана на базе нового поколения контроллеров ControlWave с использованием высокоскоростной оптоволоконной системы связи. Пункты управления были реализованы на базе системы СПУРТ разработки ЗАО "АТГС", уже применявшейся на ряде ЛПУМГ. В среднем для каждого из четырех ЛПУМГ СЕГ было поставлено по 10 контролируемых пунктов телемеханики.

Работы по монтажу и наладке СЛТМ проводились поэтапно, по мере готовности "трубы" и технологического оборудования. Природно-климатические условия Ленинградской области, прежде всего распутица в осенне-зимне-весенний период, создали определенные проблемы, которые были успешно преодолены специалистами ЗАО "АтлантикТрансгазСистема" – (рис. 14). Внедрение СЛТМ закончено в 2011 г. с завершением строительства газопровода. При этом телемеханика функционирует в автономном режиме, с помощью "собственных" пунктов управления. В конце 2011 г. в Портовом ЛПУМГ (эксплуатирующую уникальную по техническим показателям КС "Портовая" и примыкающую линейную часть) начаты работы по интеграции СЛТМ в АСУ ТП PSI*Control* V7. Результат интеграции, проводимой на базе открытых протоколов специалистами генерального подрядчика "Газ-

Рис. 14. Специалисты "АТГС" на наладке телемеханики на трассе СЕГ

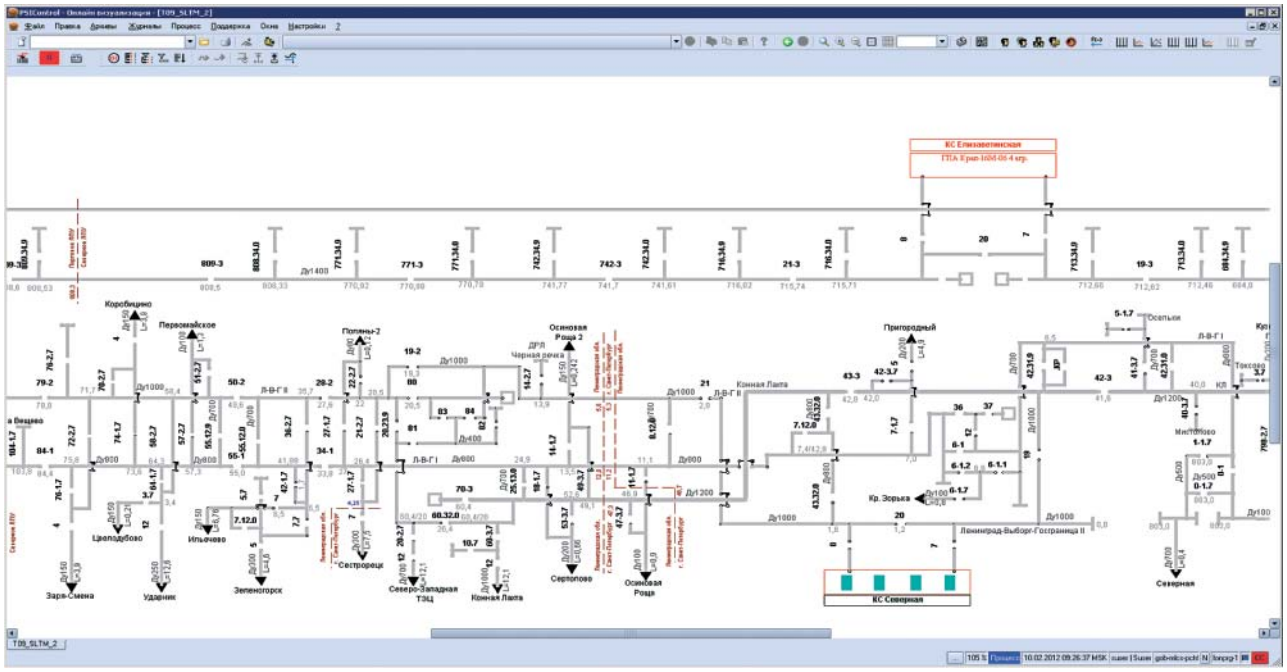


Рис. 15. Фрагмент экрана СЛТМ участка Портового ЛПУМГ, отображаемый средствами АСУТП МГ PSIControl PSI AG

пром автоматизация" с участием инженеров "АТГС" иллюстрирует рис. 15 – мнемосхема участка СЕГ Портового ЛПУМГ отображается системой PSI*Control* V7, наряду с отображением средствами ПУ СПУРТ.

Газопровод "Починки–Грязовец"

Для подачи газа в Nord Stream используются различные источники – прежде всего это газопроводы "СРТО-Торжок" и "Починки-Грязовец". В автоматизации последнего ЗАО "АТГС" приняло самое активное участие. Новый газопровод "Починки-Грязовец" общей протяженностью 650 км проходит в зоне ответственности двух газотранспортных обществ – ООО "Газпром трансгаз Ухта" и "Газпром трансгаз Нижний Новгород". Сроки строительства газопровода – 2007-2011 годы, производительность до 36 млрд м^3 газа в год. Схема газопровода показана на рис. 16 (слева).

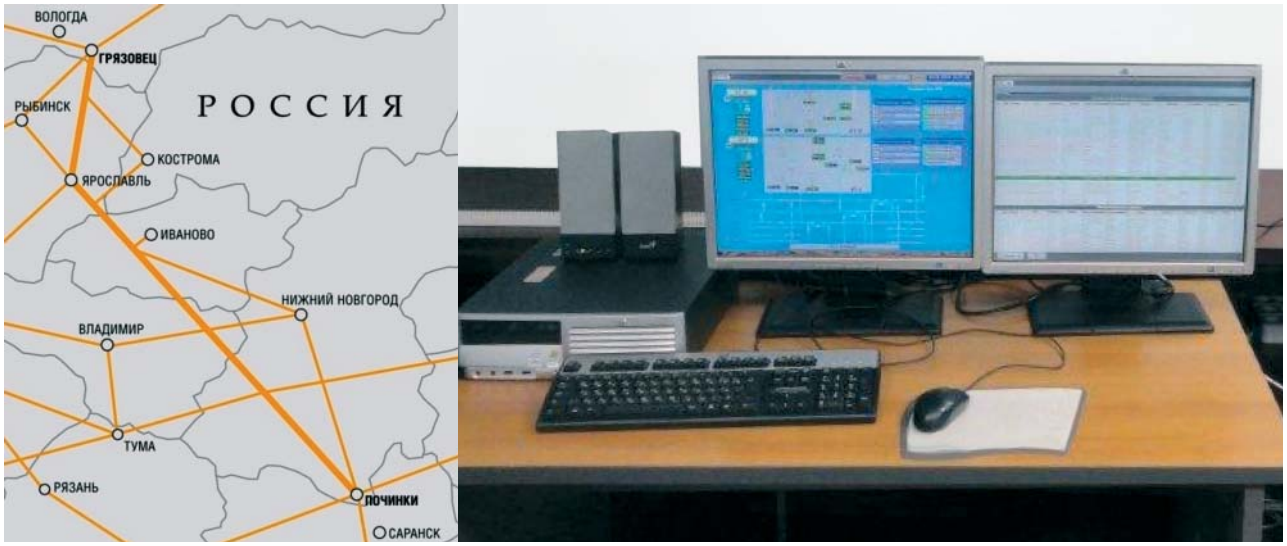


Рис. 16. Трасса нового газопровода "Починки-Грязовец" (слева) и АРМ ПУ СЛТМ СТН-3000 Починковского ЛПУМГ

Рис. 17. Транспорт ЗАО "АТГС" в районе КП МГ "Починки-Грязовец"

ЗАО "АТГС" поставило телемеханику СТН-3000 и, вместе с партнерами, прежде всего ООО "Гипрогазцентр" и ЗАО "Система-Сервис", реализовало проекты современных интегрированных систем управления новых компрессорных станций "Новоарзамасская", "Лукояновская", "Ивановская" и "Вязниковская". Система телемеханики была выполнена в целом по "классической" схема – на рис. 16 (справа) показан АРМ пункта управления СПУРТ СЛТМ СТН-3000 одного из участка газопровода. Для одноцеховых компрессорных станций была проработана и реализована схема управления, интегрирующая щит управления КС (на базе МСКУ-5000) и пункт управления СЛТМ СТН-3000 [9].

Рис. 18. Схема газопровода "Бованенково-Ухта"

Участие в автоматизации "наземного комплекса" СЕГ (к которому следует отнести и МГ "Починки-Грязовец") стало серьезным испытанием, которое успешно выдержал коллектив ЗАО "АтлантикТрансгазСистема". СЕГ стал площадкой для отработки новых проектных решений, реализации уровня АСУ ТП МГ и отдельных КС при взаимодействии с большим числом партнеров. Расположение объектов МГ в центральных областях России, близких к Москве, позволило организовать работы более гибко, с использованием специально приобретенного "АТГС" транспорта – один из нескольких использованных для работ пикапов повышенной проходимости показан на рис. 17. Условия работы на газопроводе "Починки-Грязовец" мало отличались от описанной выше специфики СЕГ – более высокая плотность дорог частично компенсировалась бездорожьем в местах вновь построенной трассы МГ и КП телемеханики

Газопровод "Бованенково–Ухта"

Уникальная по протяженности трасса, проходящая в тяжелых и не имеющих пока аналога для эксплуатации МГ и КС климатических условиях, отсутствие инфраструктуры, вахтовая форма обслуживания, особая важность для освоения новых перспективных районов добычи газа на Ямале – все это только частично отражает особенности вновь строящейся газотранспортной системы "Бованенково-Ухта". Общая протяженность трассы производительностью 115-140 млрд м^3 в год составит 2400 км, включая 1100 км в новом газотранспортном коридоре (то есть строительство МГ в "чистом поле", вернее в "чистой тундре"). Общая схема трассы газопровода показана на рис. 18.

Система линейной телемеханики СТН-3000 ЗАО "АТГС" была выбрана для всех 68 контролируемых пунктов МГ "Бованенково-Ухта", относящихся к эксплуатационным зонам Воркутинского, Печорского и Сосногорского ЛПУМГ. Главными критериями выбора СТН-3000 послужили проверенная на "северных" объектах надежность работы системы в тяжелых климатических условиях, широкие возможности удаленной работы с КП и большие функциональные возможности СТН-3000, в том числе по информационным стыкам и локальной обработке информации.

В проекте объектами телемеханизации линейной части газопровода являются:

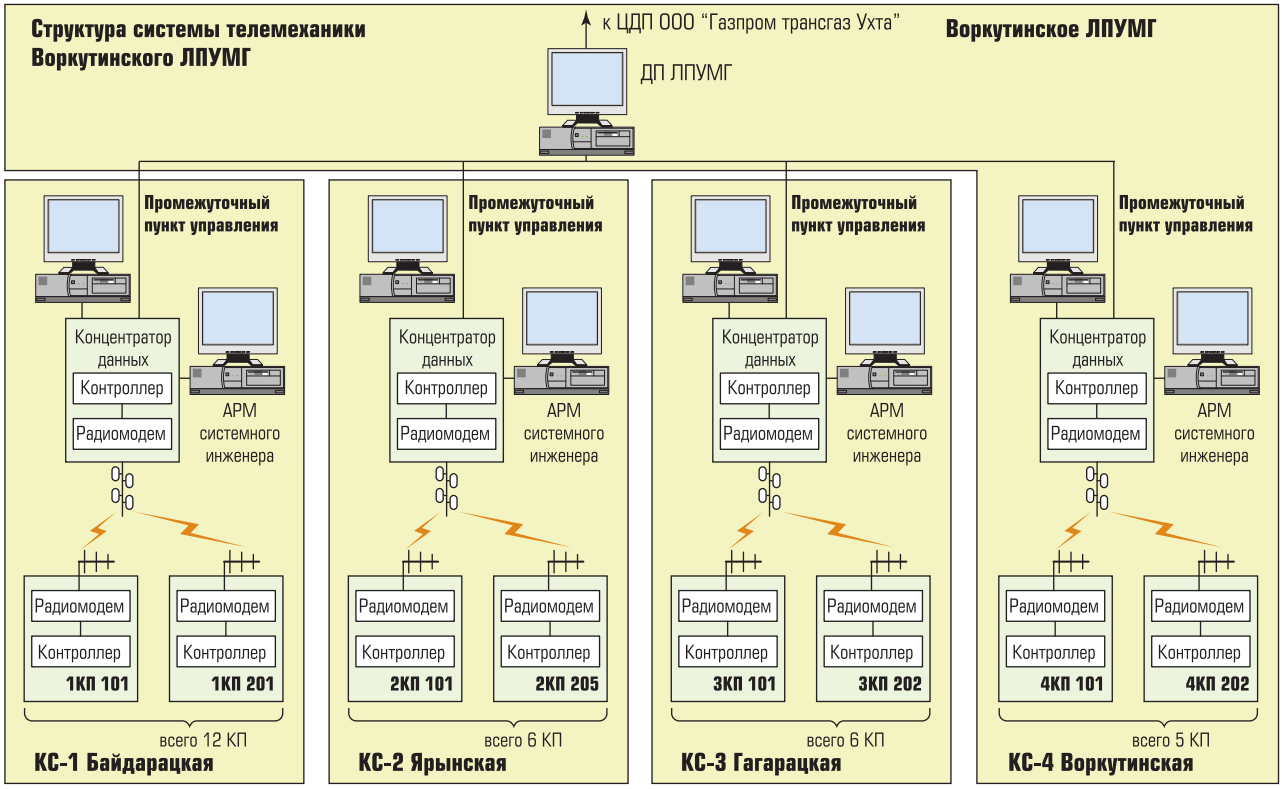


Рис. 19. Структура системы телемеханики "Бованенково-Ухта"

1) запорная арматура, включая охранные краны и краны на внутренних перемычках компрессорных цехов и краны узлов подключения КС;
2) СКЗ и контрольно-диагностические пункты для контроля потенциала и скорости коррозии газопроводов на переходах через водные преграды и железные дороги;
3) линейные энергообеспечивающие объекты – ячейки секционирования воздушных линий электропередачи, комплектные трансформаторные подстанции, автономные источники электроснабжения типа дизельгенератора и микротурбины, счетчики электроэнергии;
4) системы охранной и пожарной сигнализации объектов линейной части газопровода;
5) автоматические мини ГРС для собственных нужд, включая охранные краны на отводах к ним;
6) узлы защиты от превышения давления на подключении к действующим МГ в состав которых входят ГИС и УЗРГ.

Структура системы управления МГ достаточно сложная. На площадках 9 компрессорных станций устанавливаются концентраторы данных (КД), совмещенные с базовыми радиостанциями, которые организуют циклический опрос нижележащих КП и передачу данных между КП и пунктами управления. Один концентратор данных связывает только те КП, которые установлены на объектах автоматизации, эксплуатируемых соответствующей КС. Это облегчает задачи настройки, диагностики неисправностей и обслуживания. Каждый из концентраторов данных, в свою очередь связан с промежуточным пунктом управления СЛТМ КС (ППУ). Промежуточный пункт управления может использоваться как для наблюдения и управления объектами магистрального газопровода, так и для наладки и обслуживания СЛТМ. Дополнительно, КД предусматривает подключение резервного пункта управления, который используется при выходе из строя промежуточного пункта управления. ППУ организуются на площадках всех 9 компрессорных станциях МГ "Бованенково-Ухта". Резервные пункты предполагается установить на всех КС, кроме КС с ДП ЛПУМГ. На ДП ЛПУМГ будет собираться вся информация, и формироваться управляющие воздействия для всех КП, находящихся в границах ответственности соответствующих ЛПУМГ.

В качестве типового примера на рис. 19 приведена структурная схема СЛТМ Воркутинского ЛПУМГ.

Рис. 20. Восточная программа ОАО "Газпром"

Система СТН-3000 должна быть интегрирована в АСУ ТП МГ на базе PSI*Control* V7 PSI AG. Это решение в целом аналогично ранее рассмотренному для СЕГ. В настоящее время полностью осуществлена поставка СЛТМ, которая монтируется и налаживается на объекте.

Восточная программа ОАО "Газпром"

Масштабность реализуемой ОАО "Газпром" Восточной программы не менее поразительны, чем проект "Бованенково-Ухта". Стратегию предусмотренного Программой развития транспорта газа иллюстрирует рис. 20. Целями программы являются развитие новых экспортных направлений и газификация российских регионов Сибири и Дальнего Востока.

Практически все газопроводы Восточной программы в настоящее время эксплуатируются или будут эксплуатироваться ООО "Газпром трансгаз Томск". С этим мощным и динамично развивающимся предприятием "АТГС" имеет давние и тесные партнерские отношения, в основе которых лежат реализованные на базе СПУРТ проекты диспетчерского управления (задачи реального времени ЦДП и ДП 6-ти ЛПУМГ) и 180 КП телемеханики и САУ ГРС СТН-3000, эксплуатируемые в различных регионах Сибири. Сейчас "АТГС" активно участвует в двух широко-известных, социально- и политически-значимых проектах по транспорту газа – МГ "Сахалин-Хабаровск-Владивосток" и газификации Камчатской области РФ.

"Сахалин-Хабаровск-Владивосток"

"Восточной программой" предусматривается первоочередное создание и развитие газотранспортной системы "Сахалин-Хабаровск-Владивосток". Общая протяженность трассы в итоге составит порядка 1800 км с 14 КС. Введенный в эксплуатацию в 2011 г. первый пусковой комплекс включает ГКС "Сахалин", линейную часть протяженностью 1350 км и отвод к ГРС-1 г. Владивосток. Протяженность пускового комплекса меньше 1800 км, так как на участке от Комсомольска-на-Амуре до Хабаровска продолжает использоваться существующий газопровод. Как и другие рассмотренные "мегапроекты", "Сахалин-Хабаровск-Владивосток" отличается прохождением трассы в необжитых районах, частью с суровыми климатическими условиями.

Контроль и управление линейной частью МГ, узлами редуцирования газа и газораспределительными станциями обеспечит система телемеханики СТН-3000. Всего планируется установить 82 контролируемых пункта телемеханики (КП ТМ) линейной части, 5 систем автоматизированного управления (САУ) узлов редуцирования газа (УРГ) и газораспределительных станций (ГРС). При дальнейшем развитии газотранспортной системы число КП и САУ будет увеличено. Линейная часть управляется из диспетчерских 4-х ЛПУМГ, а также из регионального диспетчерского пункта (РДП) в Хабаровске. В настоящее время все оборудование отгружено на объект и находится в стадии монтажа, а такие системы как САУ ГРС-1 "Владивосток" и КП-регулятор на выходе из Киришского месторождения уже введены в эксплуатацию. САУ ГРС-1 "Влади-

восток" стала тысячным введенным в эксплуатацию КП телемеханики производства АТГС.

Важной технической особенностью проекта является то, что КП СЛТМ не только контролирует основные технологические параметры и управляет запорной арматурой, но фактически является, на своем уровне, центральным элементом интегрированной системы управления, собирая данные и обеспечивая передачу подаваемых команд по состоянию средств защиты от коррозии, систем электроснабжения и резервной генерации, охранной сигнализации – всего более пятидесяти параметров на каждом КП.

Генеральным проектировщиком МГ "Сахалин-Хабаровск-Владивосток" является ОАО "Гипрогазцентр". ЗАО "Атлантик-ТрансгазСистема" приняло участие в проектировании системы оперативно-диспетчерского управления, разработав отдельные технологические решения по АСУ ТП. В качестве базового программного обеспечения был определён программный комплекс "PSIGas" немецкой фирмы PSI AG. Практически впервые в современной практике проектирования систем диспетчерского управления для нужд ОАО "Газпром" проектировщиком – "АТГС" при участии поставщика базового программного обеспечения ООО "ПСИ" были выполнены работы по макетированию основных компонентов системы PSI*Control* V7 и PSI*Ganesi*, предложены современные методы оперативного контроля и управления газопроводом за счет использования динамической модели ГТС PSI Ganesi. На рис. 21 показана интеграция СЛТМ в единый щит управления ГКС. Макетирование

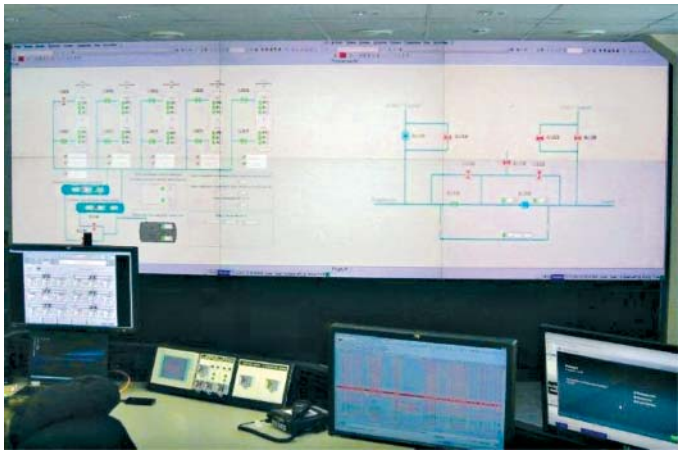


Рис. 21. СЛТМ в составе интегрированной АСУ ТП газопровода PSIControl V7 – единый щит управления ГКС и СЛТМ (в стадии наладки)

и предварительная проработка стыка СЛТМ с PSI*Control* V7 позволили быстро провести необходимые работы по интеграции "в поле".

Камчатка

Строительство и ввод в строй в 2010 г. 392-км газопровода "Соболево — Петропавловск-Камчатский" годовой производительностью 750 млн м^3 позволило решить важную социально-экономическую задачу по обеспечению газоснабжения Камчатки. Схема трассы газопровода показана на рис. 22.

Телемеханизация объектов вновь созданного Камчатского ЛПУМГ ООО "Газпром трансгаз Томск" была выполнена на базе СЛТМ СТН-3000. Телемеханика включала в себя 26 линейных КП, 2 САУ ГРС и пункт управления Wonderware ЛПУМГ. Пункт управления

Рис. 22. Новый газопровод на Камчатке (схема и фото)

Рис. 23. Южный поток – наземные газопроводы на территории РФ

был состыкован с ЦДП ООО "Газпром трансгаз Томск" в Томске. В сложнейших условиях надвигающейся зимы специалисты АТГС совместно с обученными заранее эксплуатационщиками ООО "Газпром трансгаз Томск" ввели систему телемеханики в эксплуатацию.

Газотранспортная система "Южный поток"

Новым "мегапроектом", начинающим свое развитие, является "Южный поток" для транспорта газа в страны Южной Европы, с использованием подводного участка по дну Черного моря – рис. 23.

Телемеханика СТН-3000 уже традиционно используется в северных и дальневосточных проектах, требующих климатической устойчивости и высокого уровня автономности в работе. Однако компания имеет хорошие проекты и давних партнеров и на Юге России. ООО "Газпром трансгаз Волгоград" с 2000 г. эксплуатирует систему диспетчерского управления на базе СПУРТ "АТГС", а также СЛТМ СТН-3000 в ряде ЛПУМГ. Вновь построенные КС "Жирновская", "Волгоградская" оснащены ИАСУ ТП с применением СПУРТ. СПУРТ и СТН-3000 в середине 2000-х стали основными для автоматизации вновь построенной КС "Каменск-Шахтинская" и прилегающего газопровода Ростовского УМГ. Активное участие приняли специалисты "АТГС" и в проектировании АСУ ТП МГ ООО "Газпром трансгаз Ставрополь".

Вышеописанные "заделы" обуславливают участие "АТГС" в работах по Южному потоку. Уже сейчас ЗАО "АТГС" совместно с ОАО "Гипрогазцентр" выполняют проекты модернизации АСУ ТП МГ ООО "Газпром трансгаз Волгоград". В числе задач проектировании – расширение диспетчерской предприятия на объекты "Южного потока".

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Большие и ответственные задачи по телемеханизации новых магистральных газопроводов, стоящие перед АТГС, успешно решаются благодаря как высокой квалификации сотрудников и четкой, слаженной работе всех звеньев внутри предприятия, так и правильной организацией работ с субподрядчиками и заказчиками. Впереди еще много работы по вводу в эксплуатацию систем ТМ и разработке новых как для развития рассмотренных систем, так и для реконструкции успешно работающих более 15 лет ТМ действующих газопроводов.

Бернер Леонид Исаакович *– д-р техн. наук, доцент, генеральный директор ЗАО "АтлантикТрансгазСистема",*
Заграничный Александр Васильевич *– канд. техн. наук, доцент, заведующий ПТО ЗАО "АтлантикТрансгазСистема",*
Рощин Алексей Владиславович *– канд. техн. наук, первый зам. генерального директора – исполнительный директор по производству ЗАО "АтлантикТрансгазСистема",*
Ковалёв Андрей Александрович *– канд. техн. наук, советник генерального директора по развитию ЗАО "АтлантикТрансгазСистема".*

Центральный выставочный комплекс «Экспоцентр»
Москва, Россия

ufi Approved Event

Российский союз выставок и ярмарок

14-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЕГАЗ 2012

25–29 июня

Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса

www.neftegaz-expo.ru

Организаторы:

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

ЭКСПОЦЕНТР
МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ
МОСКВА

Messe Düsseldorf

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ЭНЕРКОН

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

www.enercon-ng.ru

Реклама

АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ОБЪЕКТА «АГРС АДЛЕРСКОГО РАЙОНА ГОРОДА СОЧИ»

Общество с ограниченной ответственностью
Завод "Саратовгазавтоматика"

К.К. ВАЛЕРТОВ (Инжиниринговый центр ООО Завод “Саратовгазавтоматика”)

Рассматривается АГРС Адлерского района г. Сочи производительностью 211 500 нм^3/час, изготовленная и введенная в эксплуатацию ООО Завод “Саратовгазавтоматика” в конце 2011 г. Система автоматизированного управления объекта выполнена на базе комплекса технических средств линейной телемеханики (СЛТМ) “Магистраль-2” производства ООО Фирма “Газприборавтоматика” (г. Москва).

Кажется, только вчера с завода “Саратовгазавтоматика” выходили газораспределительные станции с минимальной степенью автоматизации, на электромеханических реле, но современные запросы Заказчика, эксплуатирующей организации, а также нормы промышленной и экологической безопасности диктуют новые требования к созданию систем управления подобными объектами. Один из объектов олимпийской инфраструктуры, АГРС Адлерского района г. Сочи, стал воплощением новых стандартов автоматизации газораспределительных систем (рис. 1).

САУ ГРС обеспечивает непрерывный автоматический контроль технологических параметров, реализацию функций защиты, дистанционное и автоматическое управление основным и вспомогательным оборудованием ГРС (рис. 2).

Рис. 1. Общий вид операторной

Вся запорная арматура ГРС электроприводная, с интеллектуальными блоками управления AUMA и управляется по цифровому каналу связи по протоколу Modbus RTU. На цифровую связь переведены подсистемы контроля загазованности и охранно-пожарной сигнализации, подсистемы электроснабжения и отопления. Это позволило в разы сократить объем кабельной продукции на площадке.

Узлы редуцирования построены на базе регуляторов фирмы RMG со своей системой управления, обеспечивающей высокоточное поддержание давления газа на выходе ГРС независимо от колебаний давления на входе, а также ограничение расхода газа в случае необходимости. С САУ ГРС система управления RMG связана по сети Ethernet (Modbus TCP). САУ RMG предусматривает возможность локального автоматизированного и ручного управления регуляторами в случае неисправности САУ ГРС (рис. 3).

Работу узла замера расхода газа контролирует САУ производства НПО “БАКС” (г. Самара). Расчет замерных линий был выполнен также специалистами НПО “БАКС”. САУ узла измерения обеспечивает автоматическое переключение и подключение линий замера во всем диапазоне работы станции,

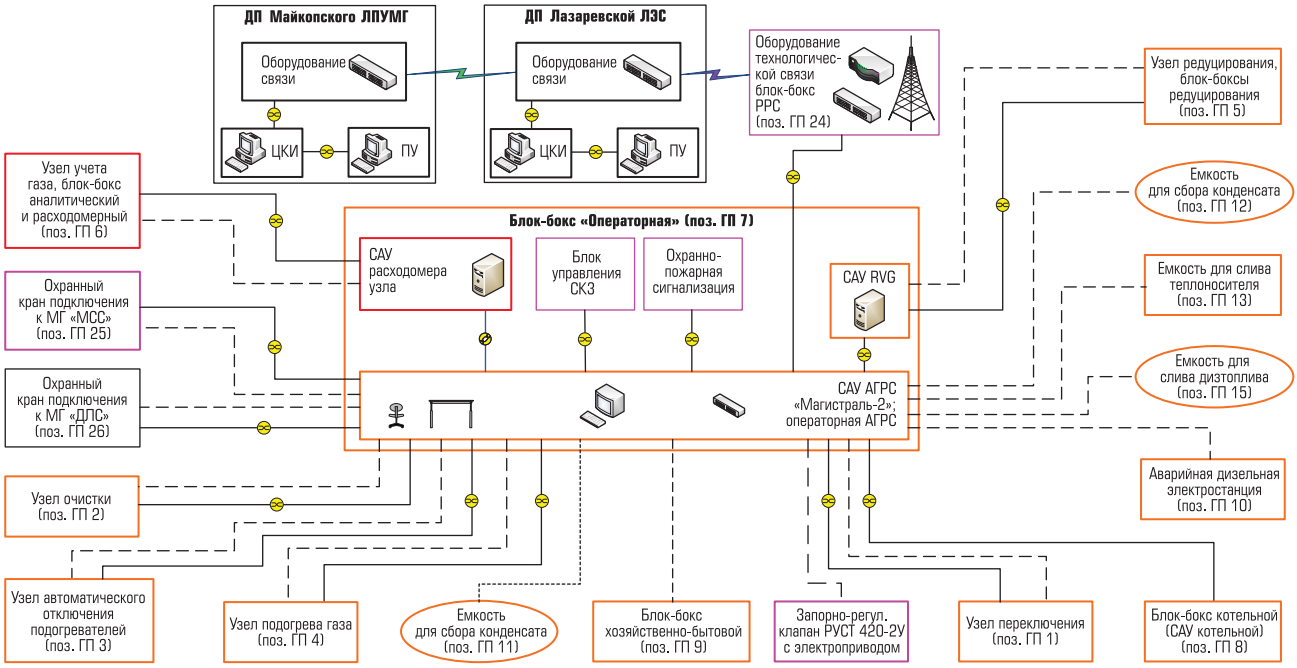


Рис. 2. Структурная схема САУ ГРС Адлерского района г. Сочи

а также выдает команды в САУ ГРС на ввод в работу соответствующих линий редуцирования в зависимости от расхода газа потребителем. Комплект оборудования, входящий в состав узла замера расхода газа, аналогичен комплекту оборудования узла замера расхода ГИС, за исключением, в некоторых случаях, функций дублирования определения компонентного состава и физико-химических свойств газа, дублирования канала измерения расхода газа.

Комплекс технических средств системы автоматического управления узлом замера выполняет следующие функции (рис. 4):

- автоматическое определение объемного расхода и количества природного газа, приведенного к стандартным условиям, по каждому ИТ и по узлу в целом;
- определение в автоматическом режиме компонентного состава газа, плотности газа при стандартных условиях, теплотворной способности, числа Воббе, температуры точки росы по влаге и углеводородам;
- формирование и документирование периодических отчетов;
- автоматическая самодиагностика оборудования и автоматический ввод резерва;
- передача информации о количестве транспортируемого газа и режимах работы;
- обеспечение безопасного функционирования узла измерения расхода газа.

В рамках САУ ГРС, кроме функций контроля и управления отдельными системами, блоками и узлами, выполняются ряд функций, относящихся к контролю состояния ГРС в целом, а также функций по предоставлению информации эксплуатационному персоналу и функций вспомогательного назначения:

Рис. 3. Структурная схема регулирования давления/расхода на выходе станции

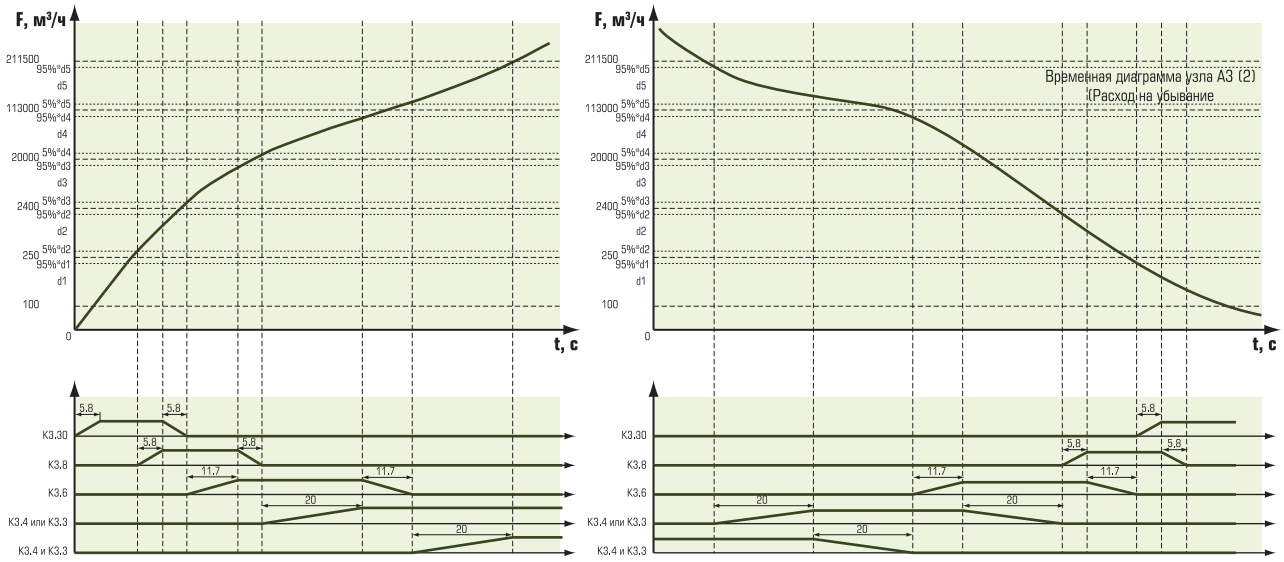


Рис. 4. Графики работы замерных узлов в зависимости от расхода

- контроль целостности цепей каналов управления и сигнализации;
- выявление отсутствия связи с верхним уровнем управления;
- формирование и выдача информации, включая предупредительную и аварийную сигнализацию на локальный пульт контроля и управления, включение звукового извещателя на ГРС;
- формирование и выдача предупредительных и аварийных сигналов;
- формирование и выдача информации по каналам связи в диспетчерский пункт ЛПУ;
- обработка, синхронизация и выполнение команд, поступающих с локального пульта и из диспетчерского пункта ЛПУ;
- дистанционное (с диспетчерского пункта ЛПУ) отключение ГРС;
- переключение с основного источника питания на резервный без нарушения алгоритма работы и выдачи ложных сигналов;
- защита от несанкционированного доступа к информации и управлению;
- параметризация и контроль работы оборудования возможен с помощью ноутбука с сервисным ПО;
- протоколирование событий.

САУ ГРС обеспечивает сохранение архивов технологических параметров, событий, санкционированных и несанкционированных вмешательств в работу прикладной программы, в случае отказа устройств связи и при отключении электропитания. В САУ ГРС предусмотрены средства аппаратного и программного самоконтроля, позволяющие диагностировать отказ с точностью до структурных блоков и сменных модулей в блоках (рис. 5). Информация об отказах с указанием конкретного блока отображается на экране монитора и архивируется так же, как данные по авариям и неисправностям. САУ обеспечивает переключение по подсистемам с автоматического на ручное управление и наоборот. Для режима ручного управления имеется возможность отключения алгоритмов автоматических защит.

Для контроля и управления ГРС применен локальный пульт контроля и управления на базе панельного компьютера. На локальный пульт предоставляется вся информация и все возможности по управляющим воздействиям оперативному дежурному персоналу или персоналу, прибывшему на ГРС для проведения работ по периодическому обслуживанию, регламентных и восстановительных работ, в том числе и работ связанных с самой системой управления.

На локальный пульт информация выдается в расшифрованном виде, со световой и звуковой сигнализацией аварийных ситуаций. Выполнение команд управления, поступающих с локального пульта или из диспетчерского пункта, синхронизировано по приоритетам и времени. К техническим средствам САУ ГРС обеспечен удобный подход для их осмотра и замены. Все программно-технические средства сертифицированы и разрешены Ростехнадзором к применению. Программно-технические средства русифицированы. Все применяемое оборудование имеет степени взрывозащиты и защиты от воздействия окружающей среды, соответствующие условиям применения.

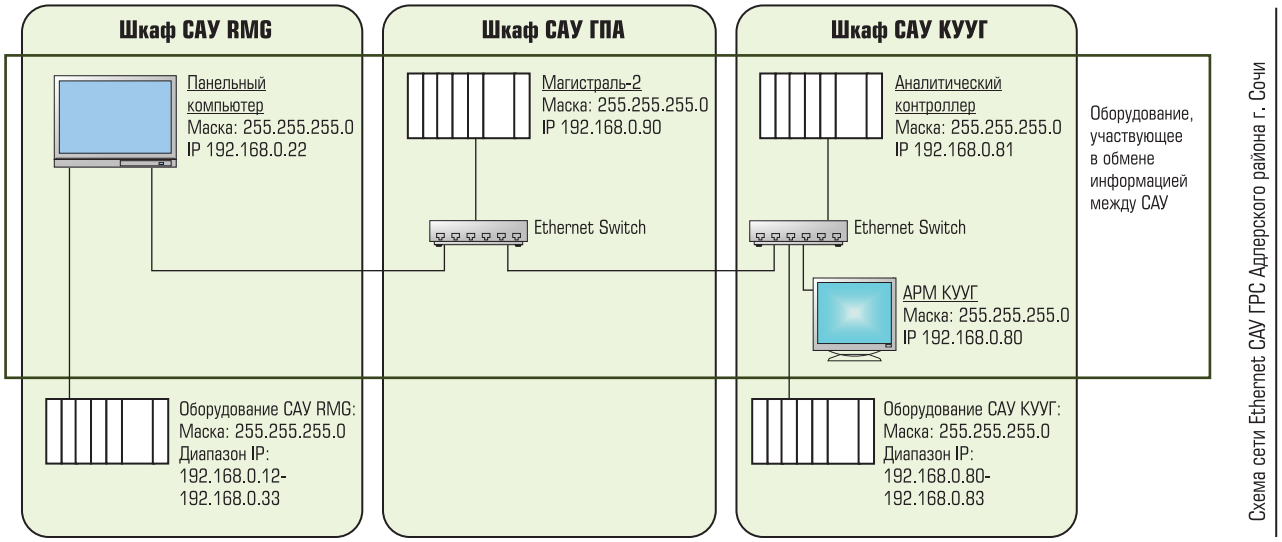


Рис. 5. Структурная схема связи локальных САУ в единую систему

В составе САУ ГРС предусмотрены устройства грозозащиты по цепям электропитания, связи и измерений, предусмотрены устройства искрозащиты по цепям измерений с первичными преобразователями, находящимися во взрывоопасной зоне (рис. 6).

Передача сигналов контроля и управления на уровень диспетчерского пункта Лазаревской ЛЭС, Майкопского УДТГ с САУ ГРС осуществляется по каналам связи линейной телемеханики. КП телемеханики ГРС включена в состав телемеханики магистрального газопровода Джубга – Лазаревская – Сочи, с передачей информации на ПУ Лазаревской ЛЭС и в ДП Майкопского УДТГ, с транслированием данных на ДП АСУ ТП МГ "Россия-Турция".

В результате проведенных работ по проектированию, изготовлению и пуско-наладке станции, получен высокотехнологичный объект, ставший знаковым в истории ООО Завод "Саратовгазавтоматика", опыт применения новейшего оборудования в настоящее время используется при производстве АГРС серии "Саратов".

Рис. 6. Общий вид блок-бокса аналит

Производство и техническая поддержка: *ООО Завод "Саратовгазавтоматика".*
410780, Саратов, ул. Лопатина гора, д. 7.
Телефон (8452) 52-83-85, факс (8452) 47-07-74.
E-mail: sargazav@san.ru www.sargazav.ru

Уполномоченный представитель по реализации: *ООО "Инвестгазавтоматика".*
119435, Москва, Саввинская наб., д. 25-27, стр. 3.
Телефон (495) 933-62-30, факс (495) 933-62-32. E-mail: info@invest-gaz.ru www.invest-gaz.ru

Валертов Константин Константинович *– начальник инжинирингового центра ООО Завод "Саратовгазавтоматика".*

ПТК КРУГ-2000: ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО АВТОМАТИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

А.И. ПРОШИН, А.Ю. ЗЕНОВ (НПФ "КРУГ")

Статья посвящена техническим решениям на базе ПТК КРУГ-2000 в сфере автоматизации нефтегазового сектора. Акцентируется внимание на технических особенностях и преимуществах ПТК КРУГ-2000 для создания АСУ ТП.

Ключевые слова: *программно-технический комплекс, SCADA, АСУ ТП, нефть, газ.*

Технические требования, такие как улучшение качества производимой продукции, повышение безопасности эксплуатации оборудования, снижение аварийности на производстве, улучшение условий труда эксплуатационного персонала ставят все более сложные задачи перед разработчиками систем автоматизации технологических процессов. Одним из ключевых элементов в автоматизированных системах (АСУ ТП) является программно-технический комплекс (ПТК), представляющий собой совокупность программных и технических средств. Именно его характеристики определяют основные свойства АСУ ТП и позволяют говорить о современности применяемых решений.

С 1992 года НПФ "КРУГ" в тесном сотрудничестве с рядом своих партнеров ввела в эксплуатацию более 250 АСУ ТП на объектах топливно-энергетического комплекса. Системы автоматизации на базе программно-технических средств НПФ "КРУГ" находятся в промышленной эксплуатации в таких компаниях, как ОАО "НК "РОСНЕФТЬ", ОАО "ТАТНЕФТЬ", ОАО "ТНК", ОАО "Саратовский НПЗ", ООО "ВПК-Ойл", ЗАО "ПАВЛОДАРСКИЙ НПЗ", ОАО "БелкамНефть", ОАО "ГАЗПРОМ", ДСГ ООО "КАВКАЗТРАНСГАЗ", ОАО "СУРГУТНЕФТЕГАЗ" и других.

Программно-технический комплекс КРУГ-2000 предназначен для создания АСУ ТП в составе:

- информационно-измерительных подсистем;
- подсистем автоматического регулирования;
- подсистем технологических защит и защитных блокировок (ТЗ и ЗБ);
- автоматизированных систем оперативно-диспетчерского управления (АСОДУ);
- систем коммерческого и технического учета энергоресурсов;
- систем телемеханики;
- тренажеров для обучения технологов-операторов.

На базе ПТК могут быть созданы автоматизированные системы для объектов с непрерывным или периодическим характером протекания технологических процессов, которые могут иметь как сосредоточенную, так и распределенную архитектуру.

Среди основных особенностей ПТК КРУГ-2000 можно выделить:

- полное соответствие ПТК стандартам России, МЭК и другим действующим нормативным документам;
- высокую надежность, открытость и масштабируемость ПТК;
- возможность создания распределенных систем;
- глубокую интеграцию SCADA КРУГ-2000 и Среды программирования контроллеров в рамках программно-технического комплекса;
- встроенные и настраиваемые высокоэффективные и быстродействующие алгоблоки (алгоритмы автоматического регулирования, алгоритмы управления задвижками и т.д.);
- защиту от несанкционированного доступа разграничением доступа персонала к функциям системы;

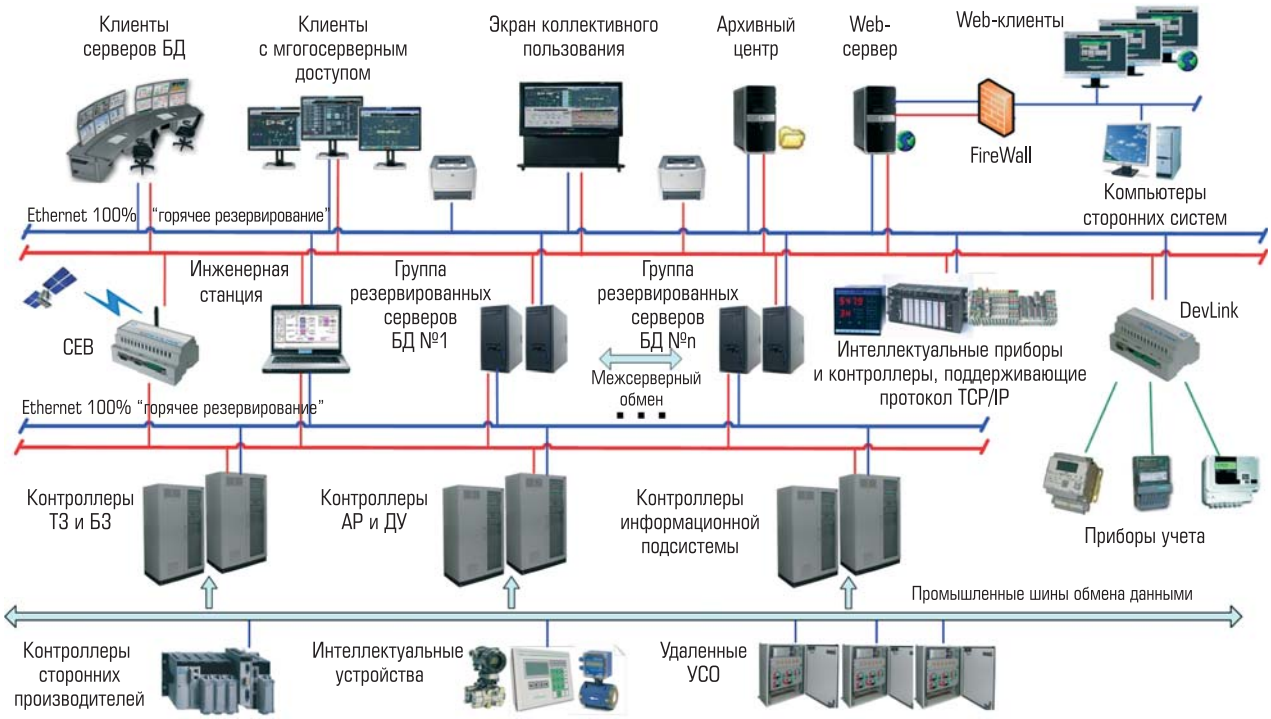


Рис. 1. Сетевая архитектура ПТК

- наличие собственных средств организации системы единого времени;
- наличие специализированных сертифицированных версий ПТК КРУГ-2000/Т (коммерческий учет тепловой энергии и параметров теплоносителя) и ПТК КРУГ-2000/Г (коммерческий учет природного газа);
- наличие сети партнерских инжиниринговых и наладочных компаний, осуществляющих техническую поддержку на территории России, Казахстана и других стран СНГ;
- автоматизацию производств, в том числе пожаро- и взрывоопасных, осуществляемую на основе апробированных и эффективных технических решений.

Наиболее распространенная сетевая структура ПТК для систем средней и большой мощности представлена на рис. 1. Клиент-серверная архитектура ПТК позволяет распределить вычислительные задачи между абонентами системы, тем самым повысив надежность и живучесть комплекса. Для крупных АСУ ТП, состоящих из нескольких независимых систем, предоставляется возможность создания распределенной базы данных. Преимуществом такого подхода является снижение требований к вычислительной мощности серверов, возможность проведения поэтапного внедрения АСУ ТП, ремонтопригодность системы, простота локализации отказов, внесения изменений и т.д. При этом клиентские станции (станции оператора) имеют доступ ко всем локальным базам распределенной системы в реальном времени.

Надежность ПТК достигается высоким качеством комплектующих (оборудование ведущих европейских и американских фирм), а также резервированием наиболее ответственных частей ПТК. Гибкость ПТК позволяет резервировать практически любой его компонент.

ПТК предусматривает "горячее" резервирование:

- станций оператора;
- серверов БД;
- информационных сетей (сетевые адаптеры, коммутаторы, кабели);
- контроллеров.

В контроллерах предусматривается:

- 100% резервирование контроллеров;
- резервирование процессорных частей контроллеров;
- резервирование модулей ввода/вывода;
- резервирование отдельных входов/выходов;
- резервирование шин данных.

Еще одной из важных характеристик ПТК КРУГ-2000 является его открытость, под которой понимается возможность простой, удобной связи – совместимости отдельных

локальных систем автоматизации разных производителей в единую интегрированную систему управления. Открытость ПТК дает возможность обмена информацией со смежными и вышестоящими системами, а также минимизирует эксплуатационные затраты на поддержку систем автоматизации различных производителей (минимизация совокупной стоимости владения). Такие возможности обеспечиваются нижеследующими свойствами ПТК:

- информационной открытостью. ПТК позволяет Пользователю независимо от Поставщика получать/передавать в любую другую систему текущие (оперативные) значения параметров и другие данные, используя поддержку современных международных стандартов, таких как OPC DA/HDA, COM, DCOM, ODBC, МЭК60870-5-101, МЭК60870-5-104 и др.;
- конфигурационной открытостью. Под этим термином понимается возможность для Пользователя (независимого от Поставщика) осуществлять изменения в прикладном программном обеспечении при ее эксплуатации. Данные задачи решены в ПТК в соответствии с требованиями международного стандарта на языки программирования контроллеров IEC-61131-3;
- классификационной открытостью. В ПТК КРУГ-2000 осуществляется поддержка единого сквозного механизма классификации и кодирования объектов в рамках предприятия (например, системы AKS и KKS).

Основой базового программного обеспечения (ПО) в ПТК КРУГ-2000 является модульная интегрированная SCADA КРУГ-2000. Ее свойства обеспечивают высокую гибкость, надежность и открытость ПТК КРУГ-2000. Модульность SCADA КРУГ-2000 позволяет масштабировать АСУ ТП от систем малой информационной мощности до крупных полномасштабных АСУ ТП, а возможность гибкой конфигурации модулей дает возможность оптимизировать цену ПО для данного конкретного применения.

Глубокая интеграция SCADA и среды программирования контроллеров обеспечивает:

- работу с единой, целостной, однократно набираемой и непротиворечивой базой данных системы;
- обмен с контроллером по высоконадежному скоростному протоколу;
- сетевую загрузку ПО контроллера, on-line диагностику контроллера и его модулей;
- поддержку стандарта IEC-61131 на нижнем и верхнем уровнях;
- режим обычной и удаленной отладки контроллера (“с остановкой/без остановки контроллера”);
- поддержку промышленных шин: ModBus, CAN, DeviceNet, CanOpen и других;
- системы реального времени для IBM PC-совместимых контроллеров и контроллеров на базе архитектуры ARM – QNX, LINUX.

В последнее время основным направлением для развития SCADA КРУГ-2000 является повышение комфортабельности работы с ПО и сокращение затрат на инжиниринговые работы. Создан ряд вспомогательных приложений, позволяющих в интерактивном режиме настроить систему, автоматизированы операции по привязке графических шаблонов к переменным базы данных и т.д. Наличие имитаторов системы реального времени контроллера позволяет производить отладку программ пользователя и имитировать работу системы в целом при отсутствии контроллеров.

Многолетний опыт внедрений ПТК КРУГ-2000 позволил создать на его базе *ряд технических решений для нефтегазового сектора,* значительно облегчающих проектирование систем и уменьшающих трудозатраты на инжиниринг:

- АСУ ТП установок первичной переработки нефти;
- АСУ ТП установок комплексной подготовки нефти;
- АСУ ТП установки риформинга;
- АСУ ТП приготовления топлив в потоке;
- АСУ ТП мини-НПЗ;
- АСУ ТП установки газофракционирования;
- АСУ ТП резервуарных парков;
- интеллектуальная система противоаварийной защиты многопоточных печей;
- подсистема ранней диагностики технологического процесса первичной переработки нефти;
- подсистема прогнозирования качества бензина, керосина, расчет режимных параметров колонны К-2 на установках первичной переработки нефти;
- использование частотных преобразователей в системах регулирования;
- обучающая система по ликвидации аварийной ситуации, встроенная в АСУ ТП;
- системы измерений количества и показателей качества нефтепродуктов (СИКН);
- интегрированная система учета энергоресурсов;

- АСУ ТП газокомпрессорного цеха;
- АСУ ТП газорегуляторного пункта;
- АСУ ТП установки газофракционирования;
- АСУ ТП установки регенерации метанола;
- АСУ ТП газового промысла;
- АСУ ТП факельного хозяйства;
- автоматизированная система коммерческого учета сжиженного углеводородного газа;
- интегрированные системы коммерческого учета природного газа;
- АСУ ТП установки гидроочистки дизельных топлив.

В результате внедрения:

- повышаются показатели экономичности и надежности работы оборудования;
- повышается информативность обслуживающего персонала о ходе технологического процесса;
- повышается производительность и улучшаются условия труда эксплуатационного персонала;
- улучшаются эксплуатационные характеристики оборудования;
- улучшается качество получаемых продуктов;
- обеспечивается функция коммерческого и технического учета газа и нефтепродуктов;
- обеспечивается передача информации на верхние уровни;
- обеспечивается длительная безаварийная работа;
- обеспечивается подготовка эксплуатационного персонала (ПЛАС);
- обеспечивается соответствие АСУ ТП действующим нормам и правилам;
- осуществляется сокращение количества эксплуатирующихся приборов.

ПТК КРУГ-2000 постоянно развивается благодаря использованию новых технических средств и передовых программных платформ, заслуженно составляя конкуренцию самым известным мировым производителям средств автоматизации.

Прошин Александр Иванович *– канд. техн. наук, начальник Департамента АСУ ТП Инженерного Центра НПФ “КРУГ”.*
Зенов Андрей Юрьевич *– инженер по АСУ ТП Инженерного Центра НПФ “КРУГ”.*
www.krug2000.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

НОВЫЕ РЕШЕНИЯ СТН-3000: КОНТРОЛИРУЕМЫЙ ПУНКТ ТЕЛЕМЕХАНИКИ С АВТОНОМНЫМ ИСТОЧНИКОМ ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ

С.А. ИЛЮШИН, С.А. ЛАВРОВ (ЗАО “АтлантикТрансгазСистема”)

Рассматривается система СТН-3000 производства ЗАО “АтлантикТрансгазСистема”, предназначенная для автоматизированного управления объектами трубопроводного транспорта, добычи, хранения и распределения природного газа, нефти и нефтепродуктов.

При современном уровне автоматизации объектов добычи, транспорта и распределения газа часто возникает потребность телемеханизировать участки магистральных газопроводов, газопроводов-отводов, переходы через железные и автомобильные дороги, газовые скважины, для которых нецелесообразно строительство стационарных линий электропередач. Создание средств телемеханизации, работающих в подобных условиях, возможно при решении двух задач:

- с одной стороны, это задача сокращения энергопотребления элементов контролируемого пункта: контроллеров, датчиков, средств связи;
- с другой стороны, – выбор источников электроэнергии необходимой мощности, надёжно работающих в сложных условиях.

Требуемые решения могут быть построены на стандартных компонентах телемеханики СТН-3000.

СИСТЕМА ТЕЛЕМЕХАНИКИ СТН-3000

СТН-3000 производства ЗАО “АтлантикТрансгазСистема” является современной системой, предназначенной для автоматизированного управления распределенными технологическими объектами. Прежде всего, это объекты трубопроводного транспорта, добычи, хранения и распределения природного газа, нефти и нефтепродуктов. Разработанная в середине 90-х годов СТН-3000 в настоящее время наибольшую известность получила на добывающих и транспортных предприятиях ОАО “Газпром”, где она широко используется для автоматизации газопроводов, газораспределительных (ГРС) и газоизмерительных (ГИС) станций, кустов газовых скважин и станций подземного хранения газа (СПХГ). СТН-3000 представляет собою многоуровневую иерархическую распределенную систему, структура которой определяется структурой объекта управления.

В состав системы СТН-3000 входит полный набор технических средств для автоматизации территориально распределенных технологических объектов (рис. 1). Основными структурными единицами являются:

- контрольно-измерительные приборы;
- контролируемый пункт (КП) телемеханики;
- комплект средств связи;
- пункт управления (ПУ).

Устройства системы СТН-3000 обеспечивают работоспособность в следующих условиях окружающей среды:

- диапазон рабочих температур: –40 °С ... +70 °С (–50 °С ... +70 °С по специальному заказу);
- относительная влажность воздуха: 5 %...95 % без конденсации;
- максимальный уровень вибрации: 15-150 Гц, 9,8 м/с^2; 150-2000 Гц, 4,9 м/с^2.

СТН-3000 является высоконадежной системой – наработка на отказ свыше 60 000 часов.

Измерительно-информационная система СТН-3000 производства ЗАО “АтлантикТрансгазСистема” имеет все необходимые разрешительные документы для применения на территории России:

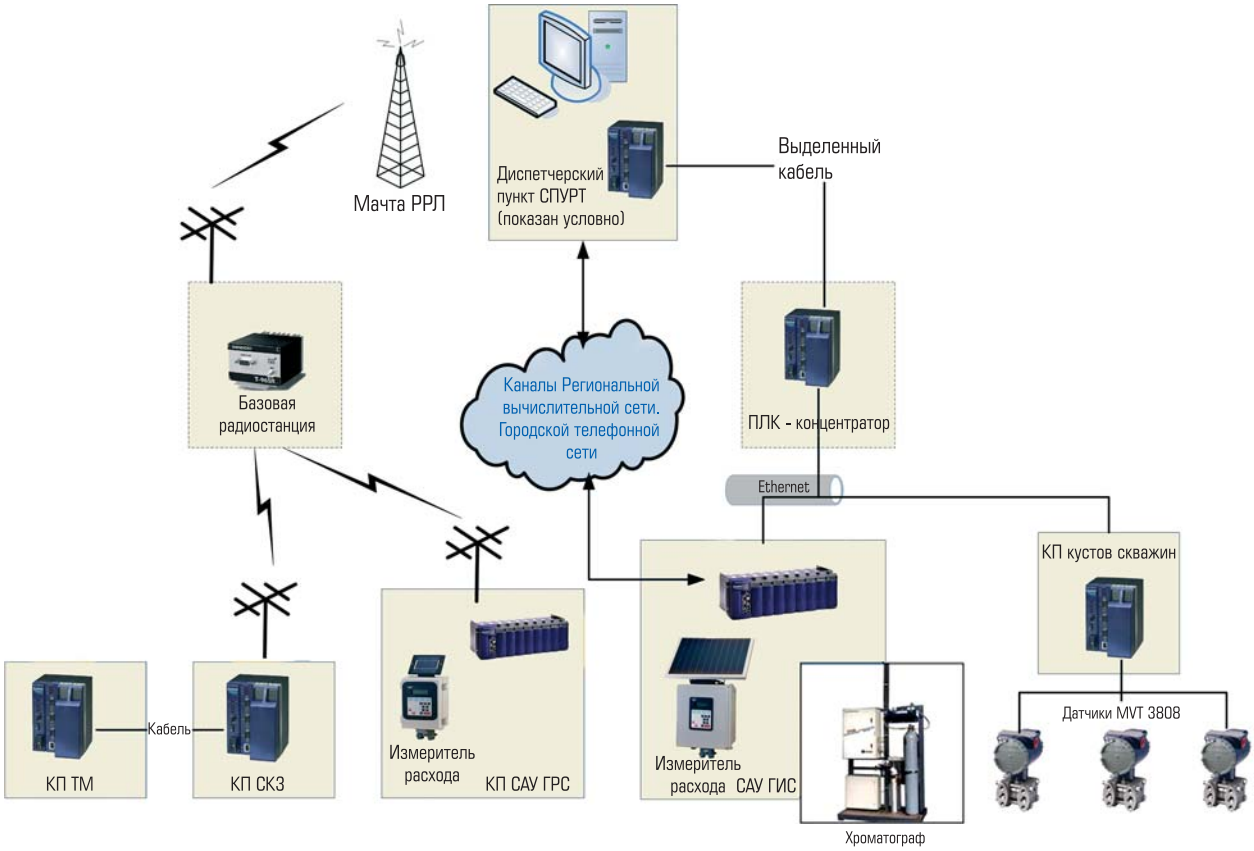


Рис. 1. Система телемеханики СТН-3000

- сертификат об утверждении типа средств измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии;
- разрешение на применение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору;
- сертификат соответствия Системе сертификации ГОСТ Р Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ КП БЕЗ ПИТАНИЯ

Состав контролируемого пункта

Для определённости рассмотрим вариант крановой площадки двухниточного газопровода в следующем объёме:

- давление газа до линейного крана – 2 телеизмерения (ТИ);
- давление газа после линейного крана – 2 ТИ;
- давление газа в аккумуляторе газа – 4 ТИ;
- температура газа после линейного крана – 2 ТИ;
- температура грунта в районе линейного крана – 2 ТИ;
- телесигнализация положения линейного крана – 2×2 = 4 телеисигнализации (ТС);
- телесигнализация положения крана на перемычке – 2×2 = 4 ТС;
- телесигнализация калитки площадки линейного крана – 2 ТС;
- телесигнализация калитки площадки крана на перемычке – 2 ТС;
- телесигнализация калитки блок-бокса – 1 ТС;
- телесигнализация двери блок-бокса – 1 ТС;
- телеуправление линейным краном – 2×2 = 4 телеуправления (ТУ);
- телеуправление линейным краном на перемычке – 2×2 = 4 ТУ.

С учётом предложенного объёма автоматизации в состав КП должны входить:

- шкаф КП;
- комплект датчиков;
- автономный источник питания.

В шкаф КП входят следующие устройства:

- контроллер ControlWave Micro;
- радиомодем;
- клеммы и реле;
- аккумуляторы.

Таблица 1. Энергопотребление системы телемеханики с аналоговыми датчиками 4-20 мА

Потребитель	Исходные данные			Расчетные данные		К-во	Суммарная средняя мощность, Вт
	Ток, мА	Мощность, Вт	Время активности	Средний ток, мА	Средняя мощность, Вт		
Датчики							
Датчик давления 4-20 мА	20,00		100,00%	20,00	0,42	8	3,36
Датчик температуры 4-20 мА	20,00		100,00%	20,00	0,42	4	1,68
Датчик сигнализации		0,11	50,00%		0,06	14	0,80
Исполнительные механизмы							
Кран 1)	908,00		0,69%		0,01	4	0,03
Контролируемый пункт							
Контроллер							
Модуль питания		0,08	100,00%		0,08	1	0,08
Модуль ЦПУ 33 МГц		0,10	100,00%		0,10	1	0,10
Модуль ТИ (8×4-20мА)		0,27	100,00%		0,27	2	0,54
Модуль ТС (16×сухой контакт)		0,08	100,00%		0,08	2	0,16
Модуль ТУ (16×реле)		0,15	100,00%		0,15	1	0,15
Реле	20,00		0,69%	0,14	0,00	8	0,02
Итого							**6,92**

Контроллер ControlWave Micro специально разработан для систем с низким энергопотреблением, работающих от автономных источников электроэнергии. Контроллер включает:

- базовый блок на 8 модулей;
- модуль питания 12 В/24 В;
- модуль ЦПУ 33 МГц с низким энергопотреблением;
- модуль аналоговых входов, обеспечивающих подключение 8 датчиков по протоколу BSAP/HART;
- модуль дискретных входов (16 входов);
- модуль дискретных выходов (16 выходов) с блоком реле.

Все модули контроллера ControlWave Micro имеют низкое энергопотребление. Для дополнительной экономии электроэнергии в модулях предусмотрено отключение информационных светодиодов. Связь с диспетчерским пунктом осуществляется по радиоканалу с помощью радиомодема T96-SR. Для обеспечения работы контролируемого пункта в темное время суток предусмотрены аккумуляторы. Аккумуляторы работают в буфере и подзаряжаются в светлое время суток. В режиме управления большой ток, необходимый для функционировании ЭПУУ (~1 А) и радиомодема (~2,5 А), обеспечивается аккумуляторами.

РАСЧЁТ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

Расчет энергопотребления системы телемеханики производится на основании объемов телемеханизации и следующих предположений:

- датчики давления и температуры постоянно включены,
- 50 % датчиков сигнализации находятся в замкнутом состоянии, 50 % датчиков сигнализации находятся в разомкнутом состоянии;
- управление краном в среднем занимает 10 минут в день.

Расчет энергопотребления системы телемеханики с обычными аналоговыми датчиками 4-20 мА приведен в табл. 1. В качестве исходных данных используется либо потребляемый ток, либо потребляемая мощность. Результатом расчета является средняя потребляемая мощность.

Средняя потребляемая мощность системы телемеханики с аналоговыми датчиками 4-20 мА составляет 6,92 Вт.

Потребляемая мощность контролируемого пункта может быть уменьшена за счет применения современных интеллектуальных многопараметрических датчиков давления/температуры. Расчет энергопотребления системы телемеханики с интеллектуальными многопа-

Таблица 2. Энергопотребление системы телемеханики с интеллектуальными многопараметрическими датчиками давления/температуры

Потребитель	Исходные данные			Расчетные данные		К-во	Суммарная средняя мощность, Вт
	Ток, мА	Мощность, Вт	Время активности	Средний ток, мА	Средняя мощность, Вт		
Датчики							
Датчик давления MVT 3808	2,80		100,00%	2,80	0,06	8	0,47
Датчик температуры ТСМ	0,00		100,00%	0,00	0,00	4	0,00
Датчик сигнализации		0,11	50,00%		0,06	14	0,80
Исполнительные механизмы							
Кран 1)	908,00		0,69%		0,01	4	0,03
Контролируемый пункт							
Контроллер							
Модуль питания		0,08	100,00%		0,08	1	0,08
Модуль ЦПУ 33 МГц		0,10	100,00%		0,10	1	0,10
Модуль ТИ (8×4-20 мА/HART)		0,27	100,00%		0,27	2	0,54
Модуль ТС (16×сухой контакт)		0,08	100,00%		0,08	2	0,16
Модуль ТУ (16×реле)		0,15	100,00%		0,15	1	0,15
Реле	20,00		0,69%	0,14	0,00	8	0,02
Итого:							**2,35**

раметрическими датчиками давления/температуры приведен в табл. 2.

Средняя потребляемая мощность системы телемеханики с интеллектуальными многопараметрическими датчиками давления/температуры составляет 2,35 Вт.

Для оценки энергопотребления средствами связи рассмотрим наиболее распространённый вариант применения радиоканала на основе радиомодема T96-SR.

Расчет энергопотребления системы связи производится на основании следующего предположения: радиомодем 90% времени находится в режиме приема и 10% времени в режиме передачи.

Расчет энергопотребления системы связи приведен в табл. 3. Результатом расчета является средняя потребляемая мощность.

Средняя потребляемая мощность системы связи составляет 4,62 Вт.

Комплекс инженерно-технической защиты включает:

- датчики регистрации преодоления заграждений Гюрза-035П;
- извещатель охранный объемный радиоволновой Фон-3/1Т;
- камеру видеонаблюдения Axis 221 в термокожухе;
- инфракрасный прожектор.

Расчет энергопотребления КИТСО производится на основании следующих предположений:

- каждая крановая площадка защищается датчиком Гюрза-035П и извещателем Фон-3/1Т;
- площадка блок-бокса защищается датчиком Гюрза-035П и четырьмя извещателями Фон-3/1Т;
- на площадке блок-бокса установлено четыре видеокамеры с четырьмя инфракрасны-

Таблица 3. Энергопотребление системы связи

Потребитель	Исходные данные			Расчетные данные		К-во	Суммарная средняя мощность, Вт
	Ток, мА	Мощность, Вт	Время активности	Средний ток, мА	Средняя мощность, Вт		
Радиостанция (прием)	150,00	90,00%	135,00	1,62	1	1,62	0,15
Радиостанция (передача)	2500,00	10,00%	250,00	3,00	1	3,00	0,02
Итого:						4,62	**2,35**

Таблица 4. Энергопотребление КИТСО

№	Потребитель	Исходные данные			Расчетные данные		К-во	Суммарная средняя мощность, Вт
		Ток, мА	Мощность, Вт	Время активности	Средний ток, мА	Средняя мощность, Вт		
1	Датчик Гюрза-О35П	1,50		100,00%	1,50	0,04	5	0,18
2	Извещатель Фон-3/1Т	100,00		100,00%	100,00	2,40	8	19,20
3	Видокамера Axis 221		5,50	100,00%		5,50	5	27,50
4	Термокожух для видеокамеры		15,00	100,00%		15,00	5	75,00
5	Инфракрасный прожектор		9,60	50,00%		4,80	4	19,20
Итого:								**141,08**

ми прожекторами (по одной камере с каждой стороны блок-бокса) и одна камера внутри блок-бокса;
- инфракрасный прожектор работает 50 % времени (темное время суток).

Расчет энергопотребления КИТСО приведен в табл. 4. Результатом расчета является средняя потребляемая мощность.

Средняя потребляемая мощность КИТСО составляет 141,08 Вт.

СУММАРНОЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ КРАНОВОЙ ПЛОЩАДКИ

Расчет суммарного энергопотребления оборудования крановой площадки приведен в табл. 5.

Средняя потребляемая мощность оборудования крановой площадки с учетом 20 % запаса мощности составляет 183,144 Вт.

Автономный источник питания

В настоящее время получили распространение следующие типы автономных источников питания: ветрогенератор; микротурбинная газовая установка; солнечная батарея.

Таблица 5. Энергопотребление оборудования крановой площадки

Потребитель	Средняя мощность, Вт
Система телемеханики	6,92
Система связи	4,62
Комплекс инженерно-технических средств охраны	141,08
Итого:	**152,62**
Коэффициент запаса	1,20
Итого:	**183,144**

Ветрогенератор

Ветрогенератор является достаточно популярным источником электропитания в районах с устойчивыми ветрами. Основным достоинством ветрогенератора по сравнению с солнечными батареями является большая вырабатываемая мощность при сохранении относительно малых размеров (промышленностью выпускаются ветрогенераторы номинальной мощностью от 300Вт до 100 кВт). В то же время ветрогенератор имеет следующие основные недостатки:
- выходная мощность нестабильна во времени (сильно зависит от скорости ветра);
- содержит движущиеся части;
- требует периодического обслуживания;
- для обеспечения бесперебойной работы оборудования при малых ветрах требуются аккумуляторные батареи большой емкости.

Таким образом, ветрогенератор небольшого размера также, как и солнечная батарея, может подойти для электропитания системы телемеханики и связи, но не систем ЭХЗ, КИТСО и освещения.

Микротурбинная газовая установка

Микротурбиные газовые установки являются надежным и не зависящим от внешних обстоятельств (солнце, ветер) источником автономного электропитания. Преимущества микротурбинных установок следующие:
- возможность эксплуатации как в автономном режиме, так и параллельно с сетью;
- возможен единовременный 100 % наброс/сброс нагрузки;
- микротурбинная установка может работать в течение длительного времени при очень низких нагрузках, в том числе в режиме холостого хода;

- интервал замены масла в газотурбинном двигателе 24 000 моточасов;
- отсутствие большого количества трущихся вращающихся и других частей;
- возможность работы на низкокалорийных топливах с минимальной концентрацией метана 30%;
- у микротурбинной установки практически отсутствует вибрация, которая передается на фундамент;
- возможность утилизации тепла для обеспечения постоянного обогрева блок-бокса.

Вместе с тем микротурбинные газовые установки при использовании в качестве автономных источников питания для оборудования крановой площадки магистрального газопровода имеют следующие недостатки:

- техническое обслуживание каждые 4000 часов, за 24 000 часов работы на сервисное обслуживание затрачивается 55 нормо-часов;
- вырабатывают значительно большее, чем необходимо, количество электроэнергии: 30-100 кВт;
- в качестве топлива требуют газ с давлением, не превышающим 3,8 кгс/см^2, что требует наличия пункта редуцирования газа;
- требуется система вентиляции;
- требуется система обнаружения загазованности;
- требуется система пожаротушения.

Таким образом, автономный источник питания на базе микротурбинной газовой установки применим для объектов, требующих большого количества электроэнергии с постоянно присутствующим персоналом.

Солнечная батарея

Солнечная батарея является наиболее простым в реализации недорогим в эксплуатации источником автономного питания. Основными достоинствами автономного источника питания на основе солнечных батарей являются:

- не содержит движущихся частей;
- сохраняет стабильность характеристик в широком диапазоне температур;
- сохраняет стабильность характеристик в течение длительного времени;
- практически не требует обслуживания.

Низкий показатель солнечной радиации на территории России (не более 1,5) обуславливает недостатки автономного источника питания на основе солнечных батарей:

- выходная мощность нестабильна во времени (сильно зависит от освещенности);

Таблица 6. Характеристики солнечной батареи

№	Наименование параметра	Значение
1	Средняя максимальная мощность (Pmax), Вт	203,3
2	Напряжение холостого хода (Voc), В	36,6
3	Напряжение при максимальной мощности (Vmpp), В	29,0
4	Ток короткого замыкания (Isc), А	7,58
5	Ток при максимальной мощности (Impp), А	7,01

- в реальных условиях эксплуатации номинальная мощность солнечной батареи должна быть в 10 раз больше мощности потребителя (т.е. для питания оборудования мощностью 10 Вт. Необходима солнечная батарея с номинальной мощностью 100 Вт);
- для обеспечения бесперебойной работы оборудования в реальных условиях емкость аккумуляторов, выраженная в А • ч, должна быть в 10 раз больше мощности потребителя, выраженной в Вт (т.е. для обеспечения бесперебойного питания оборудования мощностью 10 Вт необходим аккумулятор емкостью 100 А • ч).

При соблюдении приемлемых размеров солнечной батареи и аккумуляторов (до 200 Вт и до 200 А • ч) автономный источник питания на базе солнечной батареи может обеспечить питание оборудования крановой площадки мощностью не более 20 Вт.

Расчет количества солнечных батарей проводится на основании технических характеристик солнечных батарей и метеорологических данных о солнечной радиации. Технические характеристики солнечной батареи GPV 200W приведены технические характеристики в табл. 6.

Расчет количества солнечных батарей приведен в табл. 7.

Для питания контролируемого пункта, датчиков, исполнительных механизмов и средств связи необходимо установить две батареи GPV 200W.

Расчет емкости аккумуляторной батареи производится исходя из следующих предположений:

- для географической широты 55° рекомендуется предусматривать время работы от аккумуляторов 15 суток;
- допускается разряд аккумуляторов на 80 %.

Таблица 7. Расчет количества солнечных батарей

№	Наименование параметра	Ед. изм.	Значение
1	Средняя потребляемая мощность	Вт	6,95
2	Дневная потребляемая энергия	Вт*ч	166,80
3	Номинальное напряжение системы	В	24,00
4	Номинальное потребление системы	А*ч	6,95
5	Коэффициент запаса		1,2
6	Средняя потребляемая мощность с учетом запаса	Вт	8,34
7	Суммарная солнечная радиация	кВт*ч/м^2/день	0,8
8	Требуемый ток солнечной батареи	А	10,43
9	Ток солнечной батареи в режиме максимальной мощности (Impp)	А	7,01
10	Количество солнечных батарей	шт.	2

Таблица 8. Расчет емкости аккумуляторной батареи

№	Наименование параметра	Ед. изм.	Значение
1	Количество дней работы от аккумуляторов		15
2	Средняя потребляемая мощность с учетом запаса	Вт	8,34
3	Коэффициент разряда аккумуляторной батареи		0,80
4	Емкость аккумулятора при 24 В	А*ч	156,38

Расчет размера аккумуляторной батареи приведен в табл. 8.

Для питания контролируемого пункта, датчиков, исполнительных механизмов и средств связи необходимо установить аккумулятор с напряжением 24 В емкостью 160 А*ч. Такой аккумулятор может быть реализован путем параллельно последовательного соединения четырех аккумуляторов А412/85 с напряжением 12 В и емкостью 85 А*ч.

Рис. 2. Шкаф контролируемого пункта

Такая мощность достаточна для питания систем телемеханики и связи, но недостаточна для питания энергоемких систем крановой площадки (например, ЭХЗ). Таким образом, телемеханика с солнечной батареей является оптимальным вариантом для контроля и управления газопроводов-отводов, не имеющих, с одной стороны, постоянного электропитания, а с другой стороны, – ЭХЗ и других энергоемких технологических установок.

Опыт эксплуатации

ЗАО "АтлантикТрансгазСистема" имеет опыт эксплуатации систем телемеханики на базе контролируемых пунктов с автономными источниками электропитания на следующих объектах:

- КП газопровода-отвода Пикалевского ЛПУ "Газпром трансгаз Санкт-Петербург";
- контролируемый пункт куста газовых скважин №117 Заполярного НГКМ (УКПГ-1С ООО "Газпром добыча Ямбург");
- система телемеханики кустов газовых скважин Западного купола Северо-Уренгойского НГКМ (УКПГ-15 ООО "Газпром добыча Уренгой").

Контролируемый пункт куста газовых скважин №117 Заполярного НГКМ

Контролируемый пункт куста газовых скважин №117 УКПГ-1С ООО "Газпром добыча Ямбург" проходил испытания с декабря 2003 г. по июнь 2005 г. с целью определения его работоспособности с автономным источником электропитания и выбора наиболее подходящего источника автономного электропитания. В качестве автономных источников электропитания испытывались солнечная батарея, термогенератор и ветрогенератор. В ходе испытания контролируемый пункт системы телемеханики СТН-3000 полностью подтвердил работоспособность без подогрева в условиях Крайнего Севера. В ходе испытаний, проходивших в течение полутора лет, зафиксирована температура окружающего воздуха –53 °С. В результате испытаний автономных источников электропитания установлено, что наиболее надежным и простым в эксплуатации является солнечная батарея.

Шкаф контролируемого пункта представлен на рис. 2. Солнечная батарея представлена на рис. 3.

Рис. 3. Солнечная батарея

Рис. 4. Контролируемый пункт куста газовых скважин

Система телемеханики КГС Западного Купола Северо-Уренгойского НГКМ

Система телемеханики кустов газовых скважин Западного купола Северо-Уренгойского НГКМ (УКПГ-15 ООО "Газпром добыча Уренгой" на базе контролируемых пунктов СТН-3000 с автономными источниками питания включает в свой состав 18 установок измерения дебита скважин, 6 контролируемых пунктов кустов газовых скважин и пункт управления. Система успешно эксплуатируется на УКПГ-15 ООО "Газпром добыча Уренгой" с марта 2008 г.

Технические средства контролируемого пункта эксплуатируются без дополнительного обогрева в условиях Крайнего Севера. Минимальная температура окружающего воздуха, зарегистрированная контролируемым пунктом, составляет –52 °С. Безусловно, такая система требует первичных преобразователей перепада давления, которые не требуют дополнительного обогрева. Примером такого преобразователя может служить установленный на 5 скважинах диффузорно-конфузорный расходомер (ДКР), который отличает высокая надежность и долговечность в сложных условиях эксплуатации. ДКР совместно с многопараметрическим датчиком MVT 3808 устанавлен в утепленном шкафу для предотвращения гидратообразования в импульсных линиях. Шкаф обогревается естественным теплом газа, проходящего по измерительному трубопроводу.

Рис. 5. Шкаф контролируемого пункта

Контролируемый пункт куста газовых скважин представлен на рис. 4. Шкаф контролируемого пункта представлен на рис. 5.

Илюшин Сергей Александрович *– канд. техн. наук, исполнительный директор по АСУ ЗАО "АтлантикТрансгазСистема",*
Лавров Сергей Анатольевич *– заведующий отделом АСУ ТП ЗАО "АтлантикТрансгазСистема".*

БЛОК ОБРАБОТКИ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ ГАЗОИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ

С.А.ЛАВРОВ, С.И.СУШКОВ
(ЗАО "АтлантикТрансгазСистема")

Современные системы автоматизированного управления газоизмерительными станциями включают в свой состав множество различных приборов для измерения количества и качества природного газа. Количество этих приборов, сложность выполняемых ими функции, необходимость организации взаимодействия между ними позволили выделить их в отдельную измерительную подсистему.

Большая номенклатура применяемых измерительных приборов и еще большее количество их возможных сочетаний на объекте приводит к тому, что разработка программного обеспечения для измерительной системы (ИС) представляет собой сложную задачу и требует длительного времени. Не меньшее время затрачивается на отладку программного обеспечения ИС на реальном объекте. Предлагаемый блок обработки информации (БОИ) для измерительной системы ГИС содержит программное обеспечение, позволяющее путем простых операций конфигурации подключить необходимое количество измерительных приборов и организовать между ними информационное взаимодействие. Предлагаемое решение позволяет без изменения программного обеспечения сконфигурировать БОИ для обработки информации для каждой конкретной измерительной системы за несколько минут и избежать программных ошибок.

БОИ – СОСТАВНАЯ ЧАСТЬ ГИС

В соответствии с современной концепцией комплекс технических средств (КТС) ГИС включает две части (рис. 1):

- систему автоматического управления ГИС (САУ ГИС);
- измерительную систему.

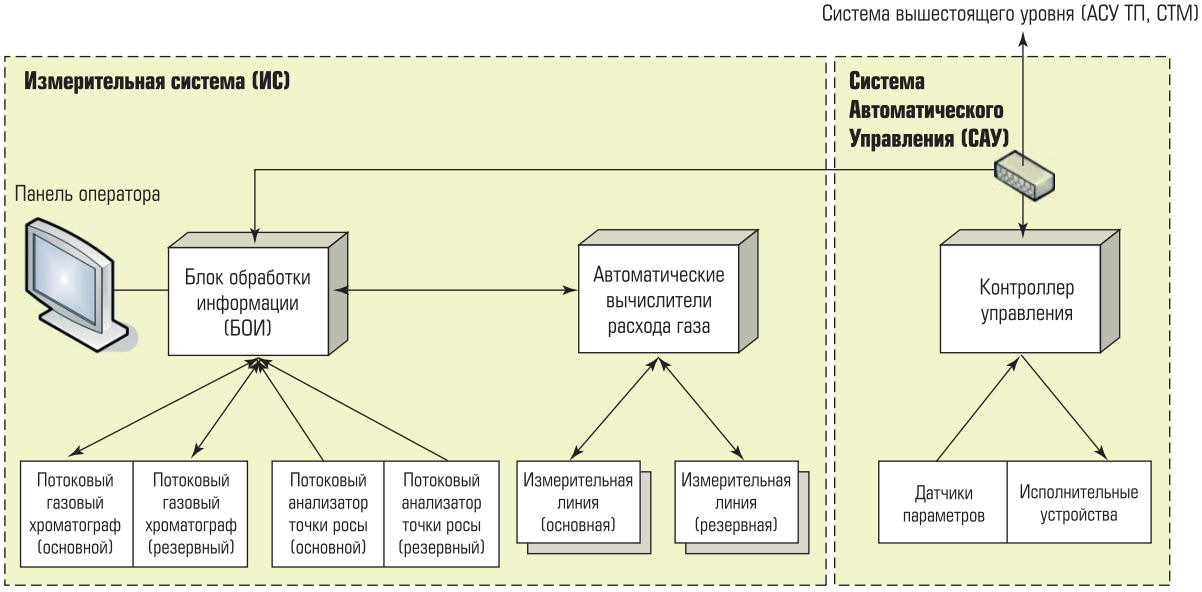


Рис. 1. Структурная схема КТС ГИС

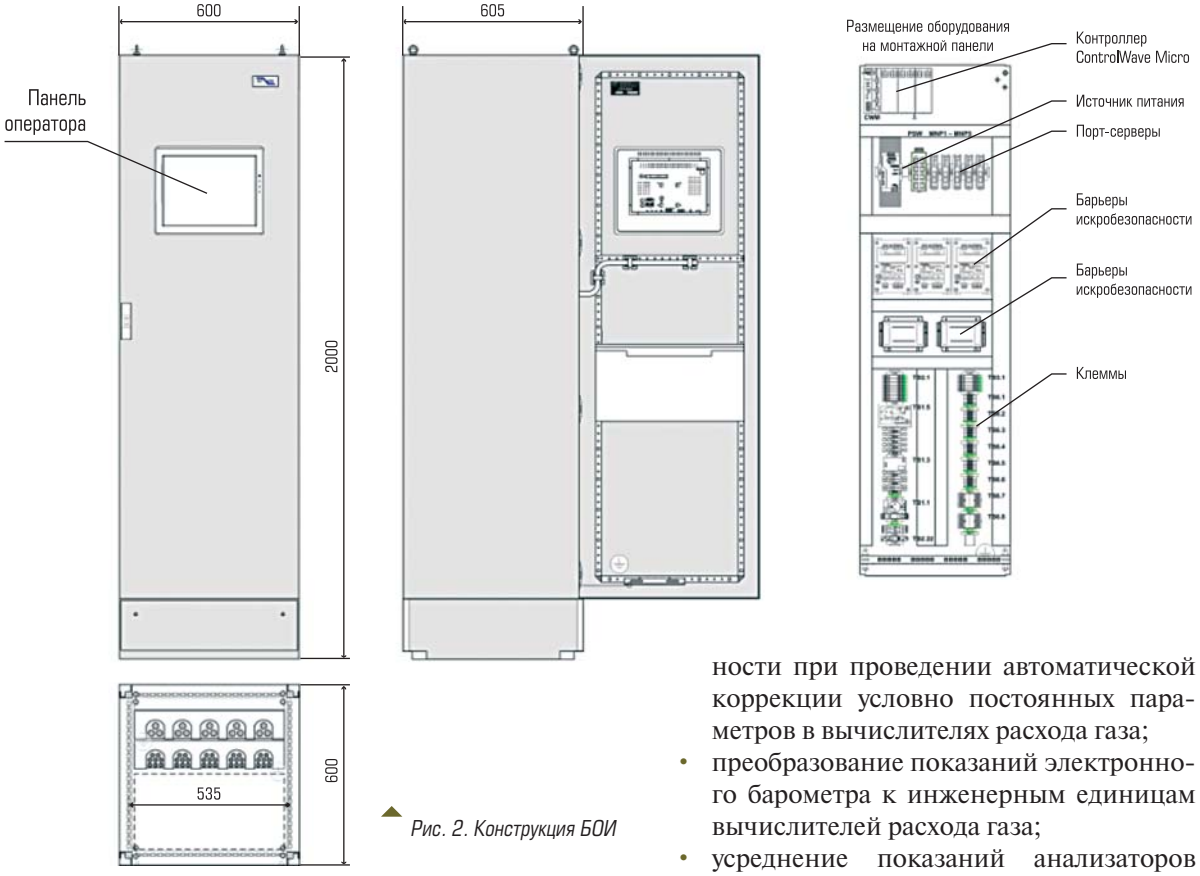


Рис. 2. Конструкция БОИ

Система автоматического управления ГИС реализует все функции, связанные с управлением газоизмерительной станцией.

Блок обработки информации входит в состав автоматики ГИС (рис. 1) и выполняет следующие основные функции:

1) функции обмена информации с измерительными приборами:
   - сбор данных с вычислителей расхода газа;
   - сбор данных с потоковых хроматографов;
   - сбор данных с анализаторов точки росы газа по влаге и углеводородам;
   - сбор данных с электронного барометра;
   - передачу условно постоянных параметров по составу газа в вычислители расхода газа;
2) функции обработки данных:
   - объединение вычислителей в группы согласно их распределению по магистральным газопроводам и привязку групп вычислителей к потоковым хроматографам соответствующего магистрального газопровода;
   - обработку результатов хроматографических анализов для оценки их пригодности при проведении автоматической коррекции условно постоянных параметров в вычислителях расхода газа;
   - преобразование показаний электронного барометра к инженерным единицам вычислителей расхода газа;
   - усреднение показаний анализаторов точки росы газа по влаге и углеводородам;
3) формирование и ведение архивных данных:
   - часовые и суточные архивы по расходу газа;
   - часовые и суточные архивы хроматографов;
   - часовые и суточные архивы среднечасовых и среднесуточных параметров точки росы - газа по влаге и углеводородам;
   - архивы событий и вмешательств.

КОНСТРУКЦИЯ БОИ

Для обеспечения универсальности БОИ выполнен в виде линейного шкафа, который может устанавливаться либо отдельно, либо в ряду аналогичных шкафов автоматики. Конструкция БОИ представлен на рис. 2.

Главным элементом БОИ является контроллер ControlWave Micro, который реализует функции обмена информации с измерительными приборами, функции обработки и архивирования информации. Порт-серверы обеспечивают подключение к контроллеру ControlWave Micro измерительных приборов и устройств по интерфейсам RS-232 и RS-485.

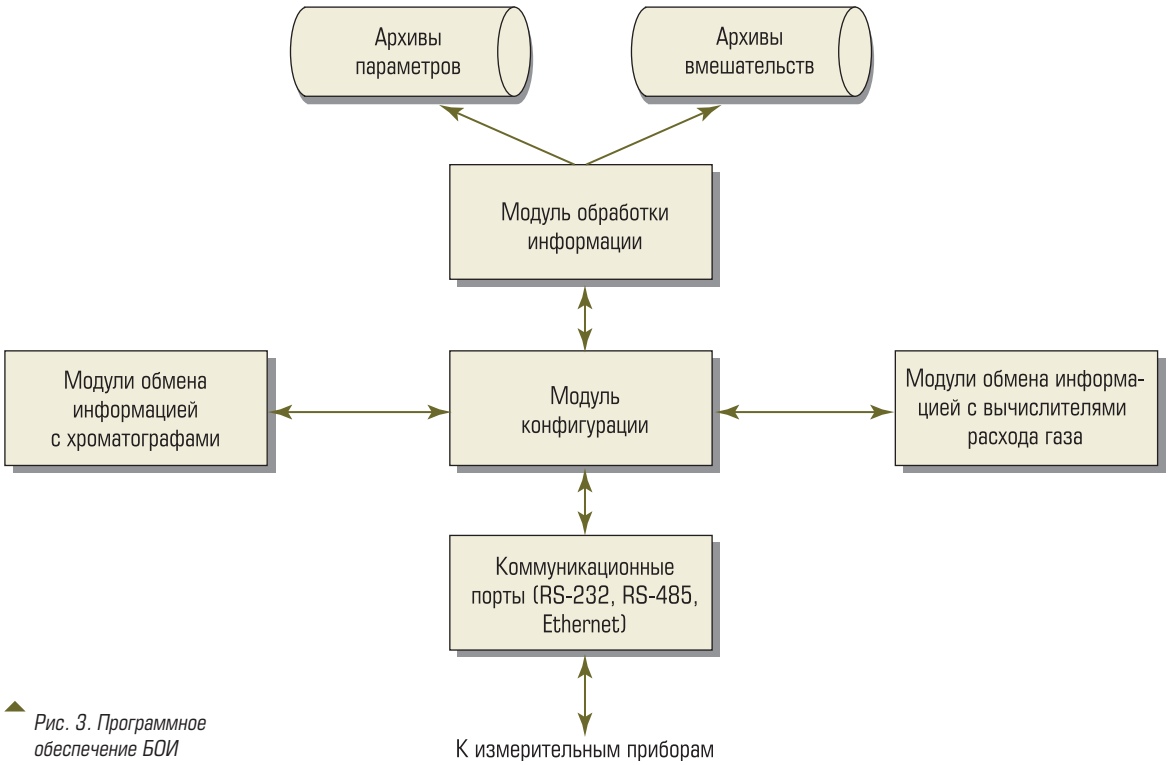


Рис. 3. Программное обеспечение БОИ

Барьеры искробезопасности служат для подключения вычислителей расхода газа, имеющих вид взрывозащиты “искробезопасная электрическая цепь”. Клеммы обеспечивают удобное подключение измерительных приборов и устройств. Панель оператора, размещенная на двери шкафа, позволяет контролировать приборы и устройства, входящие в состав измерительной системы. Источник бесперебойного питания, состоящий из блока питания и аккумуляторов, обеспечивает питание БОИ при пропадании напряжения питания 220 В, 50 Гц.

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ БОИ

Программное обеспечение БОИ предназначено для организации сбора, обработки и архивирования информации для любой ГИС, т.е. для любых сочетаний измерительных приборов и устройств, установленных на измерительных трубопроводах. Программное обеспечение БОИ содержит программные модули обмена и первичной обработки информации от вычислителей расхода газа и хроматографов (рис. 3). Для каждой модели вычислителя расхода газа и хроматографа разработан свой программный модуль, который обеспечивает прием данных, специфичных для конкретного прибора и приведение их к унифицированному виду, принятому в БОИ. Привязку программных модулей обмена информации с вычислителями расхода газа и хроматографами к коммуникационным портам, к которым подключены эти приборы, выполняет модуль конфигурации. Полученная от вычислителей расхода газа и хроматографов информация в соответствии с заданной конфигурацией ГИС передается в модуль обработки информации, выполняющий основные операции обработки информации. Результирующие данные в унифицированном виде сохраняются в архивах. БОИ хранит два типа архивов. Первый – архив параметров, содержащий информацию о технологических параметрах. Второй – архив вмешательств, содержащий информацию об изменении режимов функционирования приборов, входящих в состав измерительной системы, а также диагностическую информацию.

Главной особенностью программного обеспечения БОИ является универсальность. Для установки на разных ГИС с разным количеством измерительных трубопроводов, разными типами вычислителей расхода газа и разными хроматографами не требуется изменения программного обеспечения БОИ. Необходимо лишь изменить конфигурационную информацию, описывающую располо-

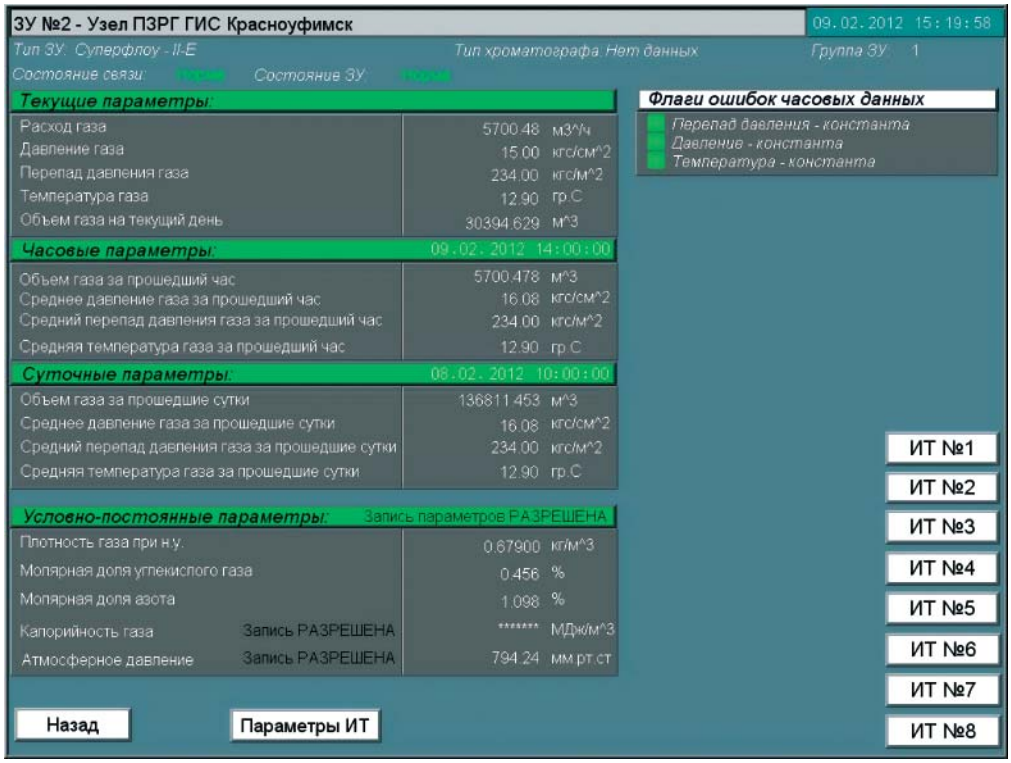


Рис. 4. Видеокадры БОИ

жение измерительных устройств и приборов на измерительных трубопроводах. Еще одним достоинством программного обеспечения БОИ является унифицированное представление информации по расходу газа. Вне зависимости от реальных типов вычислителей расхода газа и хроматографов, установленных на ГИС, информация по расходу газа хранится в БОИ и передается на вышестоящий уровень обработки информации в едином формате. Таким образом, БОИ позволяет избежать ошибок обработки информации, связанных с изменением программного обеспечения, и упростить сбор и обработку информации по расходу газа на вышестоящем уровне (например, на уровне газотранспортного предприятия).

ИНТЕРФЕЙС ОПЕРАТОРА

Оперативное отображение информации осуществляется на панели оператора. На панели оператора реализованы видеокадры, отображающие следующую информацию:

- общая информация по измерительной системе;
- индивидуальная информация по вычислителям расхода газа;
- индивидуальная информация по хроматографам;
- информация по анализаторам точки росы;
- события и вмешательства.

Пример видеокадров приведен на рис. 4.

УНИВЕРСАЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ

Предлагаемый блок обработки информации для измерительной системы ГИС представляет собой универсальное решение реализации всего комплекса вычислительных алгоритмов (функций) измерительной системы ГИС. БОИ выполнен в виде конструктивного законченного изделия и содержит программное обеспечение, позволяющее без необходимости программирования подключить и обработать информацию от измерительных приборов каждой конкретной ГИС.

Лавров Сергей Анатольевич *– зав. отделом автоматизированных систем управления технологическими процессами ЗАО "АтлантикТрансгазСистема",*
Сушков Сергей Иванович *– заведующий сектором метрологии ЗАО "АтлантикТрансгазСистема".*

СИСТЕМА ПОКАДРОВОГО ВИДЕОНАБЛЮДЕНИЯ

С.А. ЛАВРОВ, С.И. СУШКОВ (ЗАО “АтлантикТрансгазСистема”)

Рассматривается система покадрового видеонаблюдения, позволяющая дополнить существующую систему телемеханики новой полезной функцией.

Современная система телемеханики предназначена для сбора и обработки информации о состоянии технологического процесса на удаленных объектах, а также управления технологическим оборудованием на этих объектах. В качестве дополнения система телемеханики выполняет функции по охране объекта, сообщая на пункт управления об открытии калиток, дверей, срабатывании датчиков движения и т.п. Но удаленность технологических объектов от пункта управления и, в большинстве случаев, сложности при проезде к этим объектам не позволяют при сигнале вторжения (например, срабатывании датчика нарушения периметра) вызвать на этот объект полицию. Кроме того, часто причиной возникновения сигналов вторжения являются природные явления или перемещения диких животных. Проблему идентификации ложных сигналов вторжения могла бы решить система видеонаблюдения. Однако, полноценная система видеонаблюдения обязательно требует широкополосного канала связи между удаленным объектом и пунктом управления для того, чтобы передавать видеосигнал в режиме реального времени. К сожалению, для многих удаленных объектов прокладка такого канала связи не представляется возможным. Тем не менее, выход существует. Предлагается простое решение, обеспечивающее получение визуальной информации с удаленного объекта, использующее существующие каналы связи системы телемеханики.

СОСТАВ СИСТЕМЫ ПОКАДРОВОГО ВИДЕОНАБЛЮДЕНИЯ

Для реализации покадрового наблюдения подойдет любой контролируемый пункт системы телемеханики СТН-3000 на базе контроллера ControlWave или ControlWave Micro, имеющий порт Ethernet.

На объекте устанавливается IP-видеокамера, которая подключается по каналу Ethernet к контроллеру ControlWave (рис. 1).

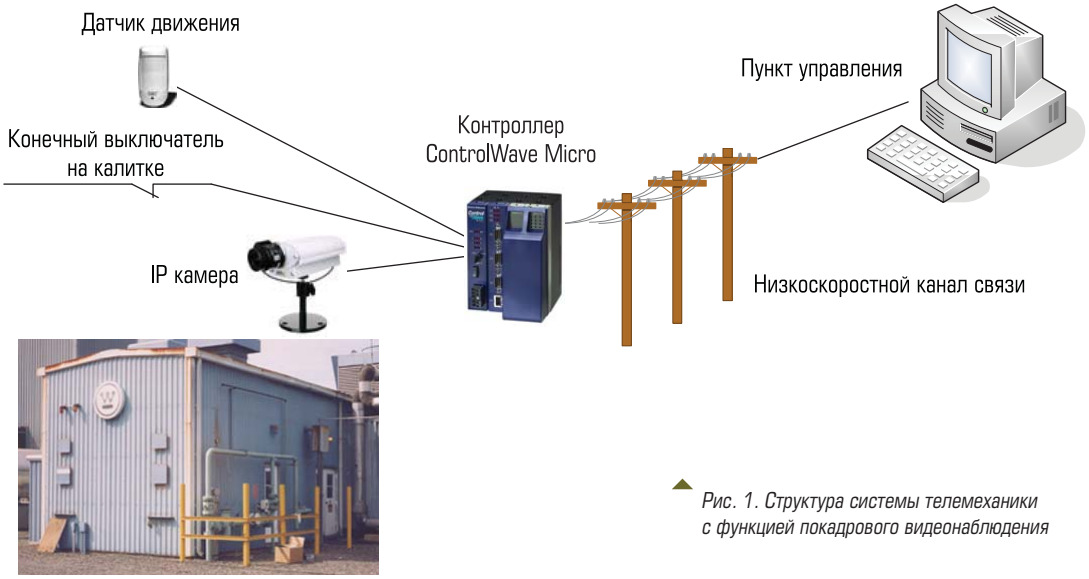


Рис. 1. Структура системы телемеханики с функцией покадрового видеонаблюдения

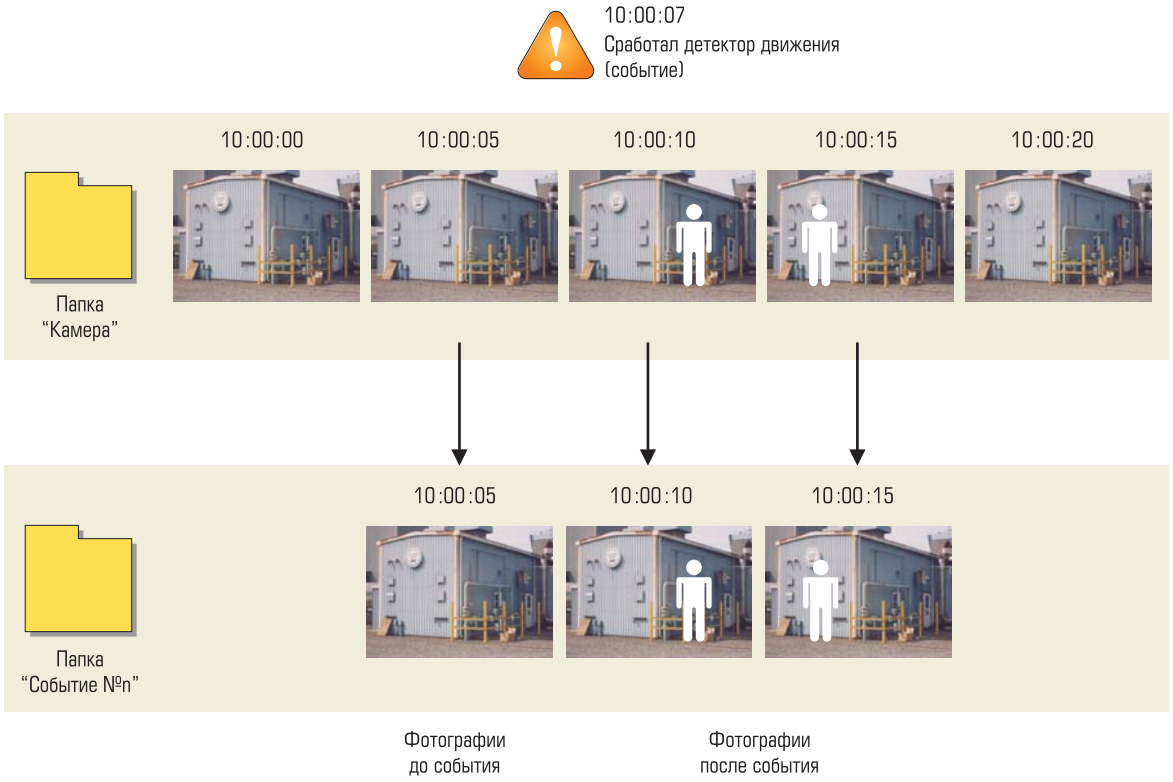


Рис. 2. Принцип работы системы покадрового видеонаблюдения

Программа системы видеонаблюдения состоит из двух частей: специального функционального блока SecurityVision, который внедряется в программу контроллера ControlWave, и программы сбора изображений, устанавливаемой на пункте управления.

ПРИНЦИП РАБОТЫ

Во флэш-памяти контроллера выделяется папка “Камера” (область памяти), в которую складываются фотографии, полученные IP-видеокамерой через определенные промежутки времени. Периодичность получения фотографий объекта конфигурируется с помощью программного обеспечения видеокамеры. При заполнении папки “Камера” новые фотографии объекта записываются поверх старых. Таким образом, содержимое папки “Камера” постоянно обновляется. При возникновении события (срабатывания датчика движения или датчика нарушения периметра) заданное количество фотографий, предшествующих событию, переписывается в отдельную папку “Событие № n”. Туда переписываются фотографии, которые делаются после наступления события. Количество фотографий после наступления

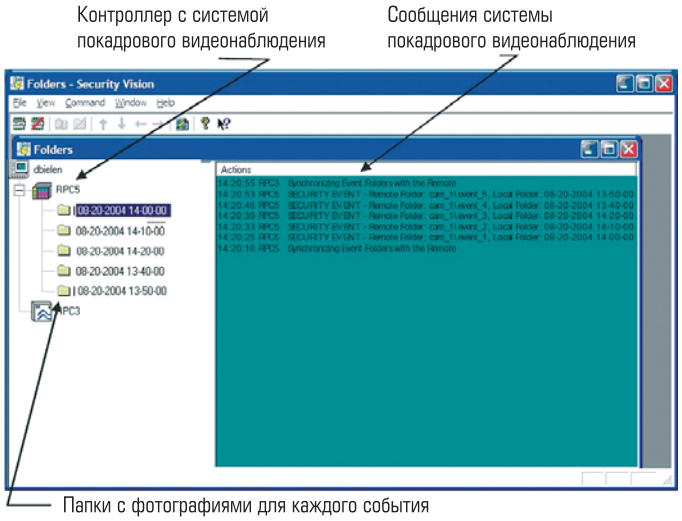


Рис.3. Окно системы покадрового видеонаблюдения

события, которые хранятся в папке “Событие”, также задается в настройках программы (рис. 2).

Информация о событии поступает на пункт управления системы телемеханики. В соответствии с этой информацией, с помощью программного обеспечения диспетчер может загрузить фотографии из контроллера в компьютер пункта управления (рис. 3).

Рис. 4. Последовательность фотографий системы покадрового видеонаблюдения

После загрузки фотографий диспетчер может запустить слайд-шоу, чтобы иметь возможность оценить ситуацию (рис. 4).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предлагаемая система покадрового видеонаблюдения позволяет без больших затрат дополнить существующую систему телемеханики новой полезной функцией. Это позволит обеспечить, с одной стороны, большую защищенность удаленного объекта от несанкционированного доступа, а с другой стороны – сократить количество выездов при ложных срабатываниях системы охранной сигнализации.

Лавров Сергей Анатольевич *– заведующий отделом АСУ ТП ЗАО "АтлантикТрансгазСистема",*
Сушков Сергей Иванович *– заведующий сектором метрологии ЗАО "АтлантикТрансгазСистема".*

АНОНС

В следующем сентябрьском номере нашего журнала будут опубликованы следующие статьи ЗАО "АтлантикТрансгазСистема", не вошедшие в этот номер в связи с ограниченным объемом издания:

1. **Л.И. БЕРНЕР, А.В. ЗАГРАНИЧНЫЙ (ЗАО "АтлантикТрансгазСистема")**
   Перспективы применения систем обнаружения утечек и мониторинга протяженных объектов на магистральных трубопроводах.

2. **Д.В. ЩУКИН (ЗАО "АтлантикТрансгазСистема"),**
   А.А. КОВАЛЁВ (ЗАО "АтлантикТрансгазСистема", ООО "ПСИ")
   Автоматизация подземных хранилищ газа. Опыт и решения ЗАО "АТГС".

3. **Н.К. БОГДАНОВ, Д.Ю. ЕВСЕЕВ, А.А. КОВАЛЁВ (ЗАО "АтлантикТрансгазСистема")**
   Макетирование в проекте Сахалин-Хабаровск-Владивосток.

4. **Н.К. БОГДАНОВ, Н.И. СУШКОВА (ЗАО "АтлантикТрансгазСистема")**
   Опыт ЗАО "АтлантикТрансгазСистема" в автоматизации подготовки производственных балансов в газовой промышленности.

5. **Ю.М. ЗЕЛЬДИН, Д.С. ШЕСТАКОВ (ЗАО "АтлантикТрансгазСистема")**
   Автоматизированная система диспетчерского управления электроснабжением ОАО "Газпромнефть – Омский НПЗ".

6. **А.С. ХАДЕЕВ (ЗАО "АтлантикТрансгазСистема")**
   Обзор средств автоматического управления процессом взвешивания на железнодорожной эстакаде налива.

InTouch 2012
ТЕПЕРЬ ЕЩЕ ЛУЧШЕ

Новая версия

Wonderware InTouch 2012 – самая популярная SCADA система в мире: более 1 миллиона инсталляций

- Обучение в сертифицированных учебных центрах в Москве, Санкт-Петербурге, Екатеринбурге и Самаре
- Запрашивайте бесплатные демо-версии

Wonderware® Russia
www.wonderware.ru

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

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

Екатеринбург
тел. +7 343 287 1919
info@wonderware.ru

Самара
тел. +7 846 273 95 85
info@wonderware.ru

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

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

Россия, Москва, Центральный
выставочный комплекс «Экспоцентр»

3-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ЭНЕРКОН

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

25-28 июня 2012

Организаторы:

ТПП РФ

ЭКСПОЦЕНТР
МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ
МОСКВА

Исполнительный комитет:
ООО «ПромЭкспо-К»

www.enercon-ng.ru
Тел./факс: +7 (495) 921-35-07
Тел.: +7(495) 789-94-86
enercon@confex.ru

МНОГОУРОВНЕВЫЕ СИСТЕМЫ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ОАО «ГАЗПРОМ». ИСТОРИЯ СОЗДАНИЯ, ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Ю.М. ЗЕЛЬДИН, Н.К. БОГДАНОВ, А.А. КОВАЛЕВ
(ЗАО "АтлантикТрансгазСистема")

Описаны история создания многоуровневых многофункциональных систем диспетчерского управления (СДУ) на базе программно-технического комплекса СПУРТ, эксплуатируемых в ОАО "Газпром", представлены особенности различных реализаций СДУ. Рассмотрены перспективные направления развития многоуровневых СДУ в современных условиях, вклад ЗАО "АтлантикТрансгазСистема" в их создание.

ЗАО "АтлантикТрансгазСистема" (АТГС) по праву считается одним из пионеров автоматизации диспетчерского управления в ОАО "Газпром". Начав разработки в данном направлении в конце 90-х с автономных и сравнительно простых по структуре и функциональности диспетчерских пунктов, компания в начале 2000-х представила собственное законченное решение на базе программных платформ RTAP и ORACLE – программно-технический комплекс (ПТК) СПУРТ (Система Программного Управления Режимами Трубопроводов). Разработанный в России СПУРТ был конкурентоспособен с гораздо более "тяжеловесной" платформой ГОФО-2 компании Thales, также предназначенной для автоматизации СДУ. В настоящее время системы диспетчерского управления на базе ПТК СПУРТ успешно работают во многих дочерних компаниях ОАО "Газпром": ООО "Газпром трансгаз Чайковский", ООО "Газпром трансгаз Томск", ООО "Газпром трансгаз Волгоград", ООО "Газпром трансгаз Казань" и др. – всего более 75 диспетчерских пунктов.

Структура и функциональность СДУ СПУРТ подробно описана в литературе [1-3]. В последние годы ЗАО "АтлантикТрансгазСистема" продолжала работы по развитию и модернизации СПУРТ, его применению в комплексных автоматизированных системах управления технологическими процессами магистральных газопроводов (АСУ ТП МГ), полностью охватывающих газотранспортное предприятие. Кроме того, АТГС приняла участие в разработке масштабных проектов диспетчеризации на основе родственной программной платформы PSI Gas компании PSI AG – модернизации Автоматизированной системы диспетчерского управления единой системы газоснабжения (АСДУ ЕСГ) России, создания и внедрения модуля диспетчерского управления для информационно-управляющей системы предприятия (ИУС П) ООО "Газпром-ПХГ" и др. Полученный опыт, новые разработки АТГС для систем диспетчерского управления описаны в настоящей статье.

1. ИСТОРИЯ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ СПУРТ

Появление в начале 90-х годов компактных и доступных по цене персональных компьютеров стимулировало бурный рост количества систем управления локальной автоматики и телемеханики. В то же время развивались средства решения режимно-технологических задач на базе 2-часовых и суточных данных диспетчерской отчетности. На отдельных предприятиях внедрялись системы диспетчерского управления экспортными газотранспортными коридорами (АСУ ТП ГОФО-2). Все это создало предпосылки для создания единой информационно-управляющей системы, охватывающей всю газотранспортную систему России. В 1998 г. РАО "Газпром" был утвержден документ "Отраслевая система оперативно-диспетчерского управления (ОСОДУ) ЕСГ России. Общесистемные технические требования". Технические требования определяли цели, стандартизировали структуру, функции и задачи ОСОДУ.

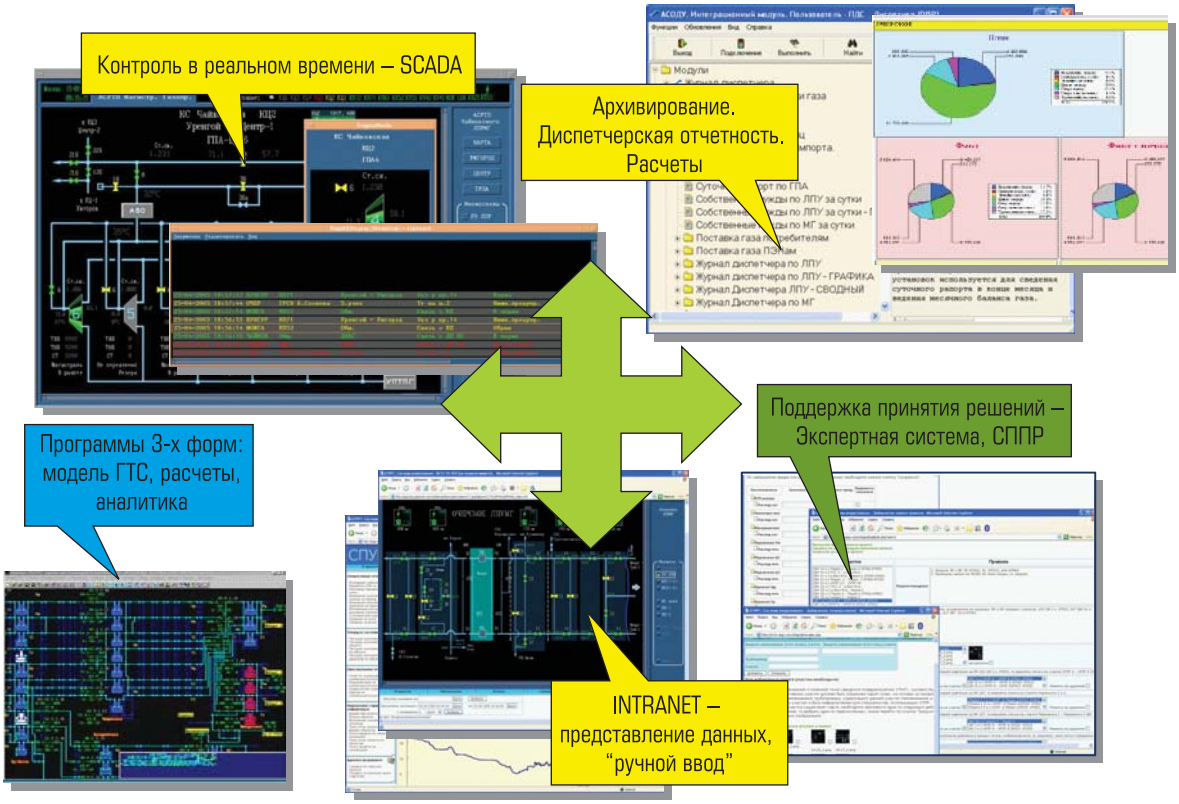


Рис. 1. Функциональная структура СПУРТ

В ОСОДУ выделялись четыре уровня управления: ЦПДД ОАО "Газпром", центральный диспетчерский пункт (ЦДП) предприятия, диспетчерский пункт линейного производственного управления магистральных газопроводов/компрессорной станции (ДП ЛПУ/КС), пост управления компрессорного цеха/системы линейной телемеханики (ПУ КС/СЛТМ). Для каждого уровня были определены основные функции, которые реализовывались сквозными вертикально-интегрированными подсистемами:

- подсистема реального времени SCADA;
- подсистема сбора и обработки режимных и суточных данных (журнал диспетчера);
- подсистема решения расчетных диспетчерских задач: диспетчерский график, баланс газа и т.п.;
- подсистема математического моделирования газотранспортной системы (ГТС);
- подсистема администрирования.

ЗАО "АтлантикТрансгазСистема" активно включилась в строительство ОСОДУ на втором и третьем уровнях управления. Наиболее полно система была реализована в ООО "Пермтрансгаз" (в настоящее время "Газпром трансгаз Чайковский"). Она охватывает ЦДП предприятия и диспетчерские пункты 12-ти ЛПУ с удаленными промплощадками. На основе базового ПО RTAP реализована подсистема SCADA, с применением СУБД ORACLE – подсистемы сбора и обработки режимных данных и решения расчетных задач. Разработаны специализированные средства межуровневого и межсистемного обмена, информационного взаимодействия с подсистемой моделирования, выгрузки информации в ЦПДД и в ЦДП смежных предприятий, предоставления данных администрации и специалистам предприятия (подсистема глубокого архива, web-интерфейс), система классификации и кодирования, средства поддержания актуальности нормативно-справочной информации и т.п. Разработанное решение – платформа для создания многоуровневых диспетчерских пунктов – получило название "СПУРТ". Функциональная структура СПУРТ приведена на рис. 1. В 2005 г. ОСОДУ ООО "Пермтрансгаз" на базе программно-технического комплекса СПУРТ успешно прошла межведомственные приемочные испытания и была рекомендована к применению и тиражированию на предприятиях ОАО "Газпром".

Внедрение СПУРТ на других предприятиях ОАО "Газпром" потребовало его серьезной модернизации, приспособления к особенно-

стям уже существующих на тот момент систем управления. В условиях действующего производства внедрялась не полнофункциональная ОСОДУ, а отдельные подсистемы, максимально использующие имеющиеся наработки (как правило, журналы диспетчера). Была разработана версия СПУРТ на базе ОС Windows, информационные стыки с устаревшими системами телемеханики производства компаний Thales, Serck Controls и MMG, сбор сеансовых данных по каналам подсистемы SCADA и др. СПУРТ заработал в ООО "Газпром трансгаз Волгоград", ООО "Газпром трансгаз Томск", ООО "Газпром трансгаз Казань", ООО "Газпром добыча Уренгой", ООО "Газпром трансгаз Санкт-Петербург". Открытость архитектуры СПУРТ, модульное построение, богатый набор библиотек для создания собственных приложений позволили в короткие сроки доработать программное обеспечение для удовлетворения требований заказчика. Эти же свойства позволили расширить область применения СПУРТ и совместно с партнерами реализовать ряд комплексных инновационных разработок: интегрированное решение для одноцеховой компрессорной станции (совместно с ЗАО "НПФ "Система-Сервис"), систему поддержки принятия решений (СППР) в составе системы телемеханики межпромыслового коллектора ООО "Газпром добыча Уренгой" (совместно с ООО "Газпром развитие") [4], тренажер диспетчера (совместно с РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина) [5], систему обнаружения утечек (совместно с ООО "Энергоавтоматика"). Тренажер диспетчера ООО "Газпром трансгаз Чайковский" признан лучшим тренажером-имитатором Системы непрерывного фирменного профессионального образования ОАО "Газпром" 2008 г.; СППР МПК ООО "Газпром добыча Уренгой" удостоена премии в области науки и техники ОАО "Газпром" за 2010 год.

2. МОДЕРНИЗАЦИЯ АСУ ТП МГ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ СТРАТЕГИИ ИНФОРМАТИЗАЦИИ ОАО "ГАЗПРОМ"

К середине 2000-х годов практически во всех дочерних обществах ОАО "Газпром" были внедрены системы диспетчерского управления, структура и функциональность которых в целом соответствовали ОСОДУ. Системы были реализованы с использованием различного программного обеспечения – СПУРТ разработки АТГС, ГОФО-2 и Ямал-2 разработки Thales, GAMOS разработки PSI AG, InTouch разработки Wonderware, PI System разработки OSIsoft и др. Их существенным недостатком являлось то, что они разрабатывались в рамках нескоординированных между собою проектов, инициированных дочерними обществами. Вследствие этого в большинстве случаев системы обеспечивают решение локальных задач дочерних обществ, не учитывая требования задач контроля и управления на корпоративном уровне. Во всех системах наблюдается несопоставимость данных, наличие различных нестандартизированных форм передачи информации (текстовые файлы по ftp и электронной почте, таблицы Excel и т.п.), дублирование передаваемых показателей, повторный ручной ввод данных при консолидации информации. В ЦПДД передаются сеансовые данные, передача параметров в реальном времени отсутствует. Некоторые системы были внедрены в конце 90-х и к настоящему времени морально и физически устарели.

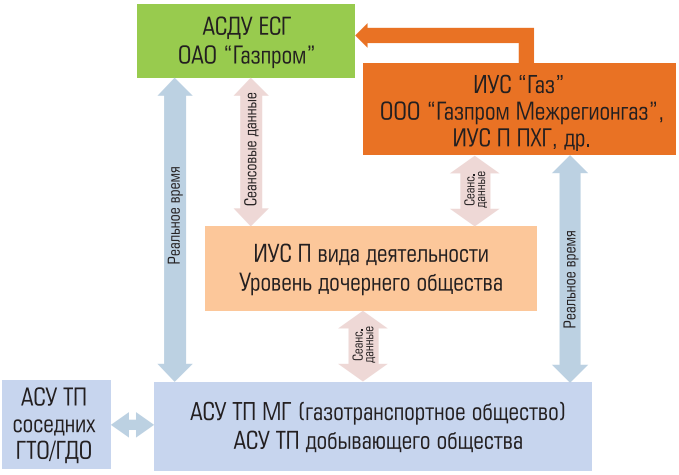


Рис. 2. Целевая иерархия автоматизированных систем ОАО "Газпром"

В 2008 г. ОАО "Газпром" утверждает Стратегию информатизации, которая определяет ключевые направления развития в компании информационных технологий с целью повышения прозрачности и эффективности управления. В рамках реализации Стратегии планируется создание в дочерних обществах типовых информационно-управляющих систем предприятия (ИУС П) по видам деятельности, модернизация АСУ ТП магистральных газопроводов (АСУ ТП МГ) с учетом их интеграции с ИУС П, модернизация центральной диспетчерской ОАО "Газпром" (АСДУ ЕСГ РФ). Целевая иерархия автоматизированных систем управления приведена на рис. 2, обобщенная

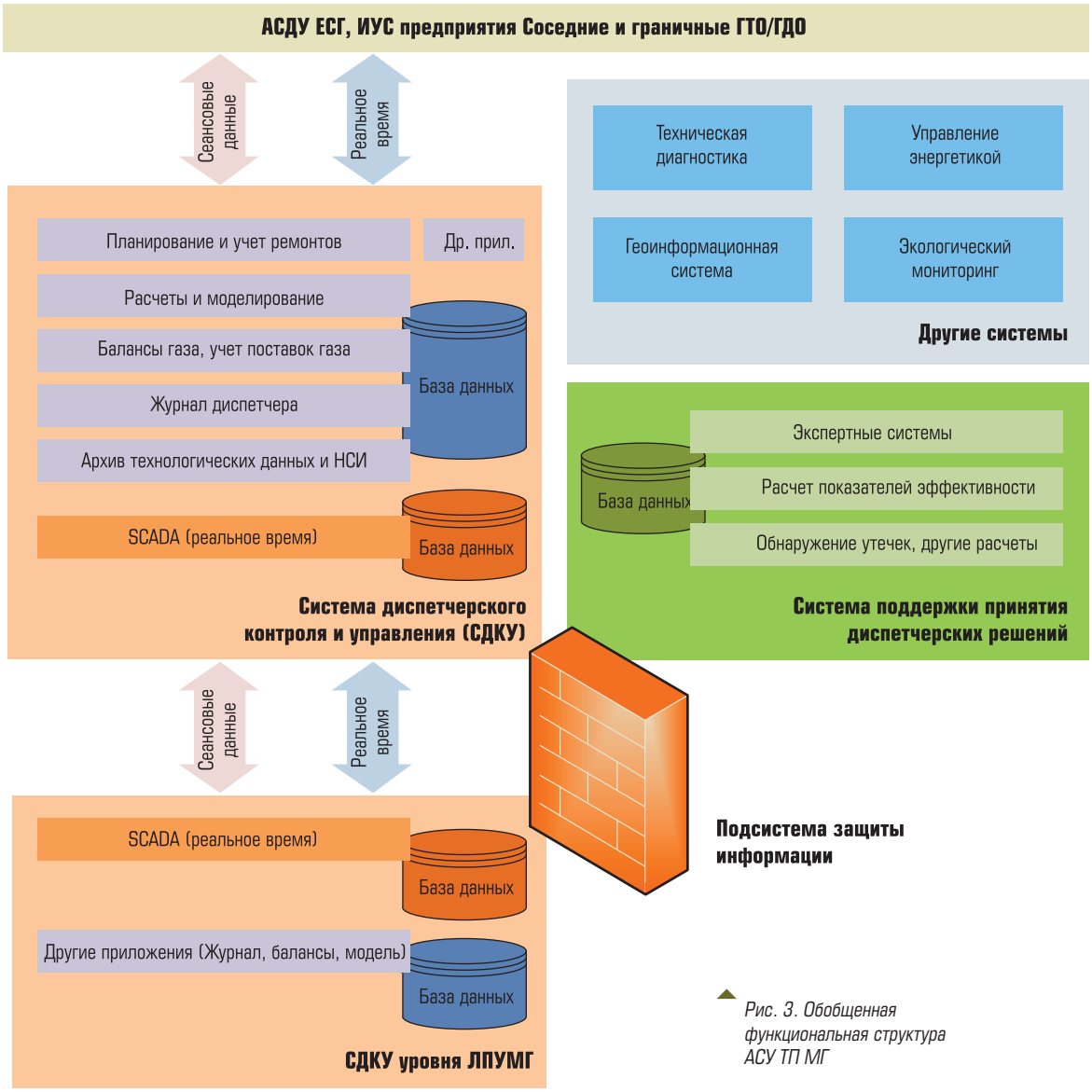


Рис. 3. Обобщенная функциональная структура АСУ ТП МГ

функциональная структура – на рис. 3 АСУ ТП МГ охватывает уровни ЛПУМГ и ЦДП предприятия и состоит из следующих частей:

- системы диспетчерского контроля и управления (СДКУ) в реальном времени, включая САУиР компрессорных станций, систему линейной телемеханики, измерение расхода и качества газа, АСУ энергоснабжения;
- системы поддержки принятия диспетчерских решений (СППДР), включая диспетчерский журнал, математическое моделирование ГТС, решение расчетных диспетчерских задач, технологические схемы ГТС и пр.;
- системы диагностики компрессорного оборудования;
- подсистемы экологического мониторинга.

Организация работ по модернизации АСУ ТП МГ существенно отличается от периода их первоначального создания. Работы ведутся централизованно по инициативе ОАО "Газпром", на основании утвержденной Стратегии информатизации. Проектирование АСУ ТП МГ проводится в объеме газотранспортного или газодобывающего предприятия полностью при участии множества субподрядных организаций. Проект охватывает как собственно технологические решения по АСУ ТП, так и обеспечивающие и вспомогательные подсистемы: инженерно-техническое обеспечение (электропитание, вентиляция, кондиционирование), конструктивные и объемно-планировочные решения, технологическую связь, средства охраны и обеспечения инфор-

мационной безопасности. Проектирование двухстадийное (технический проект, рабочая документация) с обязательным согласованием проекта с Департаментом АСУ ТП ОАО "Газпром" и генеральным системным интегратором ОАО "Газпром автоматизация". Реализация проектов рассчитана на 2-3 года (а не на 8-10 лет), что позволит достаточно быстро привести низовую ИТ-инфраструктуру ОАО "Газпром" к желаемому состоянию. Активно разрабатываются документы по стандартизации АСУ ТП, в частности, СТО Газпром по классификации и кодированию систем и элементов АСУ ТП [6].

ЗАО "АтлантикТрансгазСистема" участвует в проектировании и реализации модернизированных АСУ ТП МГ по следующим направлениям:

- проектирование АСУ ТП МГ на базе программно-технического комплекса СПУРТ для ООО "Газпром трансгаз Томск", ООО "Газпром трансгаз Волгоград", ООО "Газпром трансгаз Чайковский". Развитие и модернизация ПТК СПУРТ для выполнения современных требований к АСУ ТП МГ как части единой ИТ-инфраструктуры ОАО "Газпром", в том числе разработка обновленной версии СПУРТ на основе базового ПО ClearSCADA производства компании Schneider Electric;
- освоение программной платформы PSI Gas, участие в проектировании АСУ ТП на базе PSI Gas.

Освоение программной платформы PSI Gas

ЗАО "АТГС" познакомилось с решениями компании PSI AG (Германия) в 2008 г., когда совместно с ней участвовало в тендере на разработку АСДУ ЕСГ в ЦПДД ОАО "Газпром". В дальнейшем программная платформа PSI Gas была выбрана для создания АСУ ТП Северо-Европейского газопровода, магистральных газопроводов "Сахалин-Хабаровск-Владивосток", "Бованенково-Ухта", модернизации АСУ ТП ООО "Газпром трансгаз Ставрополь", ООО "Газпром трансгаз Санкт-Петербург".

В ходе совместной подготовки тендерных предложений специалисты АТГС изучили основные программные продукты и получили от PSI AG для изучения и макетирования модуль PSI*Control*. Полученные знания были эффективно использованы в 2009-2010 г.г. при проектировании АСУ ТП МГ "Сахалин-Хабаровск-Владивосток" (на субподряде у ОАО "Гипрогазцентр") и создании с помощью ООО "ПСИ" действующего макета спроектированной системы. Макет, установленный на полигоне ОАО "Гипрогазцентр", позволил еще на этапе проектирования детально проверить функциональность программного обеспечения, средства информационного обмена с внешними системами, межуровневое взаимодействие, удобство пользовательского интерфейса.

Рис. 4. Центральная диспетчерская ООО "Газпром трансгаз Ставрополь"

Специалисты АТГС (на субподряде у ООО "ИО "Газавтоматика") приняли участие в проектировании АСУ ТП МГ ООО "Газпром трансгаз Ставрополь", в настоящее время функционирующей на базе ПО GAMOS разработки PSI AG. Центральная диспетчерская ООО "Газпром трансгаз Ставрополь" показана на рис. 4. В ходе модернизации планируется перевод АСУ ТП на ПО PSIGas.

3. УЧАСТИЕ АТГС В ВЕРТИКАЛЬНО-ИНТЕГРИРОВАННЫХ ПРОЕКТАХ

В настоящее время в ОАО "Газпром" реализуются два проекта вертикально-интегрированных систем, охватывающих отрасль в целом – 2-я очередь модернизации АСДУ ЕСГ и создание ИУС П подземного хранения газа. АТГС имеет давний опыт реализации подобных общеотраслевых систем, к которым можно отнести Автоматизированную систему диспетчерского управления ООО "Межрегионгаз" и первую очередь СДУ ООО "Газпром-ПХГ".

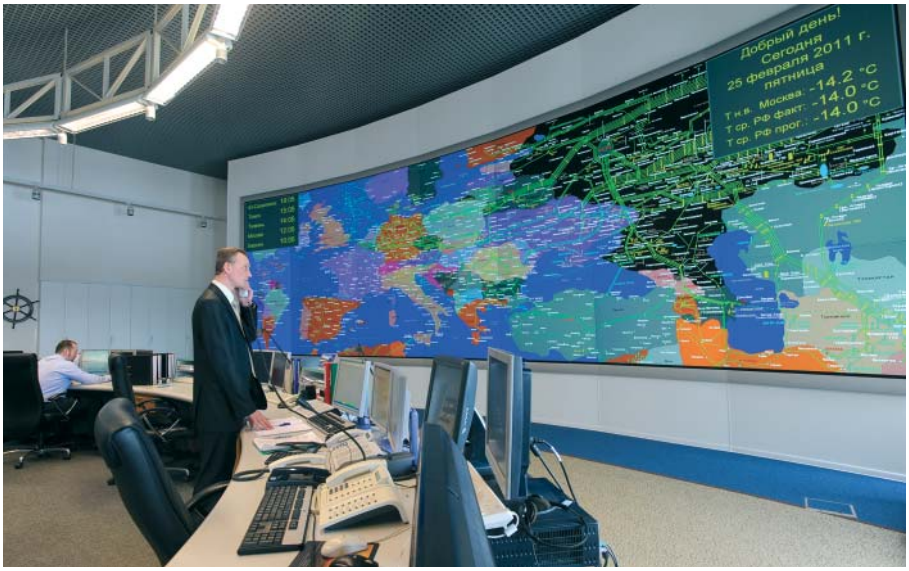


Рис. 5. Система коллективного отображения ЦПДД ОАО "Газпром" (с сайта www.gazprom.ru)

АСДУ ООО "Межрегионгаз" была разработана в 1999-2002 г.г. Система производит сбор сеансовых (2-часовых и суточных) данных более чем от 60-ти филиалов ООО "Межрегионгаз", ведение консолидированного Журнала диспетчера, оперативное балансирование поставок газа, ведет информационный обмен с ИУС ООО "Межрегионгаз", ЦПДД ОАО "Газпром" (рис. 5) и другими смежными системами. Первая очередь системы диспетчерского управления была внедрена в 2008 г. в сверхсжатые сроки для вновь созданного ООО "Газпром ПХГ". Новое дочернее общество приняло от ОАО "Газпром" ответственность за эксплуатацию всех 25-ти расположенных в России подземных хранилищ газа (ПХГ). Создание единой компании потребовало перевода потоков отчетных данных с ЦДП газотранспортных предприятий во вновь созданную ЦПДС ООО "Газпром ПХГ" с соответствующей унификацией и консолидацией данных от существующих разнородных систем. Задача была успешно решена специалистами АТГС на базе доставшейся "в наследство" новому предприятию системы сбора показателей ПХГ ООО "Мострансгаз".

Модернизация АСДУ ЕСГ является сложным комплексным проектом, в рамках которого решается большой круг задач. Основными разработчиками выступают ООО "Газпром информ", ОАО "Газпром автоматизация", ООО "ПСИ" (дочернее предприятие PSI AG). ЗАО "АТГС" на субподряде у ООО "ПСИ" участвует в решении одной из важнейших задач – балансирования поставок природного газа в рамках ОАО "Газпром" на основе использования двух программных модулей из комплекта PSIGas – PSI*Transport* и PSI*Control* V7. Большой опыт автоматизации задач диспетчерского контроля и управления, ведения балансов, знание предметной области позволили АТГС в 2010 г. осуществлять консалтинг ООО "ПСИ" по вопросам разработки АСДУ ЕСГ, а с 2011 г. приступить к практическим работам по проекту. В зоне ответственности АТГС лежит проработка структур балансов газа дочерних обществ, независимых поставщиков и ОАО "Газпром" в целом, создание и наполнение моделей данных для отражения балансовых структур, участие в подготовке пользователей, внедрение и опытная эксплуатация системы. Приступая к работе по балансовой задаче, специалисты АТГС хорошо понимали необходимость адаптации к российским условиям ключевого программного продукта PSI AG для контроля газовых потоков и балансирования – PSI*Transport*. Используя свой опыт и изучив специфику балансирования на уровне ЦПДД, АТГС сформулировало технические требования на доработку PSI*Transport*. В ходе доработки, выполненной PSI AG, был реализован дополнительный функционал, позволивший применить PSI*Transport* как в проекте АСДУ ЕСГ, так и в других дочерних обществах.

Вторым масштабным проектом системы диспетчерского управления является создание и внедрение модуля диспетчерского управления в составе Информационно-управляющей системы процесса "подземное хранение газа" (ИУС П ПХГ) для ООО "Газпром ПХГ". Система, создаваемая ОАО "Газпром автоматизация", ЗАО "АТГС" и ООО "ПСИ" на основе

базового ПО PSI AG, обеспечивает сбор и контроль показателей реального времен и сеансовых отчетных параметров всех 25-ти российских подземных хранилищ газа в различных регионах страны. Масштаб охвата иллюстрирует пример главного меню (рис. 6).

Помимо сбора и контроля параметров работы ПХГ, модуль диспетчерского управления решает целый ряд важных задач централизованного управления распределенными объектами. Прежде всего, это выдача диспетчерских заданий и контроль за их выполнением, ведение Журнала диспетчера (учет событий и происшествий), балансирование объемов газа, расчетные задачи для оценки возможностей отбора и закачки газа из/в ПХГ. Система реализует информационное соединение с другими модулями ИУС П (на базе SAP-R/3) – прежде всего с модулем планирования ремонтных работ. В настоящее время завершена стадия разработки ДУ ИУС П ПХГ, идет подготовка к внедрению системы.

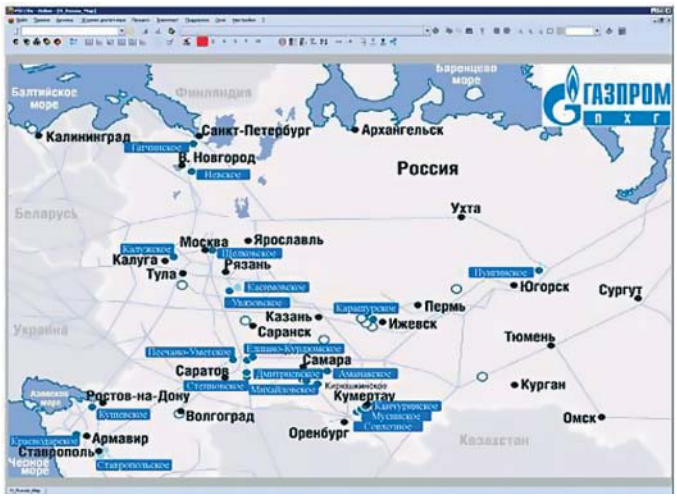


Рис. 6. Карта расположения ПХГ России – главное меню модуля ДУ ИУС П ПХГ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей статье приведен краткий обзор работ ЗАО "АтлантикТрансгазСистема" в области создания систем диспетчерского управления газовой отраслью, описаны некоторые направления будущих работ.

Стратегия АТГС в современных условиях – развитие как собственного программного продукта СПУРТ, так и оказание широкого спектра инженерно-консалтинговых и проектных услуг при разработке диспетчерских решений на базе других известных программных продуктов (прежде всего PSIGas). Это позволяет удовлетворять требованиям заказчика при создании СДУ различного масштаба и назначения, развивать научно-технический потенциал компании и уверенно смотреть в будущее для решения еще более сложных и ответственных задач.

Список литературы

1. *Бернер Л.И., Богданов Н.К., Ковалев А.А.* Интегрированные решения по автоматизации газотранспортных и газодобывающих обществ ОАО "Газпром" // Газовая промышленность. 2007. № 7.
2. *Зельдин Ю.М., Сушкова Н.И.* Автоматизация решения прикладных задач диспетчерского управления (на примере АСОДУ СПУРТ) // Приборы и Системы. Контроль и Управление. Диагностика. 2007. № 6.
3. *Бернер Л.И., Илюшин С.А., Ковалев А.А., Корнеева О.В., Рощин А.В.* Опыт ЗАО "АтлантикТрансгазСистема" по созданию систем телемеханики и диспетчерского управления непрерывными технологическими процессами // Автоматизация & IT в нефтегазовой области. 2010. № 1(1).
4. *Ланчаков Г.А., Никаноров В.В., Бернер Л.И., Ковалев А.А., Зельдин Ю.М.* Система поддержки принятия решений в составе телемеханики межпромыслового коллектора // Газовая промышленность. 2007. № 5.
5. *Саватеев В.В., Чичелова В.Е., Климов Ю.В., Бернер Л.И., Ковалев А.А., Зельдин Ю.М.* Тренажерный комплекс для газотранспортного предприятия ОАО "Газпром" (на примере ООО "Газпром трансгаз Чайковский") // Приборы и Системы. Контроль и Управление. Диагностика. 2001. № 6.
6. *СТО Газпром 2-1.15-582-2011.* Автоматизированные системы управления производственно-технологическими комплексами объектов ОАО "Газпром". Классификация и кодирование систем и элементов.

Зельдин Юрий Маркович *– канд. техн. наук, заведующий отделом ЗАО "АтлантикТрансгазСистема",*
Богданов Николай Константинович *– канд. техн. наук, заведующий сектором ЗАО "АтлантикТрансгазСистема",*
Ковалев Андрей Александрович *– канд. техн. наук, исполнительный директор по развитию ЗАО "АтлантикТрансгазСистема".*

ОСОБЕННОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ МАССЫ В МЕРАХ ВМЕСТИМОСТИ ГИДРОСТАТИЧЕСКИМ СПОСОБОМ

Ю.Б. ДУБАСОВ (ЗАО “Альбатрос”)

Рассматривается задача количественного массового учета товарной нефти и нефтепродуктов с помощью гидростатического метода на примере использования комплекса ДУУ6-БСД, предназначенного для мониторинга состояния однофазных жидких продуктов. Комплекс ДУУ6-БСД является средством измерения системы количественного учета Альбатрос ТанкСупервайзер, которая с помощью программного обеспечения промышленного компьютера и результатов измерений вычисляет количество нефтепродуктов в парке до 108 резервуаров. Алгоритм вычисления массы продукта включает процедуры коррекции дополнительных погрешностей измерений, что обеспечило аттестацию системы на соответствие [1] и сертификацию как средства измерения.

Актуальность применения статических методов учета количества жидкости в мерах вместимости связана с очевидными трудностями и недостатками используемых для решения этой задачи динамических методов. В самом деле, *как узнать, каковы запасы продукта в товарном парке, число емкостей которого превышает десяток штук с помощью поточных массомеров,* плотномеров или расходомеров? Существует лишь один способ – это, имея резервную емкость, поочередно переливать в нее содержимое каждого из хранилищ жидкости. А как быть, если нет возможности целиком слить содержимое резервуара, или что делать, если ассортимент хранящихся жидкостей достаточно широк и не допускает даже минимального смешивания? В первом случае вопрос открыт, во втором – необходима тщательная очистка резервной емкости перед операцией перелива, что очень хлопотно, дорого и, вероятно, нереализуемо. Таким образом, актуальность применения статических методов количественного учета жидкостей очевидна. Даже сторонники использования динамических методов, обычно называющие статические методы резервной схемой учета, признают ее действительную необходимость. Понятие “резервная схема” надо понимать не как запасная, а как схема учета запасов хранения (резервов).

А что ограничивает применение статических методов? Ответ очевиден – это установленная граница предельно допустимой относительной погрешности, для динамических методов (0,25 %) она вдвое меньше, чем для статических (0,65 %). То есть операции приема и отпуска продукта действительно более точны при использовании расходомеров. Проиллюстрируем это на примере. ГОСТ Р 8.595-2004 [1] устанавливает предельную погрешность 0,65% для статических методов измерения массы в мерах вместимости до 120 т (типичные емкости АЗС). Это означает, что для меры вместимости в 15 т погрешность определения массы не должна превышать 97,5 кг. В то время как при отпуске продукта, например, на АЗС, через расходомер учет ведется до десятков мл, т.е. фиксируются десятки г. Вот тогда и возникает вопрос: *а нужен ли такой учет, когда установленные руководящим документом абсолютные погрешности на три порядка превышают реально используемые нормы?* Какой хозяин станет брать в расчет данные с такой неопределенностью, да и позволят ли ему на их основе вести свою бухгалтерию фискальные органы. А ведь граничные значения погрешностей [1] не взяты с потолка, отражают существующие способности измерительных приборов. Так с помощью уровнемера, обладающего погрешностью определения уровня

в ± 1 мм (практически предельно достижимая точность в промышленности) и считающегося современным очень хорошим и дорогим прибором, в небольшой емкости с площадью горизонтального сечения в 20 м^2 значение объема будет установлено с неопределенностью в ± 20 л. Таким образом, очевидно, что вести товарную учетную операцию по приему/отпуску продукта с помощью статических измерений, по крайней мере, нецелесообразно.

И опять тот же вопрос – а зачем нужны статические методы контроля массы? Ответ также прост – это планирование работ (производственный цикл) на товарном парке (временные графики, объемы, ассортимент приема/отпуска жидкостей – сколько, когда и какого продукта способно принять предприятие?) или проще оперативный учет. И не только стремление собственно к оптимальному функционированию требует оценок текущего состояния товарного парка есть еще два возможных и очень экономически важных процесса на таком предприятии – это контроль за целостностью конструкции емкостей хранения и несанкционированный доступ к сливному крану. Выявление фактов утечек жидкости из мер вместимости как естественных (“худые бочки”), так и преднамеренных (хищения) основано на статистической обработке результатов постоянного контроля уровней жидкости. Существующие в настоящее время алгоритмы обработки данных однозначно определяют тип, характер и количество исчезающей жидкости.

Таким образом, актуальность решения задачи количественного учета товарной нефти и нефтепродуктов (далее – продукта) связана с вопросами добросовестности обслуживающего персонала, целостности емкости хранения, корректности выполнения товарных операций по сливу/наливу нефтепродуктов и планирования работы в целом парка резервуаров.

Статическое измерение массы продукта в мерах вместимости ведется в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 и основано на косвенном методе с применением гидростатического принципа. Математическая модель метода описывается соотношением [1]:

$$m = V_{20} \times P \times (1 + 2\alpha(T_{СТ} - 20)/g \times H, \qquad (1)$$

где m – масса продукта, кг; V_{20} – объем продукта в мере вместимости на измеряемом уровне H, определяемый по градуировочной таблице меры вместимости, м^3; P – гидростатическое давление столба продукта, Па; α – температурный коэффициент линейного расширения стенки меры вместимости, значение которого принимают равным 12,5×10^{-6} 1/°C; $T_{СТ}$ – температура стенки меры вместимости, принимаемая равной температуре продукта в мере вместимости, °C; g – ускорение силы тяжести, м/с^2.

Точность измерений массы продукта в основном связана с метрологическими характеристиками датчика уровня, так как погрешность вычислений, проводимых на современных процессорах, пренебрежимо мала. В качестве примера выберем типовой датчик уровня, обладающий следующими метрологическими характеристиками [2]:

- пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений уровня в зависимости от типа применяемых поплавков могут быть равны ±1 мм или 3 мм;
- пределы допускаемой абсолютной дополнительной погрешности измерений уровня, в рабочем диапазоне температур равны ±2 мм на 10 °C;
- диапазон измерений гидростатического давления, пропорционального уровню жидкого продукта от 0 до 41 кПа;
- пределы допускаемой приведенной абсолютной погрешности измерений гидростатического давления, пропорционального уровню жидкого продукта составляют:
  1) в диапазоне температур от минус 20 °C до + 65 °C – ±20,4 Па, ±33,6 Па, ±67,2 Па при длинах датчика до 2,6 м, 4,1 м, 6,0 м соответственно;
  2) в диапазоне температур от минус 40 °C до минус 20 °C – ±25,5 Па, ±42,0 Па, ±84,0 Па при длинах датчика до 2,6 м, 4,1 м, 6,0 М соответственно;
- пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры равны ±0,5 °C.

Такой датчик удовлетворяет требованиям к оборудованию, установленным в [3].

Модель погрешности косвенного метода, основанного на гидростатическом принципе, представляется как:

$$\delta_m = \sqrt{\left[\left(\frac{\partial m}{\partial P}\right) \times \frac{\Delta P}{m}\right]^2 + \delta_{V20}^2 + \left[\left(\frac{\partial m}{\partial H}\right) \times \frac{\Delta H}{m}\right]^2 + \left[\left(\frac{\partial m}{\partial T}\right) \times \frac{\Delta T}{m}\right]^2 + \delta_M^2}, \qquad (2)$$

где $\left(\frac{\partial m}{\partial P}\right) \times \frac{\Delta P}{m}$ – относительная погрешность измерений гидростатического давления столба продукта;

δ^2_{V20} – относительная погрешность составления градуировочной таблицы меры вместимости;

$\left(\frac{\partial m}{\partial H}\right)\times\frac{\Delta H}{m}$ – относительная погрешность измерений уровня продукта;

$\left(\frac{\partial m}{\partial T}\right)\times\frac{\Delta T}{m}$ – относительная погрешность измерений температуры продукта;

δ_M – относительная погрешность вычислителя.

Учитывая, что погрешность измерений гидростатического давления носит приведенный характер, а погрешности измерений уровня и температуры – абсолютный, относительная погрешность определения массы для вертикальных резервуаров примет вид:

$$\delta_m=\sqrt{\left(\frac{\Delta P_O+\Delta P_T}{P}\right)^2+\delta^2_{V20}+\left(\frac{\Delta H_O+\Delta H_T}{H}\right)^2+(2\alpha\times\Delta T)^2+\delta_M{}^2}, \quad (3)$$

где ΔP_O, ΔP_T – абсолютные основная и дополнительная погрешности измерений гидростатического давления столба продукта, Па;

P – гидростатическое давление, соответствующее измеряемому уровню наполнения меры вместимости, Па;

ΔH_O, ΔH_T – абсолютные основная и дополнительная погрешности измерений уровня продукта, мм;

H – текущий уровень продукта в мере вместимости, мм;

ΔT – абсолютная погрешность измерений температуры, °С;

T – температура продукта в мере вместимости, °С.

В [1] для небольших (до 120 т) горизонтальных мер вместимости устанавливается предел допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто продукта 0,65 %.

Расчеты показывают, что основной причиной превышения установленных в [1] норм измерений массы продукта является приведенный характер погрешности измерений давления гидростатического столба продукта. Именно этим вызвана зависимость относительной погрешности измерений массы продукта от уровня заполнения меры вместимости. Именно таким параметром, как минимальный уровень заполнения меры вместимости, когда проводимые измерения массы продукта еще действительны, определяется вообще целесообразность применения статических методов определения массы жидкости. Интересным и крайне важным является умение оценить количество продукта на парке полупустых резервуаров, нежели доверху залитых. Следует отметить, что значение параметра "Минимальный уровень заполнения меры вместимости" – величина переменная и существенно зависит от типа учитываемого нефтепродукта, в первую очередь, от его плотности при нормальных условиях.

Оценить зависимость суммарной погрешности измерений массы продуктов от степени наполнения меры вместимости позволяют расчетные данные, приведенные в таблицах 1, 2, 3. Мало интересными являются погрешности измерения температуры и составления градуировочных таблиц:

- влияние температурной составляющей на суммарную погрешность связано с ее максимальным значением порядка 0,02 %. Вклад этой составляющей невелик и сказывается при уровнях заполнения меры вместимости более четырех метров, когда

Таблица 1. Распределение относительной погрешности (%) измерений массы продуктов по вертикали наполнения меры вместимости высотой 2,6 м в рабочем диапазоне температур

Уровень, м	Дизельное топливо				Бензин				Товарная нефть			
	пл.891	пл.864	пл.850	пл.818	пл.791	пл.757	пл.740	пл.702	пл.929	пл.903	пл.890	пл.860
	Т=-40гр	Т=0гр	Т=20гр	Т=65гр	Т=-40гр	Т=0гр	Т=20гр	Т=65гр	Т=-40гр	Т=0гр	Т=20гр	Т=65гр
0,4	3,332	1,391	0,669	2,581	3,354	1,431	0,756	2,611	3,326	1,381	**0,646**	2,575
0,5	2,667	1,115	**0,539**	2,066	2,684	1,147	**0,608**	2,089	2,662	1,106	0,520	2,061
0,6	2,223	0,930	0,452	1,722	2,237	0,957	0,510	1,742	2,219	0,923	0,437	1,718
0,7	1,906	0,799	0,391	1,477	1,918	0,822	0,440	1,494	1,902	0,793	0,378	1,474
0,8	1,668	0,701	0,346	1,294	1,679	0,721	0,388	1,308	1,665	0,696	0,335	1,290
0,90	1,484	**0,625**	0,311	1,151	1,493	**0,642**	0,348	1,164	1,481	**0,620**	0,301	1,148
1,00	1,336	0,564	0,283	1,037	1,345	0,580	0,316	1,048	1,334	0,560	0,274	1,034

Продолжение таблицы 1. Распределение относительной погрешности (%) измерений массы продуктов по вертикали наполнения меры вместимости высотой 2,6 м в рабочем диапазоне температур

Уровень, м	Дизельное топливо				Бензин				Товарная нефть			
	пл.891	пл.864	пл.850	пл.818	пл.791	пл.757	пл.740	пл.702	пл.929	пл.903	пл.890	пл.860
	T=-40гр	T=0гр	T=20гр	T=65гр	T=-40гр	T=0гр	T=20гр	T=65гр	T=-40гр	T=0гр	T=20гр	T=65гр
1,10	1,215	0,514	0,261	0,943	1,223	0,529	0,290	0,954	1,213	0,511	0,253	0,941
1,20	1,115	0,473	0,242	0,866	1,122	0,486	0,269	0,875	1,113	0,470	0,235	0,863
1,30	1,030	0,439	0,227	0,800	1,036	0,451	0,251	0,809	1,028	0,435	0,220	0,798
1,40	0,957	0,409	0,214	0,744	0,963	0,420	0,236	0,752	0,955	0,406	0,208	0,742
1,50	0,894	0,383	0,203	0,695	0,900	0,394	0,224	0,703	0,892	0,381	0,197	0,693
1,60	0,839	0,361	0,193	**0,653**	0,844	0,371	0,212	0,660	0,837	0,358	0,188	**0,651**
1,70	0,790	0,341	0,185	0,615	0,795	0,351	0,203	**0,622**	0,789	0,339	0,180	0,614
1,80	0,747	0,324	0,178	0,582	0,752	0,333	0,194	0,588	0,746	0,322	0,174	0,580
1,90	0,708	0,309	0,171	0,552	0,713	0,317	0,187	0,558	0,707	0,307	0,168	0,551
2,00	0,674	0,295	0,166	0,525	0,678	0,303	0,180	0,531	0,672	0,293	0,162	0,524
2,10	**0,642**	0,283	0,161	0,501	**0,646**	0,290	0,174	0,507	**0,641**	0,281	0,157	0,500
2,20	0,614	0,271	0,156	0,480	0,618	0,278	0,169	0,485	0,613	0,270	0,153	0,478

Таблица 2. Распределение относительной погрешности (%) измерений массы продуктов по вертикали наполнения меры вместимости высотой 4,1 м в рабочем диапазоне температур

Уровень, м	Дизельное топливо				Бензин				Товарная нефть			
	пл.891	пл.864	пл.850	пл.818	пл.791	пл.757	пл.740	пл.702	пл.929	пл.903	пл.890	пл.860
	T=-40гр	T=0гр	T=20гр	T=65гр	T=-40гр	T=0гр	T=20гр	T=65гр	T=-40гр	T=0гр	T=20гр	T=65гр
0,7	1,983	0,918	**0,602**	1,552	2,015	0,969	0,684	1,593	1,973	0,903	**0,577**	1,541
0,8	1,736	0,804	0,529	1,359	1,763	0,849	**0,600**	1,394	1,727	0,791	0,507	1,350
0,9	1,543	0,716	0,472	1,209	1,568	0,756	0,536	1,240	1,536	0,705	0,453	1,200
1,00	1,390	**0,646**	0,427	1,089	1,412	0,682	0,484	1,117	1,383	**0,636**	0,410	1,081
1,10	1,264	0,589	0,390	0,991	1,284	**0,621**	0,442	1,016	1,258	0,580	0,375	0,984
1,20	1,159	0,541	0,360	0,909	1,178	0,571	0,407	0,933	1,154	0,533	0,346	0,903
1,30	1,071	0,501	0,335	0,840	1,088	0,529	0,378	0,862	1,066	0,493	0,322	0,834
1,40	0,995	0,467	0,313	0,781	1,011	0,492	0,353	0,801	0,990	0,460	0,301	0,776
1,50	0,929	0,437	0,294	0,730	0,944	0,461	0,331	0,749	0,925	0,430	0,283	0,725
1,60	0,872	0,411	0,278	0,685	0,886	0,433	0,312	0,703	0,868	0,405	0,268	0,680
1,70	0,821	0,389	0,264	**0,646**	0,835	0,409	0,296	0,662	0,818	0,383	0,254	**0,641**
1,80	0,777	0,369	0,251	0,611	0,789	0,388	0,282	**0,626**	0,773	0,363	0,243	0,606
1,90	0,736	0,351	0,240	0,579	0,748	0,369	0,269	0,594	0,733	0,345	0,232	0,575
2,00	0,700	0,335	0,230	0,551	0,711	0,352	0,257	0,565	0,697	0,330	0,223	0,548
2,10	0,668	0,320	0,222	0,526	0,678	0,336	0,247	0,539	0,664	0,315	0,214	0,522
2,20	**0,638**	0,307	0,214	0,503	**0,648**	0,323	0,237	0,516	**0,635**	0,302	0,207	0,500
2,30	0,611	0,295	0,206	0,482	0,620	0,310	0,229	0,494	0,608	0,291	0,200	0,479
4,10	0,353	0,185	0,142	0,283	0,358	0,193	0,153	0,289	0,351	0,183	0,139	0,281

Таблица 3. Распределение относительной погрешности (%) измерений массы продуктов по вертикали наполнения меры вместимости высотой 6,0 м в рабочем диапазоне температур

Уровень, м	Дизельное топливо				Бензин				Товарная нефть			
	пл.891	пл.864	пл.850	пл.818	пл.791	пл.757	пл.740	пл.702	пл.929	пл.903	пл.890	пл.860
	T=-40гр	T=0гр	T=20гр	T=65гр	T=-40гр	T=0гр	T=20гр	T=65гр	T=-40гр	T=0гр	T=20гр	T=65гр
1,00	1,620	0,944	0,819	1,309	1,693	1,040	0,937	1,402	1,597	0,914	0,783	1,283
1,10	1,474	0,859	0,746	1,190	1,540	0,946	0,853	1,275	1,452	0,832	0,713	1,167
1,20	1,351	0,788	0,685	1,092	1,412	0,868	0,783	1,169	1,332	0,764	**0,655**	1,070
1,30	1,248	0,729	**0,633**	1,009	1,304	0,802	0,723	1,080	1,230	0,706	0,606	0,989
1,40	1,159	0,678	0,589	0,937	1,211	0,746	0,673	1,004	1,143	0,657	0,564	0,919
1,50	1,083	**0,633**	0,551	0,876	1,131	0,697	**0,629**	0,937	1,067	**0,614**	0,527	0,858
1,60	1,016	0,595	0,518	0,822	1,061	**0,654**	0,591	0,879	1,001	0,577	0,495	0,805
1,70	0,957	0,561	0,489	0,774	0,999	0,617	0,557	0,828	0,943	0,544	0,468	0,759
1,80	0,904	0,531	0,463	0,732	0,944	0,584	0,527	0,783	0,891	0,515	0,443	0,717
1,90	0,857	0,504	0,440	0,694	0,895	0,554	0,500	0,743	0,845	0,489	0,421	0,680
2,00	0,815	0,480	0,419	0,660	0,851	0,527	0,476	0,706	0,803	0,465	0,401	**0,647**
2,10	0,777	0,458	0,400	**0,629**	0,811	0,503	0,455	0,673	0,765	0,444	0,383	0,617
2,20	0,742	0,438	0,383	0,601	0,775	0,481	0,435	**0,643**	0,731	0,425	0,367	0,590
2,30	0,710	0,420	0,367	0,576	0,742	0,461	0,417	0,616	0,700	0,408	0,352	0,565
2,40	0,681	0,404	0,353	0,553	0,711	0,443	0,401	0,591	0,672	0,392	0,339	0,542
2,50	0,655	0,388	0,340	0,531	0,683	0,426	0,386	0,568	**0,645**	0,377	0,326	0,521
2,60	**0,630**	0,374	0,328	0,512	0,658	0,410	0,372	0,547	0,621	0,364	0,315	0,502
2,70	0,607	0,362	0,317	0,493	**0,634**	0,396	0,359	0,527	0,599	0,351	0,304	0,484
2,80	0,586	0,350	0,307	0,477	0,612	0,383	0,347	0,509	0,578	0,340	0,295	0,468
6,00	0,287	0,186	0,168	0,239	0,299	0,199	0,185	0,254	0,284	0,182	0,164	0,235

значение погрешности измерений температуры становится хоть как-то сравнимой с остальными типами погрешностей.

- относительная погрешность составления градуировочной таблицы при измеряемых уровнях наполнения меры вместимости постоянна и также, как и температурная погрешность, проявляется при уровнях общей погрешности, заметно меньшей граничного значения в 0,65 %.

В таблицах 1, 2, 3 присутствует зависимость основной (столбцы для температуры продукта 20 °С) и общей (столбцы для граничных значений температурного диапазона – минус 40 °С и 65 °С) относительных погрешностей определения массы. Жирным шрифтом выделены значения погрешности, позволяющие с измеренными данными проводить учетные операции, т.е. не превышающими установленную границу в 0,65 %.

Расчетные данные таблиц 1, 2, 3 наглядно иллюстрируют:

- характер влияния степени наполнения меры вместимости на значение относительной погрешности определения массы, при этом видно, что при работе на практически заполненных резервуарах можно достичь значений погрешностей в 4,5 раза меньших, установленных в [1];
- влияние дополнительных погрешностей (столбцы с температурой продукта Т отличной от 20 °С) приводит к существенному сужению рабочего диапазона допустимого наполнения меры вместимости. Так на резервуарах высотой в 2,6 м проводить учетные операции можно лишь при наполнении резервуара более, чем на 80 %, а для мер вместимости высотой в 4,1 м – не более, чем на 54 %.

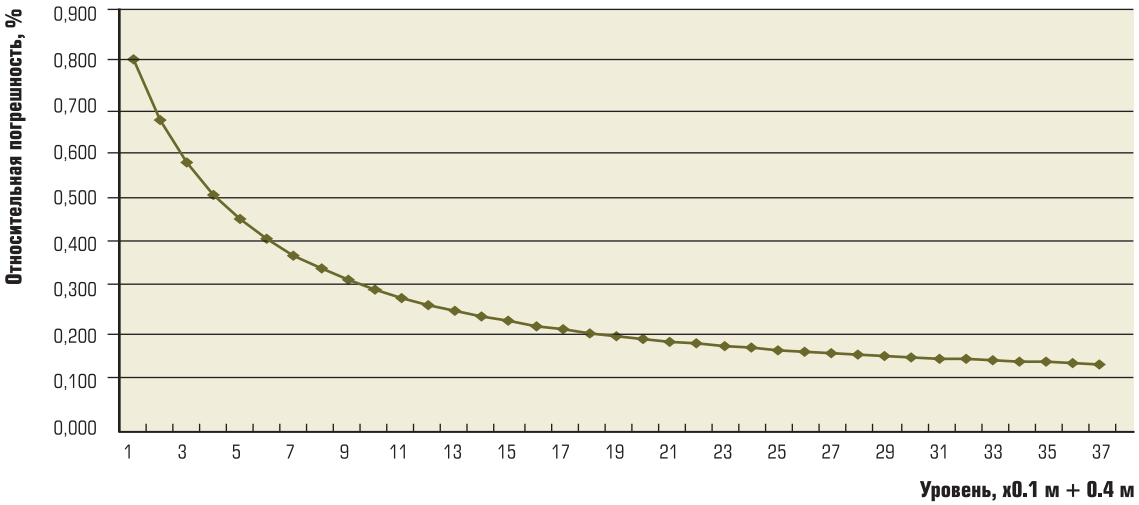


Рис. 1. График зависимости основной относительной погрешности измерений массы от степени наполнения меры вместимости высотой до 4,1 м, товарная нефть

Приведенные значения минимальных уровней заполнения мер вместимости ставят вопрос вообще о востребованности систем учета количества нефтепродуктов на базе таких датчиков.

В этой связи встает вопрос о компенсации дополнительных температурных погрешностей с тем, чтобы можно было выйти на уровень погрешности, близкой к основной (столбцы таблиц 1,2,3 с Т=20 ˚С). В случае исключения дополнительных температурных дрейфов будут обеспечены приемлемые значения параметра “Минимальный уровень заполнения” для мер вместимости высотой: 2,6 м – 16% (42 см), 4,1 м – 15% (65 см), 6 м – 20% (125 см).

Как, где и какими средствами реализовать компенсацию температурных дрейфов каналов измерений рассматриваемого датчика?

Во-первых, наличие в составе датчика собственного канала измерения температуры позволяет реализовать эту задачу без привлечения дополнительных аппаратных средств.

Во-вторых, в основу алгоритма термокомпенсации должна быть заложена экспериментально определенная зависимость измеряемых параметров от температуры во всем рабочем диапазоне. При этом в качестве эталонного (реперного) элемента должен быть выбран компонент, температурная стабильность которого более чем на порядок лучше компенсируемого параметра. Например, для магнитострикционных датчиков уровня эталонной величиной может являться физическая длина стального звуковода, относительное линейное расширение которого от температуры на порядок меньше относительного термодрейфа скорости звука в металле.

Реализуемые алгоритмы термокомпенсации можно ввести либо непосредственно в программное обеспечение датчика, либо разместить на среднем (контроллер) или верхнем (АРМ оператора) уровне измерительной системы.

Таким образом, при введении компенсации температурного дрейфа всех источников ошибок оказывается реально достижимым получение общих погрешностей определения массы на уровне основных погрешностей при температуре 20 ˚С, столбцы таблиц 1, 2, 3 с “Т=20 гр”.

Когда границы предельных значений погрешностей определены, интересным становится вопрос – *какой максимальной точности можно достичь, используя гидростатический метод определения массы?*

Анализ будем вести на примере выбранного датчика, но уже с реализованной в нем термокомпесацией. Наглядность решения этого вопроса видна из графика поведения основной относительной погрешности измерения массы относительно степени наполнения резервуара, рис. 1. А именно – чем полнее мера вместимости, тем выше точность определения массы продукта. Причем следует заметить, что минимальное значение погрешности примера рис. 1 составляет 0,139 %, оно достигается на заполненном резервуаре и более чем в четыре раза меньше границы в 0,65 %, установленной в [1].

Исходя из данных табл. 1 и табл. 2, можно для стандартных РГС различной вместимости оценить количественные минимальные ошиб-

Таблица 4. Минимальные погрешности измерения массы в различных мерах вместимости, кг

Тип РГС (длина, м; диаметр, м)	Дизел. топливо	Бензин	Товар. нефть
РГС – 100 м³ (12,64; 3,24)	137	129,5	139
РГС – 75 м³ (9,64; 3,24)	102	97	104
РГС – 50 м³ (9,64; 2,788)	59,5	55,1	61,4
РГС – 25 м³ (6,6; 2,28)	32	30,3	33
РГС – 20 м³ (5,64; 2,28)	25,8	25	26,5
РГС – 10 м³ (3,4; 2,06)	13,6	12,8	13,9

ки определения массы. Результаты оценок сведены в таблицу 4.

Данные табл. 4 могут быть полезными при проектировании систем автоматизации для АЗС и нефтебаз при выборе способа определения массы продуктов хранения и служить ориентиром при расчете состояния резервной схемы учета количества жидкостей в мерах вместимости.

Приведенные выше численные значения поведения относительной погрешности измерений массы продукта позволяют сделать следующие выводы:

- основной вклад в относительную погрешность измерений массы продукта вносит погрешность измерений значения давления P гидростатического столба продукта;
- приведенный характер погрешности измерения давления гидростатического столба обуславливает появление граничных значений уровня наполнения контролируемой емкости, за пределами которых определение массы продукта не удовлетворяет требованиям [1];
- погрешности измерений температуры и погрешности составления градуировочных таблиц начинают оказывать существенное влияние на точность измерений массы продукта с уровней наполнения меры вместимости три метра и выше;
- введение в алгоритмы учета специальных методов компенсации дополнительных, в основном температурных, погрешностей измерений позволяет: вдвое и более раз уменьшить предельное значение минимального заполнения меры вместимости, обеспечивать точность измерения массы, вчетверо превышающую минимально допустимую, при работе на предельных уровнях налива;
- приведенные количественные оценки погрешностей определения массы продукта позволяют в рамках компьютерной системы оценивать текущий жидкостной баланс предприятия, анализировать динамику и статику процессов движения и хранения продуктов, выявлять факты несанкционированных действий в процессе эксплуатации.

В настоящее время ряд компаний предлагают свои услуги по решению задачи количественного массового учета товарной нефти и нефтепродуктов. Недавно к их числу присоединилось и ЗАО “Альбатрос”, выпустив на рынок измерительный комплекс ДУУ6-БСД (далее – комплекс). Он предназначен для измерений в мерах вместимости высотой до шести метров уровня однофазных жидких продуктов, давления в газовых подушках мер вместимости, гидростатического давления и температуры. Комплекс является средством измерения системы количественного учета Альбатрос ТанкСупервайзер, которая с помощью программного обеспечения промышленного компьютера и результатов измерений вычисляет количество нефтепродуктов в парке до 108 резервуаров [4].

Алгоритм вычисления массы продукта включает в себя процедуры коррекции дополнительных погрешностей измерений, что обеспечило аттестацию системы на соответствие [1] и сертификацию как средства измерения.

Список литературы

1. *ГОСТ Р 8.595-2004.* “Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений”.
2. *ТУ 4214 026 29421521 06.* “Комплекс измерительный ДУУ6+БСД. Технические условия”.
3. *Государственная* система обеспечения единства измерений. Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение. Рекомендация ФГУП ВНИИР Госстандарта России, Казань, 2003 г.
4. *ТУ 4252 003 29421521 05.* “Система измерительная Альбатрос ТанкСупервайзер. Технические условия”.

Дубасов Юрий Борисович *– заместитель коммерческого директора ЗАО “Альбатрос”.*

Альбатрос
НАСТОЯЩАЯ ПРОМЫШЛЕННАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ

ЗАО «Альбатрос»
Россия, 127434, Москва, ул. Немчинова, д. 12
Тел./факс: (+7 495) 921-41-73, (+7 499) 976-40-38, 976-42-13
www.albatros.ru, альбатрос.рф

- Сигнализаторы уровня
- Датчики уровня
- Датчики уровня раздела сред
- Уровнемеры
- Датчики температуры и плотности
- Контроллеры микропроцессорные
- Автоматизированные системы
- Проектирование АСУ ТП
- Барьеры искробезопасности
- Блоки вычисления расхода
- Блоки управления
- Блоки питания

ДУУ2М, ДУУ4М, ДУУ4МА
Датчики и уровнемеры многофункциональные

ДУУ2М

ДУУ4М

ДУУ4МА

БСД4

ГАММА-7М

ГАММА-10М

ГАММА-11

- Комплексное измерение уровня, уровней раздела, температуры и давления жидких сред
- Вычисление объема, плотности, массы продукта
- Погрешность измерения уровня ±1 мм, ±2 мм, ±3 мм, ±5 мм
- Погрешность определения плотности от ±0,3 ‰; массы от ±0,4‰
- Контролируемая среда: нефть, нефтепродукты, растворители, сжиженные газы, кислоты, щелочи и другие среды
- Длина чувствительного элемента от 1,5 до 25 м
- Температура контролируемой среды от минус 45 до +120 °С
- Давление контролируемой среды до 2,0 МПа
- Плотность контролируемой среды от 600 до 1500 кг/м³
- Вторичные приборы: контроллеры ГАММА-7М, ГАММА-8М, ГАММА-10М, ГАММА-11, блоки БСД, БСД4, БТВИ3,БИИ3
- Управление внешними устройствами
- Типы интерфейсов: 4 ... 20 мА, цифровой RS-485
- Маркировка взрывозащиты: “Exia”

DIN EN ISO 9001:2008

МТПП

СПНГО

Заказ каталога продукции и консультации:
Тел/факс: (495) 921-4173, (499) 976-4038, 976-4213

Изо дня в день я доверяю безопасность персонала и оборудования системам защиты. Когда оборудование дает сбой, и защитная автоматика срабатывает, я хочу быть уверен в том, что повторный пуск пройдет безопасно.

ВЫ МОЖЕТЕ СДЕЛАТЬ ЭТО

CSI 6500 **Система, которая объединяет защиту и диагностику, чтобы Ваши решения были обоснованными.**
В то время как другие системы регистрируют события с определенной периодичностью, система контроля состояния машинного оборудования CSI 6500 непрерывно отслеживает состояние критически важного вращающегося оборудования. Таким образом, вы видите истинную причину сбоя, и можете устранить ее, обеспечив безопасность повторного пуска. Прогностическая диагностика CSI 6500 - ваш путь к постоянной эксплуатационной готовности и работоспособности. Система CSI 6500 полностью удовлетворяет требованиям международного стандарта API 670. Узнайте больше на **www.metran.ru/Machinery.**

EMERSON
Process Management

Логотип Emerson является торговой маркой и знаком обслуживания Emerson Electric Co. © 2012 Emerson Electric Co.

EMERSON. CONSIDER IT SOLVED.

НАДЕЖНОСТЬ ПРЕДПРИЯТИЯ ЗА СЧЕТ МОНИТОРИНГА ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ АКТИВОВ

Никки БИШОП (Nikki BISHOP)
(Emerson Process Management)

Четверть внеплановых простоев нефтеперерабатывающих мощностей вызвана отказами оборудования. Данный факт делает контроль состояния основных технологических активов критически важным для обеспечения надежной работы. Однако многие технологи сомневаются в целесообразности затрат на такие инвестиции из-за сложности подведения проводных систем контроля к оборудованию. По этой же причине вибрационный мониторинг с помощью проводных систем контроля, работающих в режиме реального времени, можно было счесть спорным с точки зрения рентабельности. К счастью, теперь беспроводные технологии делают реальным автоматический контроль огромного количества насосов, теплообменников, нагревателей, компрессоров и другого важного оборудования, способного при поломке привести к сбою в технологическом процессе или к его полной остановке.

РЕАГИРУЮЩЕЕ ИЛИ ПЛАНОВОЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ?

Под предлогом сокращения затрат на мониторинг в норму вошли такие упрощенные процедуры, как внешний осмотр. Эти так называемые “обходы” проводятся периодически (например, раз в день/смену), иногда дополняются измерениями с помощью портативных приборов (раз в месяц) или ревизиями (раз в год). В итоге предприятия, привыкшие к такой рискованной практике, могут не иметь средств контроля, необходимых для принятия решений по мониторингу в реальном времени. Однако именно за счет таких средств случаи отказа оборудования можно было бы предотвратить. Практика “работы до отказа”, существующая на многих предприятиях, вынуждает постоянно иметь на складе большое количество запасных частей. Такая практика обеспечивает лишь ограниченную способность реагировать на внезапный сбой. При этом затраты на реагирующее техническое обслуживание примерно на 50 % выше, чем затраты на плановое обслуживание.

Для снижения количества внеплановых остановов необходима стратегия, более выгодная экономически. Повышенную надежность оборудования можно обеспечить с помощью автоматического беспроводного мониторинга основных технологических активов, включая контроль печей нагрева, теплообменного оборудования, компрессоров, насосов, клапанов и полевых приборов. Отсутствие проводов в таких технологиях позволяет получить точные измерения в труднодоступных зонах и на участках, где использование других средств было бы непомерно дорогим. Невысокие затраты на монтаж и простота расширения беспроводной сети позволяют начать с малого и при необходимости увеличить беспроводную инфраструктуру. Это обеспечивает её развитие в соответствии с изменениями в установках и сохранение за беспроводными технологиями роли основного поставщика данных (таблица 1).

При внедрении беспроводных технологий мониторинг основных технологических активов позволяет собрать типы данных, перечисленные в табл. 1, и сделать вывод об общем состоянии объекта. Эта система сбора данных

Таблица 1

Насосы	Воздуходувные машины/ вентиляторное оборудование
Вибрация двигателя	Вибрация двигателя
Вибрация насоса	Вибрация веерного комплекта
Температура подшипников	Температура подшипников
Расход	Расход
Частота вращения двигателя	Частота вращения двигателя
Давление на выходе	ΔP всасывающего фильтра
Напор насоса	Давление/температура всасывания
Уровень уплотняющей жидкости	Давление/температура на выходе
Давление герметизирующей емкости	Положение створки
ΔP фильтра на всасывающей трубе	

представляет собой интеллектуальное, многопараметрическое решение, обеспечивающее одновременный анализ нескольких результатов (например, кавитацию насоса, определенную по вибрации и давлению на выходе) для последующего определения условий отказа. Своевременное предупреждение о возможном отказе позволяет оператору принять необходимые меры.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАКСИМАЛЬНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Мониторинг основного оборудования подразумевает измерение текущего уровня вибрации с помощью датчиков CSI 9420 (рис. 1) и передачу данных в сеть управления предприятием (сервер архивных данных + сервер DCS/OPC). Анализ, основанный на статистическом управлении процессом (SPC), позволяет определить увеличение вибрации.

Беспроводные датчики вибрации CSI 9420 представлены в двух исполнениях:

- два сенсора вибрации (акселерометры), каждый из которых измеряет суммарную вибрацию и значение максимального воздействия – основной параметр уникальной технологии PeakVue, разработанной компанией Emerson для раннего обнаружения дефектов подшипников качения и коробок передач;
- один сенсор вибрации (акселерометр), измеряющий суммарную вибрацию, значение PeakVue и температуру (например, температуру подшипника или корпуса).

Рис. 1. Датчик вибрации CSI 9420 отправляет данные об оборудовании в интегрированную сеть управления предприятием через беспроводной шлюз. По данным одной нефтеперерабатывающей компании, установка этих полевых устройств занимает пару часов, по сравнению с несколькими днями при установке проводного устройства

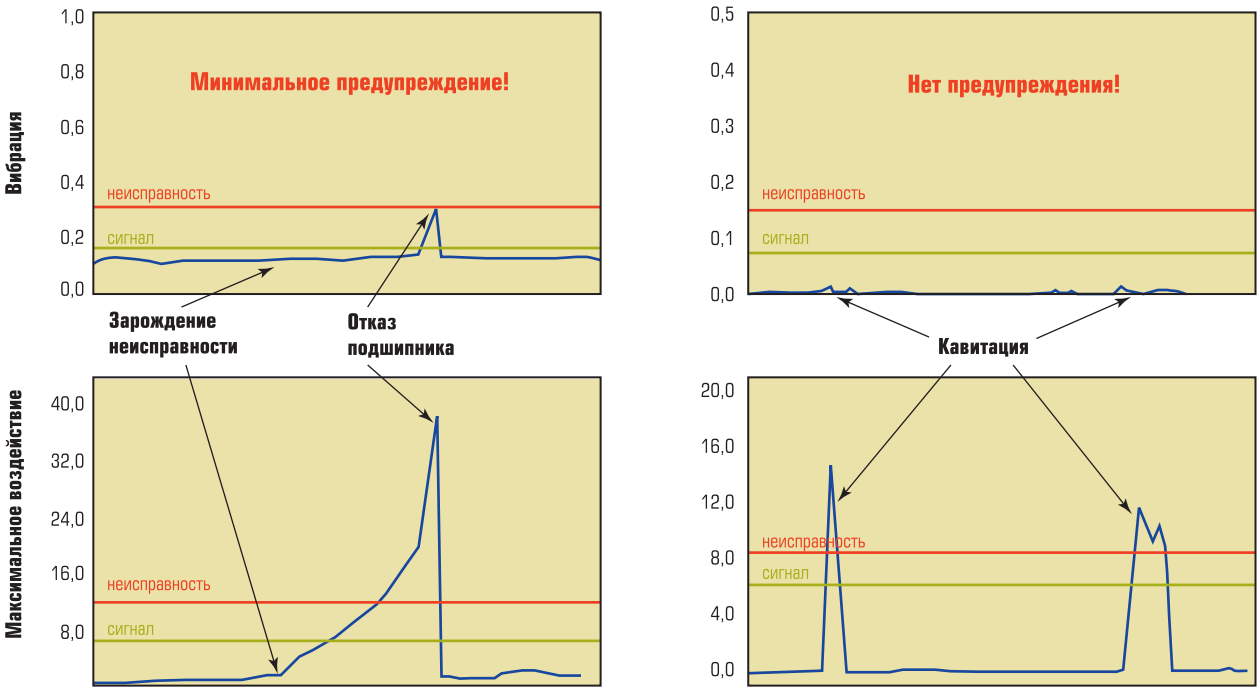


Рис. 2. Что значит определение максимального воздействия? На рисунке показан уровень суммарной вибрации и значение PeakVue. Значение максимума определяется с помощью быстродействующих измерительных устройств при 50 000 наборов данных в секунду. Измерение PeakVue позволяет определить микровзрыв, происходящий при соударении металла внутри установки. PeakVue представляет собой максимальное значение такого соударения

Благодаря определению максимального воздействия (рис. 2) оперативный анализ событий оказывается эффективным инструментом раннего безошибочного предупреждения основных механических неисправностей, включая кавитацию насоса, проблемы со смазкой и дефекты подшипника. По этому рисунку видно, что значение PeakVue отражает ситуацию намного точнее, чем традиционное измерение суммарной вибрации, что в свою очередь позволяет обнаружить определенные виды неисправностей насоса. Более того, этот инструмент позволяет операторам, находящимся в диспетчерской, оценить серьезность неполадки.

ПРИМЕНЕНИЕ В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ: МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ НАСОСА

Недавно на одном нефтеперерабатывающем заводе, находящемся в центре континентальной части США, был применен мониторинг состояния нефтяных насосов, входящих в состав установки по перегонке нефти. Отслеживание функционирования этих насосов было необходимо для того, чтобы выровнять расход в установках и увеличить среднее время наработки между отказами. На корпус подшипника насоса были установлены сенсоры вибрации. Также были установлены беспроводные датчики и шлюз для мониторинга работы насоса в реальном времени.

Все три нефтяных насоса демонстрировали высокие уровни вибрации, вызванные работой в параллельном режиме, нестабильностью скорости потока и состава сырой нефти, а также асимметричным размещением. Два насоса имели паровой привод (скорость регулировалась на месте), а третий насос приводился в действие электродвигателем с фиксированной скоростью, и эта разница в принципе действия также была причиной повышения вибрации.

Ключевые проблемы, обозначенные сотрудниками Emerson Process Management и оператором установки:

- недостаточная информация о состоянии нефтяных насосов (т.е. отсутствие контрольно-измерительных приборов, обеспечивающих постоянный контроль), регулярное выравнивание расхода каждого насоса с помощью отсечной задвижки вручную;
- постоянные сообщения от оператора установки в группу обслуживания обору-

дования о возникающих проблемах в течение дня;

- постоянная необходимость работы специалиста по анализу вибрации и инженеров на объекте по анализу данных текущего состояния и вибрации для предоставления информации оператору установки;
- дополнительные задачи для персонала из-за частых запросов на проверку уровня вибрации при изменении параметров процесса;
- отсутствие налаженного процесса беспрерывного сбора данных. Использование результатов ежемесячного сбора данных лишь для выявления и устранения неисправностей системы в случае возникновения нештатной ситуации. Отметив эти моменты, сотрудники нефтеперерабатывающего завода смогли четко сформулировать следующие задачи:
  - внедрить систему непрерывного контроля и раннего оповещения для предотвращения существенных отказов;
  - использовать непрерывный сбор информации для:
    - лучшего понимания системы;
    - анализа данных;
    - установки аварийных уровней эксплуатации;
    - осознания и разрешения ранее неизвестных проблем;
  - сократить время проведения проверок вручную и снятия показаний вибрации;
  - повысить эксплуатационную надежность;
  - “перенести” данные о состоянии насоса в диспетчерскую, для снижения нагрузки на персонал.

Система мониторинга технологических активов была успешно внедрена, и группа обслуживания оборудования теперь получает данные о рабочих характеристиках насоса. Таким образом, стало понятно, как эксплуатация всей установки перегонки нефти влияет на функционирование насосов. Например, благодаря методике PeakVue были выявлены кавитация и рециркуляция в насосах, которые были обусловлены эксплуатацией. Благодаря системе контроля состояния насоса персонал нефтеперерабатывающего завода может принимать меры и/или информировать группу обслуживания оборудования о назревающей проблеме, что обеспечивает принятие соответствующих своевременных мер.

Теперь операторы могут получать аварийные сигналы, настроенные в соответствии с PeakVue и результатами измерений суммарной вибрации. Для реагирования на эти сигналы были разработаны специальные процедуры. Кроме того, программное обеспечение AMS Suite: Machinery Health Manager обеспечивает прогностическую, диагностическую базу для программ управления оборудованием на предприятии, так как является программой, сочетающей в себе интерактивность, портативность и возможности обучения.

УЛУЧШЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ

Нефтеперерабатывающая компания планирует дальнейшее изучение преимуществ программного комплекса AMS Machinery Manager. На данный момент сотрудники собирают данные о спектральных характеристиках и форме колебаний и планируют использовать их для подтверждения предполагаемой кавитации насоса или чрезмерного отклонения от точки оптимального КПД. Несмотря на то, что процесс сбора данных еще не окончен, в планах компании совершенствовать инструменты анализа и использование AMS Machinery Manager. Подразумевается упрощение физического доступа к данным и более тесное сотрудничество с производственным персоналом в целях предотвращения кавитации. Преимущества использования такой диагностической базы для своевременного выявления значительных проблем оборудования, таких как вибрация и кавитация насоса, во много раз превышают стоимость самой системы контроля. При этом нельзя не отметить повышенную надежность, меньшую продолжительность простоя, снижение рисков экологических катастроф и повышение безопасности персонала.

Подробнее о программном комплексе AMS Machinery Manager читайте на сайте: http://metran.ru/products/sys/AMSMachinery/
Технические консультации по выбору и применению продукции осуществляет ***Центр Поддержки Заказчиков:*** *телефон (351)799-51-51.*
Впервые опубликовано на www.RefineryOperations.com

Международная выставка «НЕФТЯНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ. АЗС И АГЗС»

PETROLEUM

В рамках выставки IDES

16-18 ОКТЯБРЯ 2012

КРАСНОДАР, ВЦ «КРАСНОДАРЭКСПО»

ОРГАНИЗАТОР ITE ГРУППА КОМПАНИЙ

www.IDES-EXPO.ru

GasSUF

10-я международная газовая выставка технологий распределения и использования газа

4 – 6 сентября 2012 года
Москва, КВЦ «Сокольники»

забронируйте стенд на сайте

www.gassuf.ru

- Производство, хранение, транспортировка и использование газовых видов моторного топлива
- Автомобили на СУГ, КПГ, СПГ, Биометане, Водороде, Топливных элементах
- Использование природного газа
- Автономная газификация
- Заправочная техника

Организатор:

MVK
В составе группы компаний ITE
Тел.: +7 (495) 935 81 00
E-mail: gazaryan@mvk.ru

ГАЗПРОМ
НАЦИОНАЛЬНАЯ ГАЗОМОТОРНАЯ АССОЦИАЦИЯ

При поддержке:

ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ
ГАЗПРОМ ПРОМГАЗ
Российское газовое общество
ТПП РФ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ

Генеральный информационный партнер:

Журнал "Транспорт на альтернативном топливе"

НЕБОЛЬШОЕ ПИВОВАРЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ СТАНОВИТСЯ КРУПНЫМ С ПОМОЩЬЮ МИКРО PLC

Джим МОНТЕГЬЮ (Jim MONTAGUE) (Control magazine)

Кооператив Coastal Electric использует микро PLC, чтобы автоматизировать новое производство компании Green Flash Brewing в Сан-Диего (Калифорния) и сохранить свое мелкосерийное производство при увеличении пивоварения в пять раз.

Автоматизация мелкого производителя. Создание нового предприятия пивоварения компании Green Flash началось летом 2010 г. и потребовало около девяти месяцев на проектирование и строительство. Новое производство площадью 45000 квадратных футов было завершено и введено в работу в конце июня прошлого года.

“Для малого производства пивоварения мы обычно подбираем каркас здания и затем заполняем его оборудованием для пивоварения, так мы поступили и с этим проектом. Далее мы выполнили технологическую подготовку, схемы трубопроводов и подбор приборов, план размещения и установили всё новое оборудование, – говорит Keith Brushett, президент Coastal. – Спрос на пиво компании Green Flash был очень высок, и они не успевали производить его достаточно быстро. Поэтому новые возможности были рассчитаны на производство примерно 100 000 баррелей пива в год. Единственный способ обеспечить эти возможности заключался в ускорении работы пяти резервуаров на начальной стадии процесса, и это требовало лучшей автоматизации” (рис. 1).

Для автоматизации нового производства пива компании Green Flash эта компания и кооператив Coastal решили внедрить новые микро PLC Pentra FC5A-D12X1E фирмы Idec Corp. (*www.idec.com*), которые могут выполнять функции более крупных PLC и стоимостью в одну треть от обычной. “Мы применяли PLC фирмы Idec в нескольких небольших проектах, но это был первый раз, когда мы использовали их для работы на целом производстве, – добавляет Brushett. – Мы просчитали все входы и выходы, необходимые для производства пива, и сбалансировали их с возможностями микро PLC Pentra. И теперь существует более быстрый микропроцессор с возможностью более быстрого ввода/вывода, так что этого было вполне достаточно для оснащения нашей работы”.

В то время как на других аналогичных производствах процессы занимают пять или шесть часов, старший пивовар компании Green Flash Chuck Silva и его персонал могут обработать в своих пяти резервуарах типичную партию в 50 баррелей всего за три часа. Этот комплекс включает бункер зерна и устройство обработки солода, аппарат раздробления массы и ее смешения, резервуар для сепарации вываренного сусла, котел для кипячения сусла и циркуляционный агрегат, в котором пиво обрабатывается, пока его не направят в ферментер. После завершения начального процесса производства пиво поступает на брожение, которое продолжается до трех недель.

“Старые производства пивоварения используют гораздо больше пространства и больше резервуаров. Они работают намного медленнее, расходуют больше энергии и больше затрачивают на эксплуатацию и производство хорошего хмелевого пива, – говорит Brushett. – На этом новом пивоваренном про-

Рис. 1. В пивоварении компании Green Flash начальный процесс производства ведется в пяти резервуарах, которые автоматизированы с помощью микро PLC фирмы Idec, и обработка типичной партии емкостью 50 баррелей производится всего за три часа

Рис. 2. Микро PLC Pentra компании Idec и модули, связанные с управлением технологическим процессом и работой в сети, собирают и управляют данными по производству пива

изводстве используется экономичный процесс с турбонагнетателем. Старший пивовар устанавливает стандарт, и автоматика обеспечивает идентичность каждой партии и поддерживает сенсорные команды пивовара".

ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

В пяти-резервуарном процессе производства пива под управлением микро PLC Pentra находятся 37 аналоговых входов и семь аналоговых выходов, 176 цифровых входов и 186 цифровых

Рис. 3. 12-дюймовый сенсорный дисплей на производстве пива в Green Flash показывает работу одного из пяти резервуаров на основе данных, формируемых через многочисленные аналоговые и цифровые входы и выходы под управлением, осуществляемым микро PLC. На экране – программное обеспечение Пена[1]

[1] Существует серия программ Пена (главное программное обеспечение пивоварения, судя по рекламе), например, Пена 6 для Windows. Сведения из Интернета.

выходов и 11 частотно-регулируемых электроприводов (VFD) компании Hitachi, подключенных через протокол ModBus RS-485 (рис. 2). Кроме того, использованы протокол TCP/IP компании Idec и кабельная связь Ethernet для связи сенсорных дисплеев HG4G (рис. 3) с компьютерами PC в центральной диспетчерской, используемыми для верхнего уровня системы SCADA и веб-поиска неисправностей.

ВНУТРЕННИЙ ЯРУС ПОДКЛЮЧЕНИЯ ВХОДОВ/ВЫХОДОВ

"С помощью Visual BASIC (*язык программирования*) мы сообщаем микро PLC программу, которая извлекает базовые точки, закладывает их в базу данных сервера SQL (*язык структурированных запросов*) и формирует графики тенденций производительности, колебаний температур и других параметров. Это позволяет фирме Green Flash архивировать профили для каждой партии, отслеживать варианты исполнения летом, например, и устанавливать настройки для оптимизации этого исполнения", – объясняет Brushett.

"Прежде мы должны бы были использовать более крупные PLC, которые стоили бы от $30 000 до $35 000. А элементы управления и другое оборудование, которое мы сумели установить на Green Flash, стоит только около $10 000. И у нас есть также веб-браузеры, встроенные в сенсорные дисплеи для процесса пивоварения, поэтому нам не нужно покупать дополнительное программное обеспечение SCADA, что экономит нам еще около $25 000, – добавляет Brushett. – Кроме того, что элементы управления Idec дешевле, они еще умещаются в стойке размером 8×10 футов, тогда как эквивалентные традиционные PLC, согласно Brushett, потребовали бы стойки размером 8×16 футов.

В настоящее время новое, управляемое с помощью микро PLC производство пива может производить 400 баррелей в сутки, что оно и выполняет четыре дня в неделю. "Ныне компания Green Flash ограничена только мощностью процесса брожения, – добавляет Brushett. – Пивоваренное производство сейчас имеет 14 бродильных аппаратов, но еще 10 находятся в процессе строительства. И когда Green Flash перерастет свое новое производство, оно сможет просто построить другое такое же".

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

ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ АВТОМАТИЗАЦИИ

ПТА

ВЫСТАВКА

Все науки настолько связаны между собою,
что легче изучать их все сразу,
нежели какую-либо одну из них
в отдельности от всех прочих.

Рене Декарт

Приглашаем на конференцию

Решения, повышающие эффективность управления технологическими процессами, на предприятиях ТЭК и химической промышленности

10 октября 2012, Москва, ЦВК «Экспоцентр»

В рамках XII Международной специализированной выставки Передовые Технологии Автоматизации. ПТА-2012

Организатор:

Экспоэлектроника

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

MDA
RUSSIA

Industrial Automation
RUSSIA

25 – 28 СЕНТЯБРЯ 2012
Москва, Крокус Экспо

ВЫСТАВКА MDA РОССИЯ
МЕХАНИЗМЫ. ГИДРАВЛИКА
ПРИВОДЫ. АВТОМАТИКА

ВЫСТАВКА IA РОССИЯ
ПРОМЫШЛЕННАЯ
АВТОМАТИЗАЦИЯ

DRIVE AUTOMATE YOUR BUSINESS

- Автоматизация производства и производственных процессов
- Робототехника
- Электрические системы
- Промышленные информационные технологии и программное обеспечение
- Линейные двигатели, приводы, трансмиссии
- Гидравлика, пневматика
- Программное обеспечение для двигателей, приводов, гидравлики, пневматики
- Вакуумные технологии

ITFM

МЕЖДУНАРОДНАЯ ПРОМЫШЛЕННАЯ ВЫСТАВКА ITFM

www.itfm-expo.ru

Организаторы:

Deutsche Messe Worldwide
ООО Дойче Мессе РУС
Тел.: +49 511 89-0
Christian.Werner@messe.de

ITE
Тел: +7 (495) 935 7350
itfm@ite-expo.ru

Совместно с MDA РОССИЯ, IA РОССИЯ проходят выставки:

CeMAT RUSSIA
СЕМАТ РОССИЯ
СКЛАДСКИЕ СИСТЕМЫ. СКЛАДСКАЯ ТЕХНИКА

Surface Technology RUSSIA
SURFACE РОССИЯ
ПРОМЫШЛЕННАЯ ОБРАБОТКА ПОВЕРХНОСТЕЙ

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

РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА им. И.М. ГУБКИНА – КУЗНИЦА КАДРОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПРЕДСТАВЛЯЕМ КАФЕДРУ «АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СООРУЖЕНИЙ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ»
(далее по тексту кафедра)

Заведующий кафедрой – Петр Петрович БОРОДАВКИН

Петр Петрович БОРОДАВКИН родился **14 июля 1930 г.** в с. Хамышки Краснодарского края.

В **1953 г.** окончил Ленинградский политехнический институт, в **1960 г.** – аспирантуру там же.

В **1961 г.** защитил кандидатскую диссертацию на тему: “Явления, протекающие в водонасыщенной грунтовой массе при приложении к ним отрывных усилий”, а в **1968 г.** – докторскую диссертацию на тему: “Исследование работы магистральных трубопроводов в сложных условиях”. С **1971 г.** Петр Петрович работает профессором в Московском институте нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина (ныне – Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина), а с **1981 г.** – заведующим кафедрой.

Одновременно с работой в институте Петр Петрович разрабатывал теорию проектирования магистральных газопроводов в сложных условиях, тесно взаимодействуя с проектными и производственными организациями Мингазпрома, Миннефтепрома, Миннефтегазстроя.

Петром Петровичем Бородавкиным разработана теория оптимального проектирования трасс магистральных трубопроводов, которая была впервые применена при строительстве системы газопроводов Ленинград–Хельсинки. По инициативе П.П. Бородавкина и поддержке В.А. Динкова (в то время заместителя Министра газовой промышленности СССР) была организована отраслевая лаборатория по оптимальному проектированию объектов газопроводного транспорта на базе кафедры, которая долгое время являлась головной организацией в Мингазпроме.

Петр Петрович Бородавкин – участник строительства газопровода Уренгой – Помары – Ужгород. Тогда его научные интересы были сосредоточены на проблеме взаимодействия трубопроводов с мерзлыми грунтами. Газопровод строился от Ямбургского месторождения, диаметром 1400 мм. Им было получено авторское свидетельство на изобретение способа закрепления трубопровода в условиях вечной мерзлоты. Лауреат Государственной премии СССР – за разработку и внедрение методов поточно-скоростного строительства трансконтинентального газопровода Уренгой-Помары-Ужгород, обеспечившего досрочный ввод его в эксплуатацию (в соавторстве, **1984**); Заслуженный деятель науки и техники Башкирской АССР, лауреат премии имени академика И.М. Губкина (**1979, 1983**); награжден орденами и медалями СССР, в том числе орденом Трудового Красного Знамени (**1984**). Почетный работник газовой промышленности, Почетный работник Миннефтегазстроя.

Петр Петрович Бородавкин – автор теории проектирования магистральных газопроводов в сложных условиях, автор более 300 научных работ, в том числе 35 учебников и монографий, выпущенных в центральных издательствах, из них:

- Подводные трубопроводы: Монография. – М.: Недра, 1977.
- Сооружение магистральных трубопроводов: Учеб. – М.: Недра, 1978.
- Механика грунтов в трубопроводном строительстве: Учеб. – М.: Недра, 1986.
- Морские нефтегазовые сооружения (Ч.1, 2): Учеб. – М.: Недра, 2007.

Читает лекции в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина по дисциплинам:

- Механика грунтов.
- Морские нефтегазовые сооружения.

Иван Викторович СТАРОКОНЬ. Заместитель заведующего кафедрой по информационным технологиям, доцент, кандидат технических наук. Занимается проблемами усталостного разрушения морских нефтегазовых сооружений (морских нефтегазопроводов, морских стационарных платформ и др.). Имеет более 32 публикаций в направлении этих исследований. В настоящее время занимается подготовкой диссертации на соискание ученой доктора технических наук по теме "Основы теории и практики трещинообразования на морских нефтегазовых сооружениях и методы их купирования". Усталостные разрушения, такие, как например, трещины представляют собой большую опасность для морских нефтегазовых сооружений (МНГС). Эти дефекты могут вызвать как течь с постепенным затоплением сооружения (как это произошло при крушении платформы "Кольская" 18 декабря 2011г.), так, и достигнув определенных критических размеров, привести к разрушению различных элементов морских нефтегазовых сооружений. В настоящее время усталость МНГС рассматривается с точки зрения зависимости количества циклов волновой нагрузки от максимально допустимых напряжений. Однако вопросы температурного, коррозионного, вибрационного и некоторых других воздействий никак не учитываются при оценке усталостной долговечности МНГС. Слабо освещены вопросы зарождения, кинетики роста и достижения трещинами критической величины применительно к морским нефтегазовым сооружениям. Решением этих задач и построением системы оценки усталостных повреждений морских нефтегазовых сооружений как раз и занимается Староконь И.В. и студенты, готовящие дипломные проекты под его руководством.

Юрий Иванович МИЛИНЬЧУК. Доцент кафедры. В настоящее занимается подготовкой диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук по теме "Проблемы ремонта и эксплуатации подводных газонефтепроводов с использованием водолазов".

Игорь ЯЦЕНКО. Студент 5-го курса кафедры, работающий над дипломной работой "Влияние вибронапряжений на возникновение усталостных трещин на морских нефтегазовых сооружениях" под руководством Староконь И.В. Одним из важных воздействий, влияющих на усталостное разрушение МНГС, является вибрационное воздействие. В процессе эксплуатации морские нефтегазовые сооружения под действием различных нагрузок, в первую очередь волновых и ветровых, испытывают циклические колебания напряжений, имеющие различное происхождение и частоту. Амплитуда колебаний изменяется от нулевых до максимальных значений с различной частотой, вызывая при этом изменение величины и направления напряжений в сечениях конструктивных элементов МНГС. В общем случае можно говорить о том, что в конструктивных элементах МНГС действуют постоянные переменные вибронапряжения. При таком воздействии в материале МНГС накапливаются усталостные повреждениями, которые значительно снижают прочностные характеристики металла, и разрушение МНГС может произойти при значениях меньших, чем значение максимально допустимого напряжения.

Идет обсуждение тематики дипломных проектов

Слева-направо: *Председатель ГАК д.т.н., профессор* ***В.В. Радкевич****, заведующий кафедрой АПС д.т.н., профессор* ***П.П. Бородавкин****, заместитель заведующего каф. АПС к.т.н., доцент* ***И.В. Староконь***

Александр БУЛГАКОВ. Студент 5-го курса кафедры, работающий над дипломной работой "Исследование процессов возникновения и развития усталостных трещин на морских нефтегазовых сооружениях" под руководством И.В. Староконь Дипломная работа Булгакова Александра объединяет исследования Лазарева и Яценко, и является логическим продолжением научных исследований, проводимых под руководством И.В. Староконь. В дипломный работе рассматриваются процессы зарождения усталостных трещин, условия их появления и развития, а также факторы влияющие на их распространение и скорость развития. В дипломной работе впервые делается попытка учесть влияние температурных полей и вибронапряжений на развитие усталостных трещин на морских нефтегазовых сооружениях.

Ярослав БОГДАНОВ. Аспирант II-го курса кафедры, научный руководитель профессор Бородавкин Петр Петрович. Ярослав Богданов имеет диплом специалиста с отличием и занимается исследованием процессов тепловыделения, возникающего за счет трения о стенку нефтегазопровода транспортируемого продукта, и влияния этого процесса на ресурс нефтегазопровода. К настоящему моменту имеет 8 публикаций в различных научных изданиях. В настоящее время наиболее на морских месторождениях нефти и газа транспорт добытой продукции от места добычи к месту переработки ведется по подводным трубопроводом. Подводные трубопроводы являются наиболее предпочтительным способом доставки добытой продукции, так как не зависят от сложных метеорологических условий, которыми характеризуется морские месторождения. Транспорт нефти и газа осуществляется при большом давлении, порядка 55-100 атмосфер. Сам же поток перекачиваемого продукта характеризуется высокими скоростями течения. При таких скоростях, помимо значительной динамической составляющей потока, на трубопровод оказывается тепловое воздействие как со стороны температурного поля перекачиваемого продукта, так и в результате температурного поля, образовавшегося в результате трения за счет контакта перекачиваемого продукта и стенки трубопровода. Влияние этого процесса на надежность и безопасность эксплуатации трубопроводов представляет собой важную и актуальную задачу, решением которой как раз и занимается Я.А. Богданов.

Евгений ЛАЗАРЕВ. Студент 5-го курса кафедры, работающий над дипломной работой "Влияние переменных температурных полей на возникновение усталостных трещин на морских нефтегазовых сооружениях" под руководством И.В. Староконь. Чередование нагрева с последующим охлаждением создает по телу конструктивных элементов МНГС значительные температурные напряжения. Опасными являются напряжения растяжения, в результате которых на поверхности конструктивных элементов МНГС возникают трещины термоусталости. Сам этот процесс можно представить следующим образом. В полуцикле нагрева по всему объему конструктивного элемента МНГС действуют постоянные сжимающие напряжения и переменное во времени температурное поле. В результате этого к моменту окончания нагрева может реализоваться пластическая деформация сжатия, распределение которой по длине конструктивного элемента МНГС описывается экспоненциальной кривой. В полуцикле охлаждения по аналогичным причинам могут возникать пластические деформации растяжения, распределение которых может быть различным. Именно переменность напряжения и вызывает рост усталостных трещин, представляющих собой большую опасность для надежной и безопасной эксплуатации МНГС.

Юрий ИВНЕНКО. Аспирант 1-го года обучения кафедры, научный руководитель И.В. Староконь. Ю.В. Ивненко имеет диплом магистра с отличием и занимается разработкой принципиально новых конструкций для защиты от ледовых воздействий. Имеет 4 публикации по тематике научных исследований. В настоящее время активно начинается разработка морских месторождений нефти и газа, расположенных в Северных морях, характеризующихся своим значительным ледовым воздействием. Для борьбы с этим воздействием разработаны различные конструкции, достоинства и недостатки которых опубликованы Ю.В. Ивненко в своих научных работах. На основе этого анализа сформированы принципиально новые подходы к конструкциям защиты МНГС от ледового воздействия.

***Радкевич Валерий Васильевич** – д. т. н., профессор, Председатель ГАК.*

ПЕРВАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ: МИРОВАЯ ПРАКТИКА И СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ»

В Москве 10-11 мая 2012 г. прошла Первая международная научно-практическая конференция "Интеллектуальное месторождение: мировая практика и современные технологии", посвященная прорывным инновационным технологиям интеллектуализации разработки нефтяных и газовых месторождений, позволяющим открыть новую стадию разработки старых месторождений и существенно снизить затраты на освоение и эксплуатацию месторождений нефти и газа при стабильном повышении КИН, организованная РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, НТО нефтяников и газовиков им. акад. И.М. Губкина и инновационной компанией Нитиойл.

В работе конференции приняли участие директор ИПНГ РАН академик **А.Н. Дмитриевский**, председатель Союза нефтегазопромышленников **Г.И. Шмаль**, ученые и специалисты более 30 учебных, научно-исследовательских организаций, производственных предприятий и компаний ТЭК России.

Открыл конференцию проректор по международной работе РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина профессор **А.Б. Золотухин** обращением ректора РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина **В.Г. Мартынова** к участникам и гостям. Были отмечены актуальность технологического перевооружения отрасли в свете глобальных угроз конкурентоспособности российского ТЭК и недостаточное внимание, уделяемое внедрению отечественных разработок, в частности, высокотехнологичных скважинных компоновок.

Ректор В.Г. Мартынов в своем обращении отметил, что повышение экономической эффективности нефтегазодобывающих предприятий на современном этапе возможно лишь на основе неординарных технологических решений.

Академик РАН, директор ИПНГ РАН **А.Н. Дмитриевский** выступил с пленарным докладом на тему "Ресурсно-инновационная модель и решение актуальных проблем разработки месторождений".

В докладе были выявлены основные тренды в создании умных месторождений и скважин двух поколений и спрогнозированы базовые характеристики умных месторождений и скважин третьего поколения. Приведены ключевые инновационные технологии, которые легли в основу умных месторождений первого и второго поколения. Россия имеет собственную стратегическую линейку для освоения углеводородных ресурсов Мирового океана. Огромный научно-технический потенциал, накопленный за многие годы покорения космоса при решении синергетически аналогичных задач, позволяет России в кратчайшие сроки выйти на передовые позиции в освоении морских глубин при наличии государственно-частного партнерства и глубоко продуманной государственной программы по созданию умных месторождений и скважин нового поколения, работающих в режиме реального времени (онлайн), в ежегодном объеме не менее $10 млрд.

В работе конференции также принял участие заместитель директора по научной работе ИНЭИ РАН, профессор, д-р экон. наук **Юрий Плакиткин**, который вы-

Юрий Плакиткин

ступил с пленарным докладом "Инновационное развитие мировой экономики – новые парадигмы и закономерности развития глобальной энергетики".

В своем докладе Ю. Плакиткин рассмотрел возможности инновационного развития нефтегазового комплекса и проанализировал ситуацию в развитии глобальной энергетики. Он привел циклические закономерности мирового технологического развития и представил оценку динамики наукоемких технологий и их влияния на энергоэффективность мировой экономики, результаты прогноза потребления нефти и газа до 2030 г., прогноз их душевого потребления, а также прогноз ВВП мира, душевого ВВП мира и цен на основные энергоносители.

Главный редактор журнала "Автоматизация и IT в нефтегазовой области" профессор АВН РФ **А.А. Егоров** выступил с пленарным докладом на тему "Интеллектуальное месторождение: мифы, философия и реальность".

Докладчик отметил, что современное месторождение – уникальный комплекс бизнес-процессов с неисчерпаемым потенциалом для оптимизации и разработки новых инновационных решений. Нефтегазодобывающее производство становится все более наукоемким. Сегодня все достижения в области науки, техники, менеджмента необходимо как можно быстрее использовать в отрасли. Многие специалисты отмечают, что по масштабам и интенсивности инноваций разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений не уступает космонавтике. Кто мог предвидеть, что нефтяной бизнес – это на самом деле информационный бизнес? Концепция интеллектуального месторождения позволяет нефтедобытчикам превратить неструктурированные данные в интеллектуальный капитал, повышающий эффективность работы.

Существует миф, что умные или интеллектуальные скважины и месторождения являются революционным решением, способным чуть ли не одним махом решить многие проблемы нефтегазовой отрасли, повысить ее энергоэффективность. На самом деле они не станут волшебной палочкой для отрасли, как на это надеются некоторые чиновники, бизнесмены и политики. Многие специалисты уверены, что их революционность проявится постепенно, через многие годы квалифицированной и кропотливой работы специалистов разного профиля. Отсутствие "узаконенной" формулировки понятия "Интеллектуальные месторождения" на фоне повышенного интереса к этой тематике приводит к определенной вульгаризации рассматриваемого термина. "Интеллектуальными" порой называют месторождения, скважины, просто оснащенные автоматикой, сигнализацией, диспетчерской системой, компьютерной сетью, дистанционным управлением и др. Далее докладчик рассмотрел понятие интеллектуальной системы в историческом плане. Один из самых известных и влиятельных сторонников управления тотальным качеством Эдвард Деминг (американский учёный, статистик и консультант по теории управления качеством) утверждал, что каждая система должна иметь цель, что организация должна стремиться к оптимизации всей системы, а не одной какой-то её составляющей. Кроме того, система создает взаимосвязи между компонентами в системе. Интеллект следует рассматривать как сочетание способности предсказания среды со способностью выбора соответствующей реакции из множества альтернатив с учетом результата предсказания и поставленной цели. Представляется содержательным определять интеллект в терминах поведения стремящейся к цели системы (живой или искусственной) и измерять степень ее интеллекта по адекватности принимаемых ею решений. При отсутствии цели принятие решений беспредметно, и термин "интеллект" не имеет смысла.

Чтобы эффективно управлять скважиной и целым месторождением, нужно знать, чем мы управляем. Поэтому необходимо

Александр Егоров

максимально использовать возможности моделирования для решения задач прогнозирования и сопоставления расчетных данных с экспериментальными данными, получаемыми от датчиков скважин, что позволяет выявлять области для оптимизации в смысле выбранных критериев. С этой целью применяются такие инструменты, как экспертные системы, нейронные сети и нечеткая логика, позволяющие прогнозировать – как себя поведет оборудование и скважина в скором будущем и на что нужно обратить внимание. Применение этих инструментов позволяет использовать опыт специалистов (экспертов) с целью его формализации и применения в дальнейшем в автоматизированных системах. Это особенно важно в настоящее время, поскольку имеется существенный возрастной разрыв между специалистами старшего поколения и молодежью в нефтегазовой отрасли.

Интеллектуальное нефтяное месторождение следует рассматривать как систему автоматизированного управления операциями по добыче нефти и газа, предусматривающую непрерывную оптимизацию в смысле заданного критерия интегральной модели месторождения и модели управления добычей.

Далее докладчик рассмотрел интеллектуальное месторождение как взаимодействие двух составных частей. Первая часть – технологическая инфраструктура (технологическое оборудование скважин, насосы, вентили и т.п.), обеспечивающая процесс добычи и транспортировки нефти. Вторая часть – информационная структура, обеспечивающая удаленное управление объектами нефтедобычи и позволяющая оптимизировать производительность оборудования и продуктивность скважин за счет анализа дебитов, отсечек, давлений, акустического шума, температур и других данных; предсказывать на основе прошлых данных сроки исчерпания скважин. Одновременно данные старых скважин с богатой историей добычи можно использовать для прогнозирования поведения новых скважин, централизованно управлять большим количеством скважин с помощью систем дистанционного мониторинга, обеспечивающих контроль энергопотребления, повышение энергоэффективности, рост результативности эксплуатации оборудования.

В заключение были рассмотрены технологические и информационные уровни “Интеллектуального месторождения”: нефтедобывающее технологическое оборудование, датчики и исполнительные устройства, данные, инструменты, аналитика, бизнес-взаимодействие. Только комплексное интегрированное рассмотрение всех уровней должно привести к успеху, и роль современных информационных технологий в самом широком смысле этого слова является определяющей.

Б.А. Золотухин, д-р техн. наук, проф., проректор по международной работе, **А.А. Хруленко** (кафедра РиЭНМ РГУ нефти и газа им. Губкина) сделали доклад на тему “Применение высокотехнологичных скважин с целью повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений”. По мере истощения легко извлекаемых запасов нефти и усложнения условий ведения добычи появляются задачи, необходимость решения которых стимулирует создание и применение передовых технических разработок. Эти тенденции особенно остро ощущаются при освоении морских месторождений нефти и газа. Причиной тому является ряд факторов, определяющих специфику морских промыслов: необходимость ускоренной выработки запасов, увеличение периода безводной эксплуатации скважин, сокращение общего количества скважин за счет повышения их продуктивности, требования к компактности и высокой производительности оборудования, минимизация технологических операций на скважинах и оборудовании и т.д. Поэтому применение новых технических решений зачастую является решающим фактором, позволяющим сделать освоение морских месторождений эффективным и экономически целесообразным.

Одним из таких решений являются так называемые высокотехнологические скважины (ВТС), функции которых реализуются посредством дистанционно

управляемых клапанов и систем измерения на забое, устанавливаемых в скважине. Первая высокотехнологичная компоновка была использована в 1997 году на месторождении Snorre в норвежском секторе Северного моря. К настоящему времени по всему миру функционирует около 800 подобных скважин. Приблизительно половину из этого числа составляют скважины морских месторождений, в свою очередь, из них почти 50% приходится на скважины подводных промыслов.

Мотивация применения высокотехнологичного заканчивания может быть сведена к следующим основным пунктам: интенсификации добычи нефти, повышению нефтеотдачи, сокращению эксплуатационных затрат, стремлению смягчить влияние геологических неопределенностей на экономические и технологические показатели.

Однако у технологии есть существенные недостатки, напрямую происходящие из ее технической сложности и ограничивающие масштабы ее применения, основными из которых являются следующие: высокая стоимость компонентов и их установки, опасность выхода из строя управляемых клапанов и систем измерения при установке или в ходе эксплуатации скважины.

В докладе рассмотрена целесообразность оснащения скважин высокотехнологичными компоновками и даны ответы на следующие важные вопросы: какой технологический и экономический эффект может принести высокотехнологичное заканчивание (ВТЗ) и насколько целесообразно его использовать, каковы могут быть потери из-за поломок устройств контроля притока?

В качестве критерия эффективности применения **ВТС** в работе предлагается принимать разницу между чистыми дисконтированными доходами, которые могли быть получены при эксплуатации обычной и высокотехнологичной скважины.

Применение скважин с ВТЗ обеспечило высокий экономический и технологический эффект, который, впрочем, довольно сильно различался для отдельных реализаций геологической модели. Прирост КИН варьировался в пределах 1-5 % при среднем значении 2,25 %. Разброс технологических показателей для вариантов с применением **ВТС** оказался меньше, чем для базовых. Это подтверждает тезис о том, что использование **ВТС** позволяет снизить влияние исходных геологических неопределенностей.

Среднее значение дисконтированного эффекта составило $ 188,9 млн. Эффект достигался как за счет приращения конечной добычи нефти, так и за счет интенсификации текущей добычи нефти (т.е. более ранней добычи).

Докладчик отметил интересную деталь: достаточно часто по отдельным скважинам накопленная добыча и экономический эффект были заметно ниже, чем для скважин без ВТЗ. Тем не менее, прирост добычи за счет применения **ВТС** и оптимизации на других скважинах позволил перекрыть эти потери для всех расчетных вариантов.

С.З. Гумеров (компания IBM) выступил с докладом “Мировой опыт управления крупными нефтегазовыми проектами и особенности инвестиционного и операционного управления российскими проектами”.

В 2006 году в STATOIL стартовала десятилетняя программа совершенствования операционного управления в нефтедобыче – TAIL реализующая идею безопасной и экономичной эксплуатации ресурсов. Целью программы были максимальное повышение эффективности морских месторождений в Северном море, находящихся на 4 стадии жизненного цикла. Программа имела измеряемые целевые показатели: повышение суточной добычи на 5%, снижение себестоимости добычи на 30% и повышение безопасности операций (за счет снижения аварийных ситуаций). Эта программа была разделена на 5 направлений: мониторинг состояния и производительности оборудования, роботизация операций, обеспечение беспроводных коммуникаций, визуализация для обеспечения совместной (удаленной) работы инженеров, мобильные устройства для ручных операций и обеспечение оптимальности капитальных ремонтов (остановы и запуски).

Сергей Гумеров

Центральной концепцией целевой архитектуры стало создание Системы систем (далее Система). То есть система, обеспечивающая информационную и операционную целостность всех видов деятельности на месторождении (сети месторождений, компании). Система базируется на единой программно-аппаратной платформе и едином информационном языке (совокупность стандартов ISA 95, ISA 88, ISO 15926, Mimosa, W3C), обеспечивающей разработку эталонной информационно-семантической модели (информационная модель) морской добывающей

платформы. Подавляющее большинство компонент программной платформы представляет из себя интеграцию промышленных программных продуктов, стандартных классов – BPM, ESB, OLAPBRMS и т.д., обрабатывающих информационную модель и события.

Ключевыми особенностями системы являются: работа с физической моделью объекта управления (производительные фонды, ресурсы, окружение) с учетом изменений состояния объекта во времени; гибкая архитектура системы, состоящая только из универсальных (предмето-независимых) открытых систем, что кардинально снижает объем программирования и обеспечивает надежность и адаптивность системы к постоянным изменениям; система не отменяет ранее инсталлированные системы, а гармонизирует их взаимодействие.

Таким образом, сформирована новая парадигма управления, гарантирующая целостное управление эффективностью, надежностью и безопасностью сложных индустриальных систем – моделеориентированное управление (Интеллектуальная система управления), накрывающая "зонтиком" существующее разнообразие как автоматизированных систем на нефтедобывающем предприятии, так и неавтоматизированной производственной деятельности. Моделеориентированность означает отказ от посредника-программиста (в случае автоматизированного управления), а прямое вовлечение инженерных и экономических служб (предоставление инструментов анализа и моделирования) в совершенствование управления производством. Система управления становится посредником между инженером и производством, снижающая возможность ошибок и просчитывающая оптимальность возможных решений.

Крайне важны дополнительные постановки задачи TAIL и Statoil: обязательное проведение НИОКР, а результаты НИОКР доступны не только Statoil, но и остальным игрокам рынка. В частности, именно Statoil поддержал больше всего стандарт ISO 15926, а по результатам проекта IOHN IBM выпустил уже коммерческую версию программно-аппаратной платформы – IBM Information Integration Core (IBM IIC), который могут использовать и остальные нефтяные компании.

IBM IIC стала прообразом индустриальных платформ и для других отраслей (металлургия, муниципальное управление и т.д.), которая поддерживает и развивает новую идеологию IBM Smart Plantn (Smart Oil&Gas). Новая идея заключается в обеспечении разумности управления сложными системами и базируется на тройной стратегии единой системы управления: инструментизации (возможности получать и анализировать информацию в режиме реального времени), интеграции (обеспечении межсистемного взаимодействия), интеллектуализации (оптимальном управлении деятельностью на базе формализуемых знаний).

Докладчик отметил, что широко используемые в различных источниках термины "Цифровое месторождение" и "Цифровой завод" всего лишь подчеркивают возможность применения численных методов непрерывной оптимизации в системах управления нефтедобывающими и нефтеперерабатывающими производственными системами. Эти термины могут быть экстраполированы на целостное управление вертикально-интегрированными нефтяными предприятиями, в случае если мы согласимся с тезисом, что в нефтегазовой отрасли мы управляем именно производственными фондами (их состоянием и производственными режимами). Здесь важно подчеркнуть что "оцифровываем" мы физический объект управления (производственные фонды, ресурсы и т.д.) в информационную модель. Таким образом, связующим звеном между реальным производством и интеллектуальной системой управления у нас находится Информационная модель, однозначно понимаемая и инженерами, и управленцами, и ИТ-службами.

Далее докладчик сформулировал ожидания от конференции следующим образом: организация открытых консорциумов для разработки решений по интеллектуальному/интегрированному управлению нефтедобычей (нефтепереработкой и нефтетранспортировкой); постановка задач от российских нефтяных руководителей, научно-технический запас которых значительно (на 5 и более лет) должна превышать текущие разработки, ведущиеся в мировой индустрии. Для этого, необходимо сформулировать амбициозные, измеряемые и разумные требования к будущему нефтегазовых систем. Мы готовы приносить международный научный опыт подобных проектов, международный консультационный опыт организации консорциумов и совместной разработки технологий, технологии завтрашнего дня (программное и аппаратное обеспечение) и ресурсы российской исследовательской лаборатории IBM. По мнению докладчика, закрытые исследования, проводимые "своими" подрядчиками (порой не имеющими научно-исследовательской составляющей), не смогут обеспечить российским нефтяным компаниям значительных инновационных прорывов.

В.В. Кириллов, консультант по промышленным ИТ-системам

“ИМС Индастриз”, сделал доклад на тему “SMART FIELD”: третье поколение”. “Smart” означает уровни технологии организации обмена данных (знаний) различных предметных областей через взаимодействие между соответствующими программно-аппаратными комплексами, “концентрирующих и обрабатывающих эти знания”. При этом речь идет не просто об обмене-доступности данных для разных предметных специалистов и инженеров, а о новом принципе организации их совместной деятельности на всех этапах жизненного цикла месторождения и ее поддержки на уровне ИТ систем. Докладчик отметил, что в настоящее время есть три поколения технологии SMART FIELD. К особенностям перспектив третьего поколения относится активное использование технологий организации структуры данных на основе Semantic Web – Industrial Semantic Web и создание корпоративных Industrial Semantic Network. Ядром новой модели организации данных является стандарт ISO 15926.

Далее докладчик на примере первой “ласточки” третьего поколения SMART FIELD рассмотрел кувейтский проект KwIDE. Технические составляющие третьего поколения SMART FIELD – Intelligent reservoirs, Intelligent (Smart) Well, Intelligent Surface facilities. Новая модель сбора данных на производственном уровне реализована на принципах Semantic Web и обеспечивает построение единой онтологии данных.

Совместная работа специалистов различного профиля в многофункциональном диспетчерском центре является организационным вызовом и требует специальной подготовки персонала. Это одна из наиболее сложных задач в рамках технологий третьего поколения SMART FIELD.

В.В. Кульчицкий, исполнительный директор НТО нефтяников и газовиков им. академика И.М. Губкина, директор НИИ буровых технологий, д-р техн. наук, профессор выступил с пленарным докладом “Интеллектуализация скважинных систем –инновационное направление разработки нефтяных и газовых месторождений”. Геонавигация и интеллектуальные скважинные системы становятся наиболее перспективным направлением исследований в мировой нефтегазовой науке. Обнадеживает появление в технологических приоритетах и инновационных технологиях ведущих нефтегазовых компаний России тематики, включающей термины: интеллектуальные месторождения, геонавигационные системы, интеллектуальные природные хранилища газа. Меняется парадигма разработки нефтегазовых месторождений. Раньше бурение скважин затрагивало разработчиков в плане снижения вредного воздействия бурового раствора на коллекторские свойства пласта, сейчас траектория горизонтального ствола и интеллектуальное заканчивание стали решающими элементами, обеспечивающими эффективность нефтегазодобычи.

Наступил период высокотехнологичного инновационного освоения подземного пространства (геокосмоса) интеллектуальными скважинами значительной протяженности и площади охвата. Эксплуатация скважин сложной пространственной архитектуры немыслима без интеллектуального заканчивания. Целью его является управление сложными объектами (месторождением, пластом, системой скважин, скважиной) с малоизученной динамикой и условиями работы, дрейфом параметров, характеристик объектов управления и среды функционирования, а также переходом от пассивных к активным методам управления нефтегазодобычей.

Создание и применение киберскважин является новым направлением повышения эффективности разработки интеллектуальных месторождений с трудно извлекаемыми запасами жидких и газообразных углеводородов.

Интеллектуальные скважинные системы и геонавигация как наиболее перспективные направления научных исследований в мировой нефтегазовой науке только в России обеспечат увеличение объема нефти, извлекаемой из старых месторождений, более 15 млрд тонн, что примерно соответствует добыче за всю историю отечественной нефтяной промышленности.

Продолжение в следующем номере.

*Материал подготовил **Александр Егоров**.*

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «CENTRAL ASIA INDUSTRY PLATFORM 2012»

Алматы–Казахстан 15–17 Ноября 2012

Central Asia Electricity World *– Международная выставка электрооборудования.*
Central Asia Plast World *– Международная выставка сырья, оборудования и технологий для производства изделий из пластмасс.*
Central Asia Machine World *– Международная выставка технологий и оборудования для промышленного машиностроения и автоматизации.*
Central Asia Secure World *– Международная Выставка по охране, безопасности, противопожарной защите, автоматизации зданий и полицейскому оборудованию.*

Международная выставочная компания "Central Asia Trade Exhibitions" во Дворце Спорта имени Балуана Шолака, г. Алматы, проводит международную выставку Central Asia Industry Platform 2012 – это первая и единственная выставка в Средней Азии. Посетители приедут со всех регионов Казахстана, Средней Азии, Сибирских регионов России. На выставке примут участие более 150 компаний из 15 стран, таких как Германия, Италия, Бельгия, Венгрия, Тайвань, Индия, Китай, Турция, Латвия, Украина, Беларусь, Российская Федерация, Кыргызстан и Казахстан. Основные разделы выставки включают профессиональное оборудование и технологии для производства пластических материалов, инструменты, аксессуары и технологии и оборудование промышленного машиностроения и автоматизации. Энергосберегающее оборудование, трансформаторы, телекоммуникационное оборудование, кабельное оборудование, охрана и наблюдение, видеонаблюдение, система безопасности.

Выставка предоставит посетителям возможность внедрения новых методик и технологий, возможность продемонстрировать свою продукцию и услуги, расширить сферу деловых контактов, заключить прямые договора, а также показать всем специалистам в этой отрасли и посетителям продукцию и успешную работу своих фирм.

Официальная поддержка:

- Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан.
- Союз инженеров-энергетиков Республики Казахстан.
- Электроэнергетическая Ассоциация.
- Министерство промышленности, энергетики и топливных ресурсов Кыргызстана.
- Национальный центр комплексной переработки минерального сырья в Республике Казахстан.
- Министерство по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан.
- Ассоциация охранных организаций Республики Казахстан.

В дни проведения Выставки *Central Asia Industry Platform 2012* будут проведены крупномасштабные программы B2B. Программа посвящена участникам выставки и проходит совершенно бесплатно.

Время работы с 10 утра до 18.00 вечера.
Официальное открытие выставки состоится 15 ноября 2012 г. в 12.00 часов.

НОВОСТИ ФИРМЫ «ЭМИКОН»

Сдана в эксплуатацию СА нефтебазы в г. Электроугли

Микропроцессорная система автоматизации нефтебазы в г. Электроугли (заказчик ГК "ТРАССА"), предназначенная для слива и перекачки топлива, а также для контроля за аварийными ситуациями на нефтебазе, полностью выполнена на базе контроллеров ЭМИКОН серии DCS-2000 каркасного исполнения. Особенностью системы является то, что она позволяет решать задачи интерактивного выбора маршрутов слива топлива из железнодорожных цистерн в резервуары хранения и маршрутов внутрибазовой перекачки, а также автоматического контроля готовности маршрутов. В системе реализована возможность переназначения задвижек на маршруте, что обеспечивает большую гибкость в дальнейшей ее эксплуатации.

Автоматизация объектов нефтебазы «Усть-Луга»

В конце марта 2012 г. в порту Усть-Луга состоялась отгрузка первой партии нефти с нефтебазы “Усть-Луга”, конечной точки нефтепровода “Балтийская трубопроводная система – 2” (“БТС-2”). Фирмой “ЭМИКОН” для НБ “Усть-Луга” были разработаны микропроцессорная система автоматизации (МПСА), построенная на базе программируемых логических контроллеров Modicon (фирмы “Schneider Electric”) и ПЛК ЭМИКОН, а также прикладное программное обеспечение АСУ ТП и ПАЗ, площадок причалов №№ 4,5 на объекте “Комплекс наливных грузов порта “Усть-Луга”.

http://www.emicon.ru/FrontNews/id1004

НОВОСТИ ОАО НК «РОСНЕФТЬ»

Стенд Роснефти признан лучшим на ежегодной выставке «ТЭК России в XXI веке»

Оргкомитет ежегодной выставки “ТЭК России в XXI веке”, проходящей в рамках Московского Международного Энергетического Форума, удостоил стенд Роснефти дипломом “За лучшее дизайнерское решение выставочного стенда”.

Оригинальная футуристичная форма стенда, состоящая из арок, расположенных под активными углами, и необычная обтекаемая форма стен воплотили в себе темы прогрессивного движения в будущее, динамизма, экологии и технологической модернизации.

НК “Роснефть” выступила также генеральным спонсором проведения Московского международного энергетического форума (ММЭФ) “ТЭК России в XXI веке”, проходящего в десятый раз.

За годы своего существования ММЭФ стал авторитетной независимой международной дискуссионной площадкой, экспертно-общественной платформой для консолидации усилий энергетиков, ученых, представителей бизнеса и власти и выработки согласованных подходов к решению проблем мировой экономики и, прежде всего, ее энергетического сектора. По оценкам в этом году в форуме приняли участие около 1000 делегатов из российских регионов и стран дальнего зарубежья.

http://www.rosneft.ru/news/news_in_press

Игорь Сечин назначен Президентом НК «Роснефть»

Совет директоров ОАО “НК “Роснефть” на своем заседании единогласно принял решение о назначении Игоря Ивановича Сечина президентом Роснефти. Соответствующая директива была направлена Председателем Правительства Российской Федерации Д.А. Медведевым.

Игорь Сечин поблагодарил Эдуарда Худайнатова за проделанную работу на посту Президента Компании и проинформировал о его назначении первым вице-президентом и заместителем председателя Правления Компании.

Игорь Сечин обратил внимание на стоящие перед Компанией стратегические задачи в части реализации программ Роснеф-

ти по модернизации перерабатывающего блока, разработки месторождений и наращиванию добычи нефти, комплексу мероприятий по повышению экологической и промышленной безопасности предприятий. Особое значение имеет реализация соглашений по освоению шельфа, заключенных с ведущими мировыми энергетическими компаниями, которая обеспечит развитие Роснефти на многие годы вперед.

Также И. Сечин поставил задачу менеджменту Компании представить предложения по повышению эффективности деятельности как структурных подразделений, так и дочерних предприятий.

Управление информационной политикой ОАО "НК "Роснефть".

Роснефть: шельф в обмен на технологии

Одной из важнейших причин для сотрудничества Роснефти с международными нефтегазовыми компаниями является доступ к их опыту и технологиям, благодаря которым российская НК действительно имеет шанс стать одним из ведущих глобальных нефтегазовых холдингов. Речь идет не только об опыте работы на шельфе, но и о разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов.

Трудноизвлекаемые запасы нефти Роснефти достигают порядка 12-13 млрд баррелей. В целом по России извлекаемые запасы высоковязкой и тяжелой нефти могут составлять 50-60 млрд баррелей. Их успешная и экономически выгодная разработка требует внедрения технологий, которых у Роснефти пока нет.

С ExxonMobil Роснефть будет участвовать в разработке 20 участков на западе Мексиканского залива, где она получит опыт глубоководного бурения. Также отечественная НК будет задействована в двух проектах по добыче трудноизвлекаемых запасов нефти. Для совместной разработки месторождений в Канаде (Harmattan) и Техасе (La Escalera) придется использовать передовые технологии бурения. Впоследствии горизонтальное бурение с применением мультизонального гидроразрыва пласта можно будет применить для добычи нефти на нижележащих пластах в Западной Сибири (Баженовская, Ачимовская, Тюменская свиты).

Со Statoil планируется участие в проектах по добыче на шельфе, так как у норвежской компании колоссальный опыт в этой сфере: более 70% всей добычи и запасов приходится на шельф Норвегии. Роснефть наверняка заинтересуется рядом перспективных проектов на ранней стадии разработки с изученной структурой запасов, что даст компании возможность получить необходимый опыт при меньших рисках. У Statoil также есть и опыт успешной работы по разработке битуминозных песков в Канаде (Leismer, Corner, Hangingstone и Thornberry) и по добыче тяжелой и вязкой нефти на шельфе Бразилии (Peregrino), которые также могут заинтересовать Роснефть. На проекте Leismer в Канаде уже было добыто более 1 млн баррелей нефти, и в течение года планируется увеличить добычу до 6,8 млн баррелей в год. Что касается Peregrino, в котором Statoil владеет 60%, то благодаря технологиям и опыту норвежской компании удалось увеличить коэффициент нефтеотдачи в два раза – до 20 %. Общие запасы нефти Peregrino составляют 2,3 млрд баррелей. Несомненно, подобный опыт пригодится Роснефти в совместной работе со Statoil на Хадумской свите и Северо-Комсомольском месторождении в ЯНАО.

Eni, как и другие партнеры Роснефти, обладает опытом работы на шельфе, а также широким портфелем проектов в Африке, в которых может быть заинтересована Роснефть. Из привлекательных проектов Eni можно также отметить месторождение Zubair в Ираке с общими запасами 4,5 млрд баррелей.

Несомненно, затраты Роснефти для разработки шельфа России будут колоссальными, поэтому компании придется привлекать финансирование из внешних источников. Но есть несколько причин, доказывающих, что тревогу по этому поводу бить рано. Во-первых, реализация проектов будет растянута на достаточно долгое время. Во-вторых, расходы на геологоразведку нефти частично берут на себя партнеры компании. В-третьих, правительство обеспечит достойную доходность для проектов на шельфе и по добыче трудноизвлекаемых запасов за счет благоприятного режима налогообложения. В-четвертых, опыт и передовые технологии помогут Роснефти работать эффективнее. И наконец, участие в международных проектах и сотрудничество с мировыми лидерами повысят информационную открытость Роснефти.

Источник: портал ИнтерЭнерго.
Полная ссылка: http://ieport.ru/42283-rosneft-shelf-v-obmen-na-texnologii.html

НЕФТЯНИКИ САХАЛИНА ПОЛУЧАТ УСТАНОВКИ ОТ «СТРОМНЕФТЕМАША»

Оборудование специально создано для эксплуатации в макроклиматических районах с умеренным климатом.

Компания “Стромнефтемаш” заключила контракт с филиалом ООО “РН-Сервис” в г. Оха (Сахалин) на поставку подъемных установок.

Заказчик уже знаком с костромским оборудованием. Установка подъемная УПТ-50 предназначена для спускоподъёмных работ в процессе текущего и капитального ремонта скважин. Оборудование специально создано для эксплуатации в макроклиматических районах с умеренным климатом – У, категории размещения 1 по ГОСТ 15150 от минус 45 °С до плюс 45 °С .

Как пишет ko44.ru, за время работы компания “Стромнефтемаш” существенно расширила номенклатуру производимого нефтегазового оборудования. Благодаря успешной работе костромских машиностроителей создаются рабочие места во многих регионах страны.

http://news.astv.ru/news/neftyaniki-sakhalina-poluchat-ustanovki-ot-stromneftemasha

III НАУЧНО–ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «СУПЕРКОМПЬЮТЕРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ, ПРОГРАММНОЕ И АППАРАТНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ»

С 28 по 30 ноября 2012 года в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова пройдет III Научно-практическая конференция “Суперкомпьютерные технологии в нефтегазовой отрасли. Математические методы, программное и аппаратное обеспечение”.

Третья конференция развивает тематику разработки и эффективного использования математических методов, программного и аппаратного обеспечения технологических процессов поиска, разведки, разработки, транспортировки и переработки углеводородов, а также вопросов автоматизации решения производственных задач нефтегазовой отрасли, развития образования и повышения квалификации в этой сфере и включает следующие направления:

- Математические методы и программное обеспечение технологических процессов нефтегазовой отрасли при поисках, разведке, разработке, транспортировке, переработке, управлению в реальном времени.
- Инфраструктурные решения для автоматизации производственных процессов нефтегазовой отрасли: аппаратные решения, системы хранения данных, организация центров обработки данных.
- Общие вопросы использования информационных технологий в нефтегазовой отрасли: сетевые сервисы, информационный мониторинг, аналитические системы и базы знаний, интеграция информационных систем.
- Развитие ИТ-образования для нефтегазовой отрасли.

На конференции выступят с докладами представители российских и зарубежных ИТ-компаний, добывающих и сервисных компаний нефтегазовой отрасли, ВУЗов России, отраслевых научных центров и институтов Российской академии наук.

Приглашаем всех желающих принять участие в конференции. Более подробная информация доступна на сайте hpc-oilgas.ru.

Компании «АтлантикТрансгазСистема» – 20 лет

AT/GS

ИНТЕРВЬЮ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА КОМПАНИИ «АТЛАНТИКТРАНСГАЗСИСТЕМА» Д-РА ТЕХН. НАУК ЛЕОНИДА ИСААКОВИЧА БЕРНЕРА ЧЛЕНУ РЕДАКЦИОННОЙ КОЛЛЕГИИ ЖУРНАЛА ШЕРМАНУ ВИТАЛИЮ СЕМЕНОВИЧУ

Леонид Исаакович БЕРНЕР
(**1949 г**. рождения)

В **1966 г.** окончил математическую школу с золотой медалью и поступил в МИНХ и ГП (ныне РГУ нефти и газа) им. И.М. Губкина на специальность «Автоматика и телемеханика».

В **1971 г.** с отличием окончил институт.

20 лет проработал во ВНИИКАнефтегаз, пройдя путь от младшего до ведущего научного сотрудника.

В **1987 г.** защитил кандидатскую диссертацию.

С **1992 г.** возглавляет ЗАО «АтлантикТрансгазСистема». Одновременно с этим более **20 лет** является доцентом, а с **2012 года** профессором кафедры АСУ МАДИ. Автор 113 печатных работ, в т.ч. 3-х учебных пособий и 2-х монографий.

В **2011 г.** успешно защитил докторскую диссертацию.

Вопрос: ***Вашей компании исполняется 20 лет. Какому человеческому возрасту соответствует эта цифра: 30, 40, 50... лет?***

Ответ: Пожалуй, ближе всего 40 лет – возраст зрелости, когда что-то уже сделано, но многое еще впереди.

Вопрос: ***Ведь если судить по смене технических и программных средств за эти 20 лет, то это соответствует тому, что Ваша компания прошествовала через несколько эпох. Как вы с этим справились?***

Ответ: Легко, так как у нас отличное сочетание опытных профессионалов, которые знают то, что было, с молодежью, которая рвется в будущее.

Вопрос: ***Модели танков, например, прошли от Т-34 до Т-90. А сколько моделей своего главного изделия СТН-3000 за эти "эпохи" было выпущено Вами? Как они менялись?***

Ответ: Я бы выделил три периода: до 1998 г., когда шкафы телемеханики (ТМ) собирались в США, с 1998 г. до 2004 г. – полностью сделан-

ная нами СТН-3000 на базе контроллеров DPC и RTU, и, наконец, с 2005 г. – на базе линейки контроллеров Control Wave. Все введенные в эксплуатацию системы этих периодов работают практически без сбоев до настоящего времени.

Вопрос: ***Судя по данным сайта, компания имеет солидный объем внедрений. Уже приблизились к сотне или уже перешли? Как же Вам удалось с этим справиться? Кадры решали все? Или какие-то новинки пришлось искать?***

Ответ: Вы имели в виду сотню введенных в эксплуатацию диспетчерских систем на базе СПУРТ? Это правильно, а по КП всех видов, введенных в эксплуатацию, их число в конце прошлого года перевалило за 1000, и юбилейной оказалась САУ ГРС "Владивосток". А решают все прежде всего грамотно организованный, правильно мотивированный дружный коллектив, четкая организация работы как внутри компании, так и с партнерами – подрядчиками и заказчиками. Что касается "новинок". Чем больше объем текущей работы, тем тяжелее "выкроить" время и людей для создания чего-то нового. Но мы стараемся. Много сделано для увеличения надежности наших систем. Разработаны и внедрены: система поддержки принятия диспетчерских решений для межпромыслового коллектора ООО "Газпром добыча Уренгой" (Премия по науке и технике ОАО "Газпром" за 2010 г.), КП с автономными источниками электропитания, блок обработки информации для газоизмерительных и газораспределительных станций и ряд других интересных разработок.

В настоящее время мы ведем работу по функциональному расширению телемеханики – системе идентификации различных состояний магистрального газопровода: сдвига, "тонких" утечек и др. Такая система базируется на самых современных программно-технических средствах.

Добавлю также, что среди почти 150 сотрудников АТГС – два доктора и семь кандидатов технических наук, аспиранты и соискатели. Опубликованы более ста статей, несколько книг и учебных пособий.

Вопрос: ***В последний период компания взялась за автоматизацию газохранилищ. Уже есть какие-то результаты? Ведь это очень ответственный объект – забыл закрыть кран, и все ушло в атмосферу, а то и факел загорелся! Какие новые технологии Вам пришлось осваивать?***

Ответ: В июле 2000 года вместе со всей Карашурской станцией подземного хранения газа (СПХГ) введена в эксплуатацию ИУС ПХГ, где АТГС была генеральным интегратором и поставщиком. До настоящего времени еще нет другой такой сложной, объединяющей автоматизацию различных технологических процессов системы. С тех пор мы принимали участие в автоматизации Ленинградской ПХГ, поставили в "Газпром СПХГ" первую систему сбора данных реального времени. Сейчас ведем проектирование блока "диспетчерское управление" всех СПХГ ОАО "Газпром". Во всех этих работах мы разрабатываем или "доводим до ума" различные алгоритмы управления, реализовывая их как на наших программно-технических средствах (ПТС), так и на новых для нас, как, например, компании Siemens. Мы активно занимаемся также научно-техническими разработками по автоматизации СПХГ.

Вопрос: ***Перспективный маршрут к новым местам добычи – северный. Вы уже задействованы на эти работы? Или готовитесь? Какова перспектива?***

Ответ: Много лет работает ТМ кустов газовых скважин на таких месторождениях, как Заполярное, Песцовое, Ен-Яха и Таб-Яха, Заполярный и Восточный купола Уренгойского, Береговое, Южно-Русское. В прошлом году заработала СТН-3000 на газопроводах Камчатки, Северном потоке, газопроводе Починки-Грязовец. Прошли заводские испытания КП ТМ и САУ для мини-ГРС грандиозного проекта – газопровода Бованенково-Ухта. Аналогичная картина и с телемеханикой МГ Сахалин-Хабаровск-Владивосток – система принята на нашем полигоне и ушла в монтаж на объект, а несколько КП и САУ ГРС уже работают. Так что мы, как и раньше, на Крайнем Севере и аналогичных по климатике местах.

Вопрос: ***Немалая доля ЖКХ потребляет газ. Выполняете ли вы работы для этого рынка? Он огромен и имеет перспективу на долгие годы.***

Ответ: Мы с удовольствием бы занялись телемеханизацией и диспетчерским управле-

нием городских газораспределительных сетей малого и среднего давления. У нас есть отличные решения и программные продукты для этих объектов. Но внедрений пока нет, хотя есть несколько близких по технологии проектов. А еще есть многочисленные реализации (от Южно-Сахалинска и Улан-Уде до городов Московской области) программного комплекса теплогидравлического расчета ГРАСТ.

Вопрос: ***Какие новые изделия вашей разработки появятся в ближайшее время, и какие зарубежные будут применены впервые?***

Ответ: О новых разработках я уже рассказал, а из зарубежных представляет интерес программно-технический комплекс Industrial Defender одноименной фирмы из Массачусетса. Он позволяет расширить информационную защиту АСУ ТП от вычислительной сети верхнего уровня до КП телемеханики.

Вопрос: ***Используете ли в ваших разработках такие продвинутые изделия, как тренажеры реального времени, когда управление возможно в автоматическом и ручном варианте? Используете ли модели техпроцессов для подготовки операторов и их работы в паре с тренажером?***

Ответ: В СППР входят такие компоненты, как: расчетные модули, стационарная или нестационарная модель транспорта газа, экспертная система реального времени и другие. Нестационарная модель, разработанная нашим партнером, коллективом под руководством проф. С.А. Сарданашвили, является ядром тренажеров диспетчера, успешно функционирующих на ряде предприятий ОАО "Газпром".

Вопрос: ***Ваша фирма была одной из немногих, которые изначально создавали системы на зарубежных изделиях, и это оправдало себя. Сейчас многие отечественные компании в разной форме взаимодействуют с зарубежными, борясь за выживание. Какие трудности Вам пришлось преодолеть на этом пути?***

Ответ: С фирмой Bristol Inc., в настоящее время входящей в концерн Emerson, мы сотрудничаем с 1994 г. Её контроллеры по сей день, по нашему мнению, остаются лучшими в своем классе полевых контроллеров для тяжелой климатики (–50 + 70 °С).

Сотрудничество было очень тесным и дружеским. Руководство и технические специалисты американской фирмы с большим уважением относились к нашим ребятам, советовались с ними. Наша молодежь проходила обучение в BI. Все это в целом продолжается и сейчас с Emerson, хотя, как известно, с большой фирмой работать сложнее. Часть компонентов наших систем приходят из таких известных фирм, как Феникс Контакт и Риттал. Подсистемой СКАДА программного комплекса СПУРТ являются ПК RTAP, PSI, InTouch, Clear SCADA. С фирмами – производителями этих продуктов – у нас также сложились отличные деловые отношения. У всех указанных инофирм мы имеем статус системного интегратора. Добавлю, отвечая на не заданный Вами аналогичный вопрос относительно российских фирм. Могу сказать, что число деловых и дружеских связей с нашими партнерами – поставщиками компонентов, ген- и субподрядчиками, заказчиками и т. п. – превышает описанные выше зарубежные на несколько порядков.

Вопрос: ***Ваши ближайшие планы?***

Ответ: Работать, расширять области применения наших систем.

А еще отметить юбилей АТГС целым рядом мероприятий, в т. ч. выпуском книги об истории и жизни Общества, поучаствовать в работе семинара Emerson в Дюссельдорфе и выставке "НЕФТЕГАЗ". И снова работать: проектировать системы на базе наших разработок, изготавливать их и вводить в эксплуатацию. А также отдыхать, путешествовать, воспитывать детей и внуков – в общем, жить "полной грудью".

Примите наши поздравления с такой уважаемой датой Вашего рождения. Хотелось бы и далее видеть успехи компании, освещать их в наших изданиях, читать статьи талантливых сотрудников, побольше среди них писателей – это лицо и язык компании.

Редакция и редколлегия журнала "Автоматизация и IT в нефтегазовой области".

ПромЭКСПО

12 Всероссийская промышленная выставка

- Металлургия. Металлообработка
- Машиностроение • Станкостроение
- Автоматизация
- Сварка. Резка. Контроль
- НефтеГазХимия
- Электротехника. Автоматика
- Энергетика. Энергосбережение. Энергоэффективные технологии

Организатор

Волгоград ЭКСПО

ВЦ «ВолгоградЭКСПО»
Т/ф: (8442) 55-13-15, 55-13-16
E-mail: vpv@volgogradexpo.ru
www.volgogradexpo.ru

Генеральный информационный спонсор

ЭНЕРГО INFO

Информационные партнеры:

Станочный ПАРК

Автоматизация в энергетике

25-27 СЕНТЯБРЯ

ВОЛГОГРАД

ЭКСПОЦЕНТР

ЧЕЛОВЕК НАУКИ

«Познавать, открывать и публиковать – вот судьба ученого.

Луи Арагон

Науке нужны люди страстные. Но не те, у кого страсти больше, чем ума.

Ремесленник работает, чтобы жить, ученый живет, чтобы творить.

Тщеславие ученому необходимо также, как честолюбие чиновнику и политику.

Хорошо знающий теорию горения не обязательно хороший пожарник.

В начальники от науки идут те, у кого или мало таланта, или много честолюбия.

Хочешь стать ученым, научись сначала морщить лоб и делать вид, что думаешь.

Каждый ученый хочет иметь свои шесть соток в науке, а гению и гектара мало.

Человек науки должен уметь витать в облаках, чтобы хватать то, что висит в воздухе.

Ученый без идей, что музыкант без слуха.

Мечта ученого – использовать энергию вращения Земли для выработки электричества. Пристроить генератор к оси Земли.

Ученый должен мечтать, чтобы видеть цель своего творчества.

Ученый – это звучит гордо.

© Болеслав Вольтер

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

Решения этих вопросов Вы найдете в журнале

«Автоматизация и IT в нефтегазой области»

Оформить подписку на журнал на II полугодие 2012 г. Вы можете в любом почтовом отделении по Объединенному каталогу “Пресса России”: подписной индекс 43 716

А также через редакцию. Это:

КАЧЕСТВЕННО – гарантированная доставка изданий под контролем редакции

ВЫГОДНО – при оплате подписки через редакцию

УДОБНО – подписка с любого номера

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

Технолинк

автоматизация

Программное обеспечение
Proficy от GE Intelligent Platforms -
надежная платформа
для управления производством

www.technolink.spb.ru

GE
Distributor
Intelligent Platforms

LABWARE LIMS Solutions

Санкт-Петербург
(+7 812) 717-40-96
info@technolink.spb.ru

Москва
(+7 495) 343-43-88
bondv@technolink.spb.ru

Урал, Ревда
(+7 34397) 2-11-60
info@uftl.ru

Казахстан, Актобе
(+7 7132) 95-55-35
aktobe@technolink.spb.ru

Украина, Харьков
(+38 057) 764-42-86
info@technolink.net.ua

РОССИЙСКИЕ ПРОМЫШЛЕННЫЕ ЛОГИЧЕСКИЕ КОНТРОЛЛЕРЫ И АСУ ТП

ЭМИКОН

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:

- Разработка и производство программируемых логических контроллеров (в т.ч.: для взрывоопасных производств, встраиваемых систем, централизованных и распределенных АСУ ТП).
- Комплексная автоматизация объектов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа.
- Производство и поставка программно-технических комплексов для систем автоматического пожаротушения и учета энергопотребления.
- Поставка широкой гаммы панелей оператора производства фирмы Exor International, Inc.
- Обучение специалистов заказчиков.
- Пожизненное обслуживание поставленных систем автоматизации.

Поставляемые фирмой “ЭМИКОН” системы автоматизации строятся на базе контроллеров ЭК-2000 и DCS-2000 собственной разработки.

ОСНОВНЫЕ ЗАКАЗЧИКИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ:

ОАО АК "Транснефть"
ОАО "Сургутнефтегаз"
ОАО "Газпром"
ОАО "Татнефть"
ОАО "ЛукОйл"
ЗАО "Рязанская нефтеперерабатывающая компания”
ОАО НК "Роснефть"

В настоящее время в нефтегазовой отрасли России на базе контроллеров ЭМИКОН работает:
86 систем автоматизации технологических процессов,
108 систем автоматического пожаротушения,
27 систем автоматического регулирования давления.

ЗАО «ЭМИКОН» является членом саморегулируемых организаций:
НП "АЛЬЯНС СТРОИТЕЛЕЙ" и НП "Союзнефтегазпроект".

РЕЙСТР ИСО 9001

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