




# АВТОМАТИЗАЦИЯ

в промышленности

**Тема номера:**

Передовые решения в области промышленной автоматизации компании Эмерсон



**БЕЗОПАСНОСТЬ**  
**ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ**  
**НАДЕЖНОСТЬ**  
**ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ**





Наша система безопасности может простаивать месяцами. Я должен быть уверен в том, что она сработает в нужный момент, но не остановит производство без необходимости. Всегда. В любое время.

## ВЫ МОЖЕТЕ СДЕЛАТЬ ЭТО



**DELTA V SIS. Интеллектуальная и современная система противоаварийной защиты на службе вашего предприятия.** Интеллектуальная система ПАЗ от компании Emerson

предлагает современный подход к контролю безопасности предприятия и диагностике состояния всего контура безопасности по требованию. Вы можете быть уверены, что ваша система остановит процесс в нужный момент и продолжит безопасную работу даже при выходе из строя одного из компонентов. Электронная кроссировка в системе DeltaV SIS обеспечивает гибкость реализации защитных функций просто и безопасно и избавляет вас от выполнения трудоемких задач, доработок и повторного проектирования, характерных для традиционного метода кроссировки.

Это современное решение и ваше спокойствие. Более подробная информация на сайте:

[www.emersonprocess.com/ru/deltaV SIS](http://www.emersonprocess.com/ru/deltaV SIS)





# АВТОМАТИЗАЦИЯ в промышленности

**Учредители:**

Университет новых информационных технологий управления при ФГБУН Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова Российской Академии наук, ООО Издательский дом "ИнфоАвтоматизация"

Журнал зарегистрирован в Министерстве РФ по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций  
Свидетельство о регистрации ПИИ № 77-13085  
Входит в списки научных журналов ВАК Министерства образования РФ.

**Подписные индексы:**  
каталог "Роспечать" – 81874  
Объединенный каталог "Пресса России" – 39206

**Главный редактор**  
АРИСТОВА Н.И.

**Редакционная коллегия:**

Аристова Н.И., к.т.н., Бажанов В.Л., к.т.н., Васильев Н.П., к.т.н., Григорьев Л.И., д.т.н., Деревяго Е.В., Дозорцев В.М., д.т.н., Егоров Е.В., к.ф.-м.н., Жиров М.В., д.т.н., Захаров Н.А., к.т.н., Зилов М.О., к.т.н., Ицкович Э.Л., д.т.н., Калянов Г.Н., д.т.н., Крошкин А.Н., к.т.н., Мартинов Г.М., д.т.н., Мякишев Д.В., к.т.н., Павлов Б.В., д.т.н., Перцовский М.И., к.ф.-м.н., Решетников И.С., к.т.н., Синенко О.В., д.т.н., Торгашов А.Ю., д.т.н., Уваров А.В., Харазов В.Г., д.т.н., Хоботов Е.Н., д.т.н., Цукерман Ю.Д., Чадаев В.М., д.т.н., Яковис Л.М., д.т.н.  
*Материалы, опубликованные в настоящем журнале, не могут быть полностью или частично воспроизведены без письменного разрешения редакции.*

*Мнение редакции не всегда совпадает с мнением авторов материалов.*

*За достоверность сведений, представленных в журнале, ответственность несут авторы статей и рекламодатели.*

**Адрес редакции:**

117997, Москва, ул. Профсоюзная, 65, ИГУ РАН, офис 360.  
Телефоны: (926) 212-60-97, (495) 334-91-30.  
Факсы: 334-91-30, 334-87-59.  
E-mail: avtprom@ipru.ru  
info@avtprom.ru  
http://www.avtprom.ru  
ISSN 1819-5962

Подписано в печать 21.03.2016  
Формат 60x88 1/8. Бумага кн.-журн.  
Печать офсетная  
Заказ 03/16  
Отпечатано в типографии "Медиа-Гранд"

**СОДЕРЖАНИЕ**

<i>Шестаков Н.В., Мишин С.П.</i> Повышение эффективности промышленных предприятий России за счет передовых решений в автоматизации	3
Производство, научно-технические разработки, инжиниринг, консалтинг и сервис в России как залог успешной реализации проектов автоматизации ТП на промышленных предприятиях	5
<b>Решения по автоматизации ТП промышленных предприятий</b>	
<i>Куликов В.Н.</i> Решения и подходы компании Эмерсон к усовершенствованному управлению ТП	7
<i>Крейдлин Е.Ю.</i> Система управления DeltaV – от управления процессами к обучению операторов	13
<i>Гузенко Д.Б., Ильченко М.А.</i> Обеспечение бесперебойной работы компрессора с помощью антипомпажной системы	17
<i>Кирюшин П.Н.</i> Система ПА3 - от риска к безопасности	20
<i>Пилипенко И.С., Куликов В.Н.</i> Построение системы энергоэффективного производства	25
<i>Савоськин В.В., Черкашин М.В.</i> Технологии и решения по вибрационному контролю и диагностике технического состояния динамического оборудования	29
<i>Кожевников А.А.</i> Центр интегрированного управления производством iOps. Управление грязными, опасными и удаленными объектами	32
<i>Исаев В.Б.</i> Эффективность АСУТП	35
<b>Применение решений по автоматизации в различных отраслях промышленности</b>	
<i>Заводин Р.С.</i> Бесконтактные решения по контролю класса дробленой руды и процесса флотации в горно-обогатительной отрасли	38
<i>Гиниятов М.Ю.</i> Интегрированное решение для добычи нефти и газа. Интеллектуальное месторождение	43
<i>Шавлович З.А.</i> Комплексная автоматизация ГЭС и ГАЭС	47
<i>Исаев В.Б., Башутин Ю.П., Цыгина С.А., Дудкин М.Н.</i> Системы автоматизации резервуарных парков: состав, структура, функции и характеристики	53
<b>Инновационные технологии автоматизации</b>	
<i>Паршин А.Д., Кирюшин П.Н.</i> Прогрессивное развитие систем ПА3: DeltaV SIS с технологией электронной кроссировки	57
<i>Автономов Ю.Н.</i> Антипомпажные клапаны Fisher в системах антипомпажного регулирования и защиты компрессоров	61
<i>Тагиров Д.Н.</i> Технология полномасштабного контроля на базе средств измерений Rosemount	65
<b>Сервисное обслуживание. Технология прогностической диагностики</b>	
<i>Покидов В.М.</i> Капитальный ремонт – страшный сон или долгожданная возможность	68



**Shestakov N.V., Mishin S.P.** State-of-the-art automation solutions improve the efficiency of Russian industrial plants

The paper shows how innovative automation helps to improve the competitiveness of industrial plants. Major keys to success lie in justified automation programs, avoiding "island" automation, attracting dedicated experts to project implementation, drawing on domestic and foreign experience. **Keywords:** automation, industry, optimization, projects and service, benefits, quality, costs, efficiency, reliability, energy efficiency, safety, import replacement, production and engineering localization.

Manufacture, R&D, engineering, consulting and service in Russia as a key to successful implementation of process automation projects at industrial sites

In search of a process automation partner Russian enterprises require the complete set of services, manufacture of world level quality products in Russia, compliance with all guidelines and requirements, the availability of appropriate certificates and permits, short manufacturing times, the proximity of company's offices and service centers to Russian key industrial clusters, technology customization, the availability of Russian experts, turnkey project implementation, perfect services, and comprehensive consulting and support. To meet these challenges, Emerson has been implementing its business localization strategy for more than 10 years. A key step on this way was made in June 2015 when Metran Office and Manufacturing Facility was launched in Chelyabinsk. Most of the technologies, solutions, and services presented in this issue of the Journal come from Metran Industrial Group and are provided by the employees of Chelyabinsk office. **Keywords:** Russian manufacturer, world level quality, localization, research, development.

**Kulikov V.N.** Advanced process control solutions and approaches from Emerson

The paper overviews Emerson's approaches and solutions in advanced process control which enable additional benefits owing to improved control performance and process optimization. **Keywords:** automation, advanced control, regulatory control performance improvement, optimization, benefits estimation.

**Kreidlin E.Yu.** DeltaV control system – From process control to operator training

The paper discusses the application of Emerson DeltaV control system for building an effective training solution for process operators. **Keywords:** operator training, computerized training simulator, process control system, process, simulation model.

**Guzenko D.B., Ichenko M.A.** Ensuring undisturbed compressor operation by means of anti-surge system

The paper outlines key technical and organizational issues related to the development, implementation, and operation of both stand-alone and DCS-integrated anti-surge control and protection systems. **Keywords:** centrifugal compressors, compressor anti-surge control and protection system, DCS integration.

**Kiryushin P.N.** ESD system: from risk to safety

The paper discusses the existing practices of emergency shutdown (ESD) system development at Russian sites. It offers an algorithm for practical application of GOST R IEC 61511 standard requirements in ESD systems for improving their functional safety. An integrated approach is offered to the design, implementation, and maintenance of complete safety loops from sensor level to actuators. **Keywords:** requirements to ESD system, safety lifecycle, safety integrity level, safety loop distribution, risk analysis.

**Pilipenko I.S., Kulikov V.N.** Developing energy efficient production system

The paper presents Energy Advisor and Plant Optimizer: the solutions for energy consumption monitoring, management, and optimization at industrial sites. Both are intended for plant's energy efficiency improvement. **Keywords:** energy management, monitoring, automation, regulatory control performance improvement, enterprise's energy balance, energy management system.

**Savos'kin V.V., Cherkashin M.V.** Technologies and Solutions for Vibration Monitoring and Health Diagnostics of Rotating Equipment

Technologies and solutions for vibration monitoring and health diagnostics of rotating equipment based on CSI Series equipment and AMS Suite software are presented. **Keywords:** vibration control, vibration monitoring, rotating equipment diagnostics, vibration diagnostics, automatic vibration diagnostics.

**Kozhevnikov A.A.** iOps Integrated Operations Center. Controlling dirty, dangerous, and distant industrial plants

The paper discusses the organization of present-day working process and the development of effective workspace for executing complex manufacturing, operational, and business tasks in industry. It focuses on the implementation of safe and protected remote workstations, collaborative workspace organization, overall enterprise time saving illustrated by the use of a corporate command center. **Keywords:** command center, operations center, remote location, emergency situation, critical solutions, integrated information environment.

**Isaev V.B.** Process control efficiency

Organizational and technical activities aimed at process control efficiency improvement are discussed. **Keywords:** process control efficiency, user requirements, capital and operational expenses, energy efficiency, reliability.

**Zavodin R.S.** Non-contact Solutions for Crushed Ore Classification and Flotation Process in Mining Industry

The paper examines the opportunity of advanced ore treatment and dressing process control using non-contact control solutions. Emerson offers innovative solutions for in-line material classification at crusher outlet as well as real-time flotation control. **Keywords:** automation, non-contact control, process control, flotation process automation.

**Giniyatov M.Yu.** Integrated Solution for Oil and Gas Production. Smart Field

The paper overviews the full range of state-of-the-art smart field technologies along with automation and data communication solutions for oil and gas production. These technologies and solutions improve operations efficiency, safety, and reliability and save operation costs. **Keywords:** smart field, oil and gas production, automation, efficiency, single information environment.

**Shavlovich Z.A.** Comprehensive Automation of Hydroelectric and Pumped-Storage Power Plants

The paper presents Emerson's approaches and solutions for comprehensive automation of hydroelectric (HPP) and pumped-storage power plants (PSP) based on its Russian Excellence Center in the field of hydraulic unit and power plant control. The application of these approaches and solutions results in control performance improvement and process optimization. **Keywords:** hydroelectric power plant, pumped-storage power plant, automation, water turbine control systems, optimization, benefits estimation.

**Parshin A.D., Kiryushin P.N.** Evolution Of ESD Systems: DeltaV SIS with Electronic Marshalling Technology

ESD systems with conventional design are compared with the ones based on electronic marshalling technology in terms of system reliability, extended diagnostic coverage, and reduced maintenance costs. **Keywords:** emergency automation, electronic marshalling, characterization module, centralized architecture, distributed architecture.

**Avtonomov Yu.N.** Fisher antisurge valves in compressor antisurge control and protection systems

Engineering peculiarities related to the design and manufacture of antisurge valves are discussed as well as the methodological approaches to their testing and tuning through the example of Fisher antisurge control valve. **Keywords:** antisurge valve, automated regulatory control and protection system for compressors.

**Tagirov D.N.** Pervasive Sensing Technology Based on Rosemount Instrumentation

The paper presents Pervasive Sensing Technology enabling wider insight into the process from both operations and business viewpoints. The data acquired from hundreds and thousands of sensors are aggregated to easily available and intelligible information resulting in higher safety, reliability and energy efficiency levels as well as other benefits critical for business competitiveness. The advantages of this approach were proven by many industrial applications including oil and gas, chemical, power engineering and mining. **Keywords:** pervasive sensing, competitiveness, wireless communication, measuring instruments, monitoring, steam traps, heat exchanger.

**Isaev V.B., Bashutin Yu.P., Tsygina S.A., Dudkin M.N.** Automation Systems for Tank Farms: Components, Architecture, Functions, and Features

Capabilities of Emerson process automation solutions for tank farms are described. Architecture of Rosemount Tank Gauging and METRAN GSUR-10 measurement systems are presented along with the list of their components including instruments, communications equipment, and software. **Keywords:** automation, tank farms, product measurement, operating costs, measurement systems.

**Pokidov V.M.** Turnaround Maintenance: Nightmare or Welcome Opportunity

Turnaround maintenance planned well in advance opens up wide opportunities for improving productivity, reliability, safety, equipment life, and faultless operation during the whole turnaround cycle as well as significant increase of cycle duration. This is a key opportunity for new technology implementations, equipment upgrade and replacement as well as improved overall productivity and profitability of the enterprise. **Keywords:** turnaround maintenance, predictive diagnostics, early detection of issues, advanced planning, reliability improvement, fail-safety, technical inspection and audit, maintenance cycle, cost-effectiveness.

#### Список основных сокращений, используемых в журнале "Автоматизация в промышленности"

АРМ – автоматизированное рабочее место  
 АСКУЭ – автоматизированная система контроля и учета энергоресурсов  
 АСУ – автоматизированная система управления  
 АСУП – АСУ производством  
 АСУТП – АСУ технологическими процессами  
 БД – база данных  
 ДП – диспетчерский пункт  
 ИВК – информационно-вычислительный комплекс  
 ИВС – информационно-вычислительная система  
 ИМ – исполнительный механизм  
 ИУ – исполнительное устройство  
 КП – контролируемый пункт  
 КТС – комплекс технических средств  
 ЛВС – локальная вычислительная сеть  
 МРВ – монитор реального времени  
 ОЗУ – оперативное запоминающее устройство  
 ОС – операционная система

ПАЗ – противоаварийная защита  
 ПЗУ – постоянное запоминающее устройство  
 ПИ регулятор – пропорционально-интегральный регулятор  
 ПИД регулятор – пропорционально-интегрально-дифференциальный регулятор  
 ПК – персональный компьютер  
 ПЛК – программируемый логический контроллер  
 ПО – программное обеспечение  
 ПТК – программно-технический комплекс  
 ПЭВМ – персональный ЭВМ  
 РВ – реальное время  
 РМВ – реальный масштаб времени  
 РСУ – распределенная система управления  
 САПР – система автоматизированного проектирования  
 СУБД – система управления БД  
 ТЗ – техническое задание

ТИ – телеизмерение  
 ТМ – телемеханика  
 ТП – технологический процесс  
 ТЭК – технико-экономический комплекс  
 ТЭП – технико-экономический показатель  
 УПД – устройство передачи данных  
 УСО – устройство связи с объектом  
 УСПД – устройства сбора и передачи данных  
 ЦДП – центральный ДП  
 ЧМИ – человеко-машинный интерфейс  
 ЭС – экспертная система



## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ РОССИИ ЗА СЧЕТ ПЕРЕДОВЫХ РЕШЕНИЙ В АВТОМАТИЗАЦИИ

Н.В. Шестаков, С.П. Мишин (Компания Эмерсон)

*Показано, что инновационная автоматизация помогает повысить конкурентоспособность промышленных предприятий. Для достижения успеха необходимо придерживаться экономически обоснованных программ развития автоматизации, избегать «кусочной» автоматизации, привлекать к реализации проектов экспертов, использовать опыт отечественных и зарубежных специалистов.*

*Ключевые слова: автоматизация, промышленность, оптимизация, проекты и сервис, экономический эффект, качество, затраты, производительность, надежность, энергоэффективность, безопасность, импортозамещение, локализация производства и инжиниринга.*

### Инновационная автоматизация — важнейший фактор успеха

За 15 лет XXI века цифровая и технологическая революция изменила не только способы общения, но и многие аспекты жизни и деятельности людей. Достаточно упомянуть, что за пять лет обучения студента появляется 40% новых профессий, которых не существовало на момент его поступления, а многие традиционные профессии исчезают, до неузнаваемости меняются целые отрасли.

Ключевые предприятия России — нефтегазовые, химические и нефтехимические, энергетические, транспортные, горно-обогатительные и металлургические не могут остаться в стороне от стремительно происходящих изменений, основная суть которых состоит в комплексной автоматизации и оптимизации ТП, изменении организации производства и способов взаимодействия сотрудников.

В сложные экономические времена необходимость в изменениях только нарастает — конкурентную борьбу выигрывают промышленные предприятия, работающие на уровне мировых стандартов технологической безопасности, качества, производительности, надежности, энергоэффективности. Как автоматизация помогает достижению этих стандартов на практике? Ответить на этот вопрос мы попытались в настоящем выпуске журнала «Автоматизация в промышленности».

Предложенные Вашему вниманию статьи опираются на глобальный опыт компании Эмерсон, которая вот уже 125 лет предоставляет продукты, услуги и решения, способствующие развитию многих отраслей промышленности. Компания тщательно анализирует опыт передовых внедрений более чем в 150 странах и опирается на коллектив, численность которого превысила 100 тыс. сотрудников. Уникальная линейка оборудования для автоматизации, производимая на 230 предприятиях по всему миру, позволяет самостоятельно реализовывать сложнейшие инновационные проекты. Особое внимание в журнале уделено успешной локализации в России за последнее 10-летие, в результате которой наш коллектив состоит из 1600 сотрудников, обеспечивающих высокий уровень импортозамещения и сервиса.

### Промышленный консалтинг и инжиниринг

Специфика отрасли и конкретного предприятия требует экономически обоснованной программы развития автоматизации. Для ее разработки необходим как многолетний опыт работы в отрасли, так и знание современных решений и оборудования автоматизации. Этими качествами обладают промышленные консультанты компании Эмерсон в России. Они возглавляют рабочие группы с участием как среднего уровня руководства предприятий, так и экспертов компании Эмерсон по отдельным направлениям (промышленная безопасность, надежность, энергоэффективность и т.д.), различным видам оборудования (контрольно-измерительные приборы, запорно-регулирующая арматура, приводы, системы управления различных уровней и т.п.), различным типам решений и сервиса.

Подобный комплексный подход позволяет избежать «кусочной» автоматизации. При разработке технико-экономического обоснования учитывается взаимовлияние различных целей автоматизации, которые могут противоречить друг другу, например, рост производительности может привести к снижению энергоэффективности и безопасности. Также оптимизируются затраты подбором целостной архитектуры решения, включающего все уровни от полевого оборудования до интеграции с финансовой системой предприятия. При этом учитывается как управление ТП, так и повышение эффективности работы сотрудников: операторов, технологов, энергетиков, инженеров по эксплуатации и диагностике оборудования, служб логистики, закупок и сбыта.

Для реализации вышеуказанного подхода в компании Эмерсон успешно функционирует подразделение исполнения проектов. В нем трудятся более 250 российских инженеров, которые внедряют системы автоматизации «под ключ» в основных отраслях промышленности на уровне мировых стандартов. Важную роль играют 19 кандидатов технических, химических, физико-математических наук, имеющих уникальный опыт адаптации инновационных технологий для решения специфических проблем российских предприятий, включая разработку специальных моделей оборудования. Важно отметить и обратную тенден-

цию — инновационные решения, созданные в России, и опыт, полученный на российских предприятиях, с успехом используются в мировом масштабе.

#### **Проекты, сервис и жизненный цикл**

Реализация программы развития автоматизации должна соотноситься с графиками строительства и плановых остановов технологических установок. Сертифицированные руководители проектов компании Эмерсон обеспечивают безопасное внедрение новых и модернизацию существующих систем автоматизации в срок и в рамках бюджета.

В крупных проектах важную роль играет раннее вовлечение экспертов по автоматизации, которые обеспечивают применение единых стандартов и интеграционных интерфейсов. Компания Эмерсон эффективно решает эту задачу, беря на себя функции генерального подрядчика по автоматизации. Для расширения данного подхода на несколько предприятий и проектов компания Эмерсон заключила корпоративные соглашения со многими крупнейшими компаниями.

При выборе оборудования и программных решений критически важно учитывать затраты всего жизненного цикла, поскольку срок выполнения проекта обычно составляет 2...5 лет, а срок эксплуатации — 20...40 лет. Стоимость владения снижается в разы для систем автоматизации с функциями самодиагностики, позволяющими эффективно спланировать сервисное обслуживание и повысить надежность.

Сервисные специалисты компании Эмерсон используют методы прогностической диагностики для обеспечения безотказности и планирования обслуживания и ремонта. Наилучший результат дает совместное использование on-line диагностики полевого оборудования, статистики отказов оборудования на данном предприятии, мировой статистики в данной отрасли и условиях эксплуатации.

При создании новых моделей оборудования и программного обеспечения основное внимание уделяется снижению эксплуатационных и сервисных затрат, гибкой перенастройке, позволяющей легко адаптироваться к технологическим изменениям и обеспечивающей эффективную модернизацию предприятия.

#### **Управление надежностью производства**

По данным консалтинговой компании Solomon Associates, занимающейся конкурентным анализом эффективности предприятий по всему миру, 25% лучших предприятий (первый квартиль) тратят в 2...4 раза меньше средств на техническое обслуживание и ремонт при эксплуатационной готовности 90...95% вместо 80...85% у худших предприятий (четвертый квартиль). Эксперты компании Эмерсон проводят оценку критичности различных единиц оборудования для ТП, внедряют решения для отдельных агрегатов и систему управления надежностью всего оборудования предприятия.

Периодическим осмотром можно своевременно предотвратить только 11% отказов оборудования, остальные 89% отказов — невозможно. Поэтому ключевым решением является установка контрольно-измерительных приборов для мониторинга состояния оборудования и отклонений ТП, а также специализированного ПО, способного непрерывно диагностировать состояние конкретного агрегата и прогнозировать отказы заранее, чтобы приобрести запасные части и спланировать визиты специалистов в наиболее удобное для производственного процесса время.

Компания Эмерсон внедряет типовые решения по диагностике, в том числе резервуаров, трубопроводов, печей и теплообменников, насосов, компрессоров, турбин и другого динамического оборудования, контрольно-измерительных приборов и клапанов. В среднем диагностика лишь вышеуказанных агрегатов позволяет избежать 3,5% времени простоя всего предприятия и сократить сервисные затраты на 25%.

#### **Управление энергоэффективностью производства**

Компания Эмерсон успешно работает на российском рынке с 1989 г., а первые поставки оборудования состоялись еще в 1935 г. В частности, для энергетической отрасли это позволило компании стать одним из ключевых поставщиков комплексных решений по автоматизации.

Опыт успешной автоматизации энергетики позволяет компании повышать энергоэффективность производственных процессов и в других отраслях, в том числе внедрять решения по оптимизации процессов сгорания и распределения нагрузки печей и котлов; мониторингу выбросов; оптимальному управлению турбокомпрессорным оборудованием; паровым коллектором; диагностике энергоэффективности теплообменников, состояния конденсатоотводчиков и предохранительных клапанов и т. д.

Кроме того, эксперты компании определяют целесообразность установки узлов учета энергоресурсов, определяют центры учета энергии и ответственный за них персонал. Единая система управления выработкой, распределением и потреблением энергоресурсов предприятия дает рядовым сотрудникам информацию, необходимую для оперативных действий, а руководителям всех уровней — для принятия организационных и технических решений, в т. ч. по модернизации оборудования.

#### **Управление промышленной безопасностью**

В состав компании Эмерсон в России входит подразделение, включающее экспертов и инженеров, которые выполняют аудит на соответствие требованиям промышленной безопасности, проектные работы и внедрение систем безопасности всех видов с учетом международных требований, требований законов и стандартов России и СНГ.



Компания самостоятельно производит всю линейку необходимого оборудования — от датчиков до исполнительных механизмов, сертифицированных для реализации контуров безопасности. На его базе внедряются «под ключ» системы противоаварийной защиты, контроля утечек газов и жидкостей, загазованности и возгорания, системы управления пожаротушением, системы оповещения и спасения персонала, системы защиты от избыточного давления и т. д.

*Шестаков Николай Вадимович — д-р техн. наук, проф., вице-президент по России и СНГ компании Эмерсон, Мишин Сергей Петрович — д-р техн. наук, директор департамента решений и сервиса компании Эмерсон.*

В предлагаемом Вашему вниманию выпуске журнала «Автоматизация в промышленности» более подробно освещены некоторые из вышеперечисленных тем, проиллюстрированные практическим опытом применений в России. Надеемся, что он будет полезен для профессионалов в области промышленной автоматизации. Разумеется, столь широкую тематику невозможно исчерпать в рамках одного выпуска, поэтому мы с удовольствием продолжим сотрудничество с журналом и его читателями.

## ПРОИЗВОДСТВО, НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ РАЗРАБОТКИ, ИНЖИНИРИНГ, КОНСАЛТИНГ И СЕРВИС В РОССИИ КАК ЗАЛОГ УСПЕШНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ АВТОМАТИЗАЦИИ ТП НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Компания Эмерсон

Выбирая партнера по автоматизации ТП, российские предприятия требуют полного комплекса услуг, производства продукции мирового качества на территории России, соблюдения всех норм и требований, наличия соответствующих сертификатов и разрешений, коротких сроков производства, близости офисов и сервисных центров компании к ключевым промышленным кластерам России, адаптации технологий под российские условия, наличия российских экспертов, исполнения этих требований компания Эмерсон уже более 10 лет проводит стратегию локализации бизнеса, важнейшим шагом которой стало открытие нового собственного офисно-производственного комплекса Метран в г. Челябинске в июне 2015 г. Большинство представленных в данном выпуске журнала технологий, решений и услуг производятся в Промышленной Группе «Метран» и обеспечиваются сотрудниками компании в г. Челябинске.

Ключевые слова: российский производитель, мировое качество, локализация, исследования, разработки.

### Промышленная Группа «Метран». Сделано в России

Промышленная Группа «Метран», основанная в 1992 г., является российским производителем, выпускающим все три основных вида оборудования для автоматизации ТП в промышленности: средства измерений и автоматизации, системы управления и регулирующее оборудование. К средствам измерения, производимым в ПК «Метран», относятся датчики давления и температуры, в том числе беспроводные, датчики измерения уровня и расхода по перепаду давления, расходомеры. Для их поверки и калибровки на предприятиях разработано и производится метрологическое оборудование. Системы управления представлены системами PCU, SCADA, системами вибродиагностики, средствами оптимизации активов. Регулирующее оборудование включает клапаны и регуляторы различных типов. В ПК «Метран» производятся как продукция под российским брендом Метран, так и продукция известных международных брендов компании Эмерсон, такие как Rosemount, Fisher, Tartarini, DeltaV, Ovation. Метран осуществляет полный комплекс работ: разработку, проектирование, производство, продажу, техническую поддержку и сервисное обслуживание.

Кропотливая работа по расширению линейки производимой продукции и оказываемых услуг не останавливается ни на день, в конце февраля 2016 г. была открыта новая высокоточная автоматизированная поверочная установка

для расходомеров, обладающая высокой пропускной способностью и полностью соответствующая требованиям к вторичным эталонам. В ближайших планах - открытие производства вибрационных вилок и радарных уровнемеров. Разрабатываются планы открытия российского производства электромагнитных, вихревых, ультразвуковых и кориолисовых расходомеров.

Одно из главных преимуществ локализации — это сокращение сроков изготовления и поставки оборудования. Дополнительно для всех предприятий СНГ есть уникальная возможность воспользоваться программой «Приоритетное изготовление», которая позволяет сократить срок изготовления наиболее востребованных и универсальных моделей, производимых на заводе «Метран» датчиков давления и температуры, до 5 дней. Программа сокращения сроков поставки существует и для регулирующего оборудования, производимого в ПК «Метран».

### Мировое качество

Для производства продукции мирового качества завод «Метран» укомплектован самым современным оборудованием, на производстве используются современные технологии, совершенно идентичные применяемым в компании Эмерсон по всему миру. Выпускаемая продукция проходит испытания на герметичность, прочность, испытание по классу утечки, проверку низкими температурами и т.п.

На производстве применяются различные инструменты качества: система «Красный свет», которая сигнализирует о несоответствиях и помогает системно и комплексно решать возникшую проблему; принципы бережливого производства LEAN, оптимизирующие использование ресурсов на производстве; принцип FIFO, который работает на повышение производительности; внедрен принцип Kanban для запуска изделий в производство в зависимости от текущих заказов.

Система менеджмента качества (СМК) Промышленной Группы "Метран" была сертифицирована еще в 2000 г. и с тех пор успешно подтверждает этот статус. Политика качества формулируется просто: "Заказчик - главное действующее лицо в нашем бизнесе. Качество - это обязанность каждого сотрудника. Мы используем процессы постоянного улучшения во всем, что делаем". Для оценки результативности функционирования системы менеджмента качества и в соответствии с требованиями стандарта ИСО 9001 регулярно, по графику, во всех подразделениях проводятся внутренние аудиты системы менеджмента качества. Это позволяет не только фиксировать соответствие СМК требованиям стандарта ИСО, но и добиваться общей работы, нацеленной на результат. ПГ «Метран» удостоена награды Эмерсон STAR Safety Award как самое безопасное предприятие среди других бизнесов, входящих в состав компании, в категории численностью свыше 500 человек. Производство клапанов и регуляторов в ПГ "Метран" имеет награду «5 лет безаварийного производства».

В итоге этих и многих других мероприятий процент выхода приборов с конвейерных линий самого большого производства в Метране - производства датчиков давления с браком на данный момент составляет 244 на 1 млн. в год (0,0224%), что является лучшим показателем Эмерсон в Европе.

### Исследования и разработки в России

Политика компании такова, что разработке новых продуктов и технологий уделяется большое внимание. В России находятся два исследовательских инженерных подразделения: Глобальный Инженерный Центр (ГИЦ) в г. Челябинске и Экспертный центр по энергетике в Санкт-Петербурге. ГИЦ на базе ПГ «Метран» представляет собой одно из наиболее значительных исследовательских подразделений компании, в нем работают более 100 человек. ГИЦ не только разрабатывает и адаптирует приборы для России и СНГ, но и участвует в разработках глобальных продуктов для всего мира. Разработка локальных продуктов отражена в присутствии на рынке таких продуктов, как датчики давления Метран-150, Метран-150 АС, датчики температуры Метран-2000, расходомеры Метран-305.

Самый последний проект — это разработка и запуск в производство погружного малогабаритного датчика давления Rosemount 520, предназначенного для измерения уровня балластной воды и топлива в танкерах для применения по всему миру, в первую очередь на рынках Норвегии, Дании и Великобритании.

Ставшая известной на весь мир система электронных выносных сенсоров Rosemount 3051S также была разработана челябинским ГИЦ. Она позволяет устранить проблемы измерения уровня жидкости в высоких резервуарах на открытом воздухе, с которыми постоянно сталкиваются заказчики, работающие в нефтегазовой, нефтехимической и нефтеперерабатывающей отраслях, и упростить монтаж системы измерения уровня.

Адаптация мировых технологий под российские условия также является задачей ГИЦ. Яркий пример - низкотемпературные датчики давления и температуры. Это единственные в мире преобразователи, работающие при температуре до -55 и -60°С. Благодаря уникальной разработке компании могут повысить безопасность и эффективность производственных объектов, работающих в условиях экстремально низких температур.

### Сотрудничество с Высшей школой

Особо стоит отметить сотрудничество Метрана с высшей школой - Южно-Уральским государственным университетом. В вузе готовят специалистов для приборостроительной отрасли, и многие студенты профильных кафедр находят работу мечты в Метране. Важную роль играет практика интернатуры для студентов ЮУрГУ, внедренная с 2011 г. Ежегодно 15...20 студентов 3 и 4 курсов принимаются на стажировку в качестве инженеров-стажеров, лучшие из них принимаются на работу. Сотрудники компании читают лекции, проводят практические занятия в вузе на базе современной лаборатории средств и систем измерений. Действует система ежегодной выдачи грантов талантливым студентам и молодым ученым за разработку тем по профилю компании.

### Перспектива

В ближайшие 10 лет компания планирует увеличить штат до 1600 человек. Сегодня российское предприятие Эмерсон — это новый современный завод с инновационным оборудованием, расположившийся на площади в 29 тыс. м<sup>2</sup>. Вторая очередь строительства позволит расширить здание до 47 тыс. м<sup>2</sup>. Площади нового здания рассчитаны на увеличение объемов действующего производства, а кроме того, на размещение еще целого ряда новых линий для производства продукции, которая сегодня еще не выпускается в России.

«Новый завод — пример развития современного российского приборостроения. Это инновационное, экологически безопасное производство, на котором разрабатывается и изготавливается оборудование для всех отраслей промышленности. Впрочем, лучше один раз увидеть, чем 100 раз услышать. Приглашаю вас посетить новый завод «Метран» и посмотреть, как организовано производство, на котором используется новейшее оборудование и управленческие стратегии, соответствующие мировым стандартам», — Александр Глазырин, генеральный директор «ПГ «Метран».

*Для организации рабочего визита в Промышленную Группу «Метран» вы можете обратиться к представителю компании в вашем регионе.*





## РЕШЕНИЯ И ПОДХОДЫ КОМПАНИИ ЭМЕРСОН К УСОВЕРШЕНСТВОВАННОМУ УПРАВЛЕНИЮ ТП

В.Н. Куликов (Компания Эмерсон)

*Изложены подходы и решения компании Эмерсон в области технологий усовершенствованного управления, которые позволяют получить экономический эффект за счет повышения качества управления и оптимизации ТП.*

*Ключевые слова: автоматизация, усовершенствованное управление, повышение качества регулирования, оптимизация, оценка экономического эффекта.*

### Усовершенствованное управление — цели и задачи

Усовершенствованное управление ТП (Advanced Process Control, APC) — это совокупность современных технологий в области автоматизации, позволяющих получать экономический эффект от внедрения современных цифровых систем управления за счет максимального использования их технических возможностей при сравнительно небольших вложениях.

Системы усовершенствованного управления технологическими процессами (СУУТП) включают множество технических решений за пределами стандартных схем регулирования, которые решают две смежные и взаимосвязанные задачи [1]: повышение качества управления ТП с целью достижения заданных значений параметров процесса или соблюдения регламентированных ограничений, и оптимизация ТП.

В нормальном режиме ТП оперативный персонал осуществляет управление таким образом, чтобы, с одной стороны, обеспечить безопасность и соблюдение технологических ограничений, с другой, — добиться получения заданного количества продукции с регламентными показателями качества. Операторы контролируют параметры ТП, измеряемые приборами КИП (температура, давление, расход и уровень фаз), устанавливают задания контуров регулирования (например, расхода) и значения параметров, регулируемых в ручном режиме (например, положение клапана байпаса). Как правило, операторы следят за показателями качества продукции по данным лабораторного контроля, которые измеряются вручную с интервалом от нескольких часов до суток и выше. Успешное решение поставленных задач во многом определяется знаниями и опытом операторов. Нередко, чтобы не допустить нарушения спецификации продукта или технологических ограничений, операторы допускают существенный запас по качеству продукции относительно заданной спецификации. Это обеспечивает требуемое качество и снижает вероятность брака, но достигается обычно за счет уменьшения выхода продукции, роста потерь или повышенной затраты энергии. Операторы неохотно идут на сокращение запаса по качеству и чувствуют себя неуверенно в ситу-

ации, когда по указанию диспетчера они должны одновременно обеспечивать заданные качество и выход продукции, что требует непрерывного поиска оптимального режима процесса. Ситуацию усложняет то, что по мере модернизации предприятий руководство требует повышения эффективности работы операторов, с тем, чтобы каждый оператор отслеживал все большее число параметров; между тем смена поколений на заводах ведет к замещению опытных операторов новичками, которые не обладают достаточной квалификацией для решения поставленных задач.

Системы усовершенствованного управления призваны помочь оперативному персоналу решать эти задачи, рассчитывая оптимальный режим процесса и выполняя управляющие воздействия, необходимые для его поддержания. Разгружая оператора от рутинной работы, они позволяют ему сосредоточиться на других задачах, которые не могут быть выполнены без его участия.

Основной эффект от систем усовершенствованного управления на уровне предприятия возникает от непрерывной оптимизации работы установок. Благодаря непрерывной корректировке технологического режима в сторону заданных целей оптимизации и контролю ограничений режим работы установки приближается к наилучшему настолько, насколько это возможно, что дает ежедневный экономический эффект. Так, при внедрении СУУТП на установке первичной переработки нефти система непрерывно рассчитывает, насколько можно повысить выход легких нефтепродуктов и при наличии такой возможности увеличивает их выход, стремясь приблизиться к регламентному ограничению качества продукции, но не нарушить его. За счет этого возникает измеряемый экономический эффект в виде дополнительного объема легких нефтепродуктов, получаемых из сырой нефти.

Практика внедрения подобных систем позволяет ориентировочно оценить эффективность реализации систем усовершенствованного управления на различных ТП. Так, по опыту компании Эмерсон, применение СУУТП в нефтепереработке позволяет увеличить степень или глубину отбора светлых нефтепродуктов

на величину 0,1...0,8%. В процессах ректификации возможно либо снизить расход энергоресурсов на величину 2...10%, либо увеличить выход более ценного продукта на величину 0,5...5%. Применение СУУТП на печах или котлах за счет оптимизации процесса горения позволяет снизить расходы топлива на величину 0,5...2%. Потенциальный экономический эффект от внедрения СУУТП на каждой установке индивидуален и зависит как от особенностей ТП, так и от организации работы и опыта операторов. В среднем, по данным различных источников, окупаемость СУУТП варьируется от полугода до полутора лет [2].

### Технологии встроенного усовершенствованного управления в АСУТП DeltaV

#### Архитектурное решение

К усовершенствованному управлению относят множество технических решений, но чаще всего этот термин применяют к технологии многопараметрического управления с прогнозирующей моделью (Model Predictive Control, MPC). В настоящее время общепринятой в промышленности является технология MPC на основе линейных моделей процесса с линейным или квадратичным критерием оптимизации.

Компания Эмерсон разработала и реализует технологию усовершенствованного управления на программно-технической базе современной АСУТП DeltaV.

СУУТП компании Эмерсон состоит из функциональных модулей усовершенствованного управления, которые выполняются в программно-технических средствах АСУТП DeltaV и осуществляют непосредственное автоматическое управление и оптимизацию ТП и приложений инженерного и операторского интерфейса, предназначенных для конфигурирования и операторского управления (рис. 1).

Алгоритмы усовершенствованного управления реализованы внутри функциональных модулей DeltaV на языке диаграмм библиотечных блоков. Функциональные модули усовершенствованного управления в составе СУУТП включают модули:

- многопараметрических регуляторов с прогнозирующей моделью и встроенным оптимизатором;
- виртуальных анализаторов показателей качества;
- связи, расчета ключевых показателей эффективности (КПЭ) системы, улучшенных алгоритмов регулирования (Advanced Regulatory Control) и т. д.

#### Многопараметрические регуляторы

Важнейшим функциональным блоком усовершенствованного управления является блок многопараметрического регулятора с прогнозирующей моделью, существующий в двух вариантах: блок регулятора MPC-PRO (для работы в контроллере DeltaV вер. 8 и выше) и блок регулятора-координатора MPC-PLUS (для работы на рабочей станции DeltaV вер. 12 и выше).

Функциональный блок MPC-PRO/MPC-PLUS содержит математическую модель процесса в виде матрицы откликов входных параметров регулятора

(управляемых переменных CV, переменных ограничений LV) на ступенчатые изменения выходных параметров (регулируемых переменных MV) и возмущений (DV), которые представлены в виде модели конечного отклика во времени (Finite Impulse Response, FIR) или передаточных функций звеньев 1- и 2-го порядка с запаздыванием. Предельная размерность матрицы — до 80 параметров входа и 40 параметров выхода, но на практике число выходов обычно не превышает 10...15 ед.

На основании модели функциональный блок MPC-PRO/MPC-PLUS вычисляет прогноз поведения процесса на горизонте прогнозирования и осуществляет расчет такого управляющего воздействия, которое обеспечит достижение целей управления и оптимизации.

Оптимизатор реального времени встроен в функциональный блок MPC-PRO/MPC-PLUS и работает совместно с многопараметрическим регулятором. Оптимизатор рассчитывает стационарную точку оптимума, а многопараметрический регулятор рассчитывает план управляющих воздействий для достижения указанной точки оптимума на горизонте прогнозирования. Цели оптимизации определяются заданным критерием оптимальности, который принимает форму взвешенной суммы факторов и может учитывать как технологические, так и экономические показатели. Блок учитывает заданные ограничения и стремится найти точку оптимума, удовлетворяющую всем ограничениям; если это одновременно невозможно, допускается нарушение ограничений, имеющих наименьший приоритет.

Скорость достижения точки оптимума определяется коэффициентами настройки регулятора (Penalty on Move и Penalty on Error), значения которых, как и в случае ПИД-регуляторов, являются компромиссом между требованиями робастности, скорости регулирования и компенсации возмущений.

Блок компенсирует измеряемые возмущения по модели, а неизмеряемые возмущения — за счет обратной связи.

Управляющие воздействия вычисляются непрерывно с частотой сканирования модуля, которая варьируется от 1 раза в секунду для быстрых регуляторов малого размера до 1 раза в несколько минут для многопараметрических регуляторов инерционных аппаратов с горизонтом прогнозирования в несколько часов.

Блок MPC-PRO применяется для задач прогнозирования и оптимального управления технологическими аппаратами малой и средней размерности. Функциональные модули, содержащие этот блок, как правило, выполняются в контроллере DeltaV. Блок MPC-PLUS преимущественно предназначен для больших и нелинейных задач и выполняется на рабочей станции Приложений DeltaV, имеющей большие вычислительные возможности. При построении СУУТП установки модули многопараметрических регуляторов могут объединяться друг с другом в каскад



многопараметрических регуляторов, учитывать ограничения, общие для всех модулей или обусловленные действиями параллельно выполняющихся модулей. Это позволяет строить многоуровневую СУУТП, которая сможет решать задачи, начиная от управления отдельным аппаратом до координации режима всей установки с возможностью дальнейшей интеграции с системами более высокого уровня.

### Виртуальные анализаторы показателей качества

Виртуальные анализаторы предназначены для оценки показателей качества продуктов по математическим моделям и реализуются в виде функциональных модулей DeltaV, содержащих уравнения регрессий, эмпирических зависимостей или физико-химических моделей, а также специальные функциональные блоки, базирующиеся на теории нейронных сетей (NN) и позволяющие идентифицировать неявные и нелинейные зависимости. Тип модели виртуальных анализаторов определяется на этапе проектирования для каждого виртуального анализатора по отдельности.

Функциональные модули виртуальных анализаторов поддерживают обновление моделей по сигналам поточных анализаторов или данных лабораторного контроля

*Творчество - это вечный поиск и вечное усовершенствование.*

Ремейк по фразе Н. Бондарева

в автоматическом режиме, которое, как правило, осуществляется путем корректировки коэффициента смещения. При одновременном наличии данных лабораторного контроля и поточных анализаторов может осуществляться перекрестный контроль достоверности данных поточных анализаторов и данных лабораторного контроля.

Диагностика состояния СУУТП (контроль коммуникации, статус сигналов измерений) осуществляется собственными функциями АСУТП DeltaV. Специальные функциональные модули контроля состояния параметров предназначены для идентификации проблем, не отображаемых средствами диагностики ПТК и статусами сигнала.

Для конфигурирования и работы с СУУТП применяются приложения ПТК DeltaV.

- Проводник DeltaV используется для управления конфигурацией СУУТП, создания новых функциональных модулей, передачу функциональных модулей на выполнение на рабочие станции, вызова других приложений СУУТП.

- Студия управления используется для конфигурирования и реализации алгоритмов управления в функциональных модулях СУУТП.

- DeltaV PredictPro является основным инженерным приложением конфигурирования блоков многопараметрических регуляторов MPC-PRO/MPC-PLUS и выполняет функции автоматизированного пошагового тестирования, идентификации моделей, настройки и генерации многопараметрического регулятора. Идентификация моделей выполняется по результатам тестирования на основе собранных исторических данных.

- Для СУУТП разрабатываются специальные экраны операторского интерфейса АСУТП в среде DeltaV Operate.

Система усовершенствованного управления DeltaV использует рабочие станции, программное обеспечение и внутренние интерфейсы связи ПТК DeltaV.

Реализация СУУТП на существующей АСУТП DeltaV позволяет исключить закупку

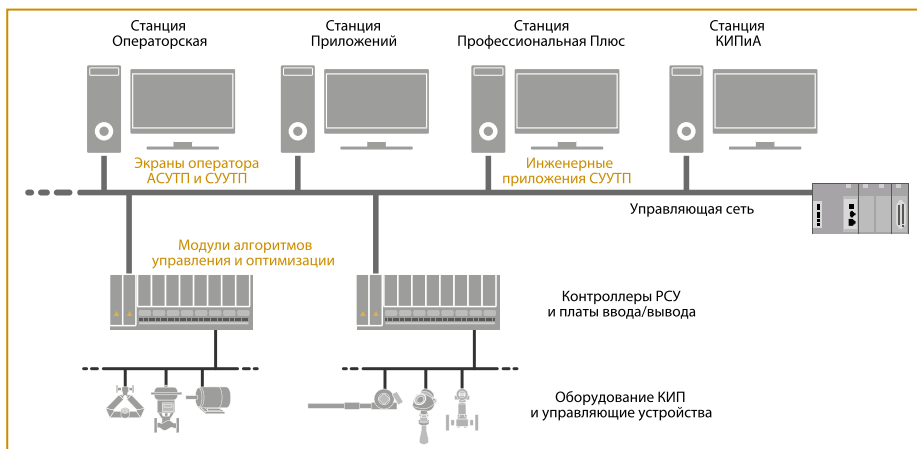


Рис. 1. Архитектура СУУТП DeltaV

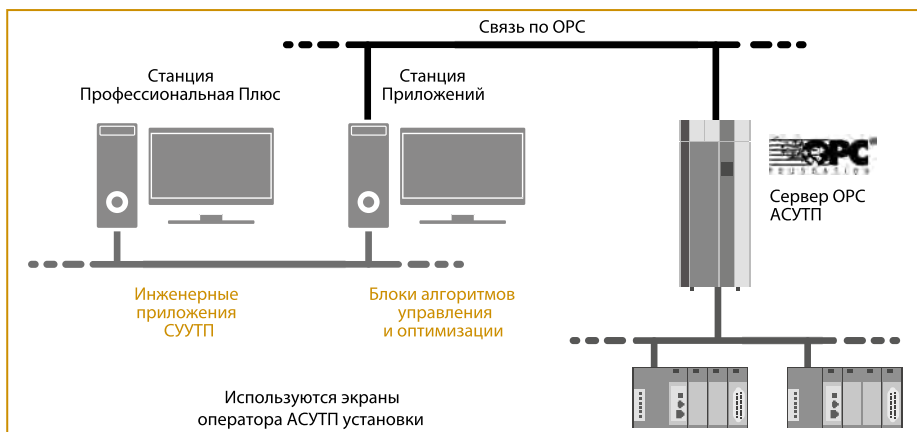


Рис. 2. Архитектура СУУТП на АСУТП другого производителя

дополнительного оборудования, лицензий ПО (необходимо только расширение лицензий на блоки MPC) и выполнение работ по интеграции с АСУТП.

При реализации СУУТП над существующей АСУТП другого производителя она ставится на выделенных рабочих станциях ПТК DeltaV в минимальной конфигурации и интегрируется с АСУТП средствами открытого протокола передачи данных OPC.

#### Особенности выполнения проектов СУУТП

Усовершенствованное управление находится «на стыке» автоматизации и технологии. Успешность проектов внедрения усовершенствованного управления в большей степени, чем в традиционных проектах АСУТП является результатом совместной работы специалистов компании Эмерсон и сотрудников структурных подразделений предприятия.

На период реализации проекта формируется рабочая группа, включающая специалиста-технолога (начальника установки, начальника смены) и специалистов по АСУТП. Участие технолога необходимо на всех этапах проекта и позволяет учесть в проекте особенности ТП, задачи управления, показатели качества, регламентные и технологические ограничения. Специалисты по АСУТП также участвуют на всех этапах проекта и принимают участие в интеграции СУУТП с существующей АСУТП, отладке базового уровня управления, настройке регуляторов, внедрении экранов оператора СУУТП, обучении операторов новым средствам управления. Часть задач решается с привлечением персонала лаборатории и производственного отдела. Взаимодействие подразделений предприятия и специалистов компании Эмерсон описывается в программах работ.

Реализация СУУТП проходит в несколько этапов, которые имеют существенные отличия по содержанию от проектов АСУТП.

Первоочередным этапом перед внедрением СУУТП является предварительное обследование установки. Обследование включает ознакомление с технологической документацией, архитектурой АСУТП установки, интервью с технологическим персоналом и персоналом АСУТП, сбор данных по истории процесса и данным лабораторного контроля. Целью этого обследования является выработка основных проектных решений по архитектуре, определение целей и задач управления, ключевых показателей качества продуктов, идентификация проблем и факторов, которые могут ограничивать возможности и качество работы СУУТП, и выработка рекомендаций по их устранению. С разрешения персонала установки могут быть проведены пробные пошаговые тесты, что позволит еще на этапе проектирования увидеть отклики ТП и поможет формированию структуры многопараметрических регуляторов. Отчет по обследованию включает оценку состояния АСУТП установки и условий для внедрения СУУТП, средств КИП, клапанов и управляющих устройств, наличия и качества

работы поточных анализаторов, наличия и полноты архива истории процесса и данных лабораторного контроля. Производится оценка качества работы контуров регулирования и их настройка. На этом же этапе проводится предпроектная оценка экономического эффекта от внедрения СУУТП.

Выполнение или невыполнение рекомендаций, сформулированных в отчете, является решением предприятия и обычно влияет не на саму возможность реализации СУУТП, а на архитектуру регуляторов, достижимые возможности и потенциал оптимизации.

Проектирование СУУТП следует за этапом предварительного обследования и включает определение архитектуры системы, структуры многопараметрических регуляторов и их параметров, перечня виртуальных анализаторов, настроек оптимизатора, вспомогательных модулей, а также проектные решения по интеграции с АСУТП, если она необходима.

Важнейшим этапом проекта является пошаговое тестирование ТП. Целью тестирования является определение точных математических моделей откликов параметров процесса на единичные управляющие воздействия и возмущения. Тестирование проводится на действующей установке, находящейся в нормальном режиме, по подготовленной и утвержденной предприятием программе тестирования. По каждому аппарату и каждому параметру в программе указывается амплитуда и продолжительность шага тестирования (управляющего воздействия или возмущения), число шагов, а также требования к выполнению дополнительных лабораторных анализов в период тестирования. Тестирование процесса может проводиться автоматизированно с использованием возможностей ПО DeltaV PredictPro, но чаще технологический персонал выполняет тестирование вручную.

На основании данных, собранных при тестировании, с помощью алгоритмов идентификации определяется матрица моделей многопараметрического регулятора, которая проверяется на контрольном наборе данных. Модели виртуальных анализаторов показателей качества идентифицируются по архиву истории процесса и лабораторных измерений и подтверждаются с использованием дополнительных анализов, собранных в период пошагового тестирования.

Существует практика проведения первичной идентификации и проверки математических моделей СУУТП на моделях высокой точности, разработанных в специализированном ПО моделирования (HYSYS, Petro-SIM). Это требует дополнительного времени на разработку такой модели и обычно не приводит к сокращению продолжительности проекта в целом, но в некоторых случаях позволяет сократить продолжительность тестирования.

Перед этапом пусконаладочных работ СУУТП могут быть предусмотрены модельные испытания, в ходе которых моделируется работа многопараметрических регуляторов, виртуальных анализаторов и отклик объекта управления.



Пусконаладочные работы (ПНР) производятся на площадке после завершения разработки конфигурации СУУТП и моделей. Если СУУТП внедряется на установке под управлением АСУТП DeltaV, многопараметрические регуляторы и виртуальные анализаторы могут быть сразу же загружены в контроллеры или рабочие станции. Если на установке функционирует АСУТП других производителей, необходимым первоочередным этапом ПНР является интеграция СУУТП и АСУТП, проверка коммуникации и алгоритмов действий СУУТП при отказе связи.

Многопараметрические регуляторы вводятся в работу поэтапно, один за другим. В каскадных схемах СУУТП подчиненные регуляторы каскада вводятся в работу первыми. При первых пусках проверяется адекватность модели и управляющих воздействий, а степень свободы регулятора жестко ограничивается. В дальнейшем пределы ограничений регулятора постепенно расширяются до пределов диапазона штатного режима работы СУУТП, предусмотренных проектом. В период ПНР корректируются коэффициенты математических моделей, параметры настройки и оптимизации, могут быть введены дополнительные ограничения или возмущения, если необходимо, отрабатываются замечания операторов и технологов для достижения требуемого качества управления. Все изменения относительно проектных решений отражаются в финальной проектной документации.

Многопараметрические регуляторы принимаются в опытную эксплуатацию после определенного периода (1...2 недели) круглосуточной работы в период ПНР под наблюдением специалистов разработчика. По результатам опытной эксплуатации, отработки замечаний и прохождения приемочных испытаний СУУТП принимается в промышленную эксплуатацию.

#### Экономический эффект от внедрения СУУТП

В отличие от базовой автоматизации, целью внедрения СУУТП является получение экономического эффекта от оптимизации ТП. Для его подтверждения выполняется предпроектная и послепроектная оценки экономического эффекта, которые осуществляются по различным методикам.

Предпроектная оценка экономического эффекта предназначена для прогноза ожидаемых результатов внедрения СУУТП и осуществляется до начала работ по проекту, как правило, в период обследования установки. В некоторых случаях такая работа проводится еще на этапе подготовки технико-коммерческого предложения.

Для осуществления оценки на этапе обследования определяются цели оптимизации, целевые показатели и ограничения. Так, для установки первичной переработки нефти оптимизация будет производиться в отношении выхода более ценных легких нефтепродуктов и оптимизируемых целевых фракций, например, тяжелого бензина, в атмосферном блоке, выхода вакуумного дизельного топлива и газойля в вакуум-

ном блоке и потребления энергии на печах. Для оценки используются измерения расходов продуктовых фракций и топлива. Потенциал оптимизации ограничен требованиями спецификации качества продукции, которые измеряются лабораторными анализами и обычно представлены в виде ограничений по фракционному составу: температура начала и конца кипения для бензинов, точка 95% выкипания для дизельного топлива и вакуумных фракций.

Методика предпроектной оценки экономического эффекта основана на определении отклонения параметров процесса от заданных спецификаций качества продукции — запаса по качеству, и возможного сокращения этого запаса, позволяющего оптимизировать процесс без нарушения ограничений. Производится статистический анализ данных истории процесса и лабораторного контроля за 3...6 мес. нормальной работы установки, обычно отдельно для летнего и зимнего периода, расчет средней величины, среднеквадратичного отклонения (СКО) от среднего и от спецификации по каждому из показателей. СКО относительно среднего является мерой качества управления процессом, чем ниже это значение, тем лучше управление. СКО относительно спецификации по качеству является мерой максимального потенциала оптимизации.

Практически достижимый потенциал оптимизации будет всегда меньше максимально возможного. Для его определения можно воспользоваться одним из нескольких распространенных методов [3]. Например, метод «лучшего оператора» основан на том, что качество управления процессом с помощью СУУТП не хуже, чем качество работы квалифицированного оператора при тех же условиях, что позволяет постоянно вести процесс в наилучшем из режимов, ранее достигнутых квалифицированным оператором. Экономический эффект рассчитывается по разнице параметров наилучшего режима и их средних значений за рассматриваемый период через корреляцию с выходом целевой продукции, энергозатратами или другими показателями, по которым ведется оптимизация.

Метод «лучшего оператора» дает консервативную оценку потенциала оптимизации. Другие методы основаны на оценке достигаемого сокращения СКО в результате внедрения СУУТП и смещения прогнозируемого значения показателя качества ближе к пределам спецификации на соответствующую величину. Если СКО относительно спецификации меньше, чем СКО относительно среднего, то потенциал оптимизации ограничен низким запасом по качеству, и для оценки предпочтительно воспользоваться методом «процента выхода за ограничение», при котором при работающей СУУТП достигаемое значение показателя качества обеспечит нарушение ограничения не чаще, чем достигнутое ранее операторами. Если СКО относительно спецификации выше, чем СКО относительно среднего, это говорит о наличии неиспользуемого потенциала оптимизации даже при текущем качестве управления, который можно добавить

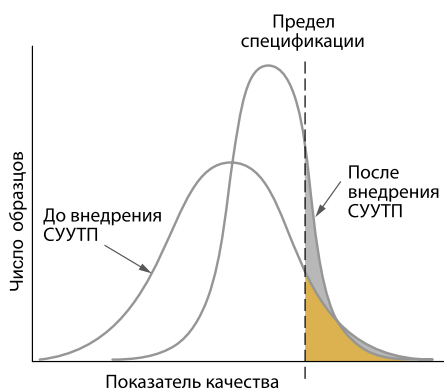


Рис. 3. Методы оценки потенциала оптимизации

к потенциалу, возникающему за счет сокращения запаса по качеству (рис. 3).

«Шум» датчиков, проблемы с клапанами, плохо настроенные контуры ПИД-регулирования сокращают потенциал оптимизации, не позволяя сократить колебательность и СКО по показателям качества. Поэтому важно иметь хорошо функционирующий уровень базовой автоматизации при внедрении СУУТП. Не менее важна точность лабораторного контроля: точность ведения процесса с использованием СУУТП и СКО по показателям качества, измеряемым лабораторией, не может быть выше точности лабораторных измерений.

Послепроектная оценка проводится в период завершения проекта СУУТП и подтверждает получение экономического эффекта. В ней используется другая методика, основанная на сравнении данных контрольного периода до внедрения СУУТП и периода опытной эксплуатации СУУТП, выбранных так, чтобы условия работы установки были по возможности одинаковыми. Это позволяет рассчитать практически полученный экономический эффект на реальных данных по оптимизируемым показателям, таким как выход более ценных продуктов или потребление энергии.

На практике условия и режимы работы установки нередко меняются, и для подтверждения экономического эффекта необходимо вводить корректировки. Так, при изменении производительности установки необходим пересчет полученного экономического эффекта на новый расход сырья через удельные величины. В более сложных случаях, например, при изменении состава сырья, подаваемого на установку первичной переработки нефти, или спецификации целевых продуктов, необходимо разработать и утвердить методику корректировки. В приведенном примере корректировка осуществляется через вычисление теоретического выхода нефтепродуктов по кривой истинных температур кипения (ИТК) и сравнение выхода целевой продукции относительно теоретически возможного при разных составах нефти.

Методика расчета экономического эффекта с необходимыми корректировками на состав сырья, изменение спецификации и другие внешние факторы раз-

**Куликов Вячеслав Николаевич** – Dr.-Ing, руководитель группы высокотехнологичных решений компании Эмерсон.

Контактный телефон (495) 995-95-59, доб. 502.

E-mail: Viacheslav.Kulikov@emerson.com

рабатывается и утверждается на этапе проектирования СУУТП.

### Сопровождение СУУТП

Системы усовершенствованного управления показывают тем более высокое качество работы, чем ближе модель к реальному ТП. С течением времени вследствие старения оборудования, ремонтов, модернизации установки ТП меняет свои характеристики, модель начинает отклоняться от процесса, и характеристики управления ухудшаются. Поэтому для поддержания постоянного экономического эффекта от СУУТП важна поддержка и актуализация моделей. СУУТП компании Эмерсон предоставляет открытые инструменты для решения этих задач.

Компания Эмерсон предлагает двухуровневую техническую поддержку:

- ежедневная техническая поддержка, контроль качества работы СУУТП и внесение небольших корректировок, которая может осуществляться сотрудниками предприятия, прошедшими обучение по технологиям усовершенствованного управления;

- расширенная техническая поддержка, подразумевающая детальную проверку качества моделей, их корректировку и настройку, которая осуществляется специалистами компании Эмерсон с определенной периодичностью (например, один раз в год).

### Заключение

Системы усовершенствованного управления являются перспективным направлением развития автоматизации, позволяющим получать экономический эффект за счет оптимизации ТП. Компания Эмерсон предлагает СУУТП на базе технологий, встроенных в АСУТП DeltaV и обеспечивает полную реализацию проекта от предварительного обследования и проектирования до послепроектного подтверждения экономического эффекта.

Многочисленные примеры успешных внедрений СУУТП как во всем мире, так и в России, приводят к значительному росту интереса к СУУТП со стороны предприятий, стремящихся повысить эффективность производства путем внедрения новых технологий. Сегодня многие предприятия России и СНГ либо уже реализуют программы внедрения СУУТП, либо рассматривают возможность их реализации на своих технологических объектах.

### Список литературы

1. Blewins T., McMillan G., Wojsnis W., Brown M. Advanced Control Unleashed. McGraw-Hill. 2003.
2. Оптимизация управления технологическими процессами на заводе по производству этанола // Control Engineering Россия. 2014, №3 (51). с. 90-91.
3. Latour P.L., Sharpe J.H., Delaney M.C. Estimating benefits from Advanced Control // ISA Transactions, Vol. 25. No. 4. 1986. p. 13-21.

**СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ DeltaV – ОТ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССАМИ К ОБУЧЕНИЮ ОПЕРАТОРОВ****Е.Ю. Крейдлин (Компания Эмерсон)**

*Рассматривается один из аспектов применения цифровой АСУТП DeltaV компании Эмерсон – построение эффективного решения для обучения операторов технологических производств, оборудованных данной АСУТП.*

*Ключевые слова: обучение операторов, компьютерный тренажер, АСУТП, технологический процесс, динамическая модель.*

Ошибки оператора являются второй по распространенности и самой дорогой причиной различных аварий на предприятии. Из-за них возникают и прямые, и косвенные потери (дополнительные затраты энергоресурсов, износ оборудования и т.д.), увеличивается число аварийных остановов, снижается межремонтный цикл установок. Согласно статистике Американского института нефти (API), на типовой НПЗ приходится 1,67 инцидента в год, а средняя оценка последствий — 600 тыс. долл. США.

Причин возникновения ошибок может быть много: деградация уровня знаний и умений операторов из-за рутинности операций, выход опытных сотрудников на пенсию, неподготовленность вновь прибывшего оперативного персонала, стресс из-за возможности совершить ошибку. На операторе зачастую лежит ответственность за возможные аварийные ситуации и их последствия, особенно на опасных производствах.

В основе всех перечисленных проблем — отсутствие процесса передачи знаний от опытного специалиста к начинающему. Наладив этот процесс, можно обеспечить качественную подготовку операторов с учетом накопленного опыта.

Решения Эмерсон в области тренажеростроения для операторов, которые помогают подготовить персонал перед пуском новых установок или внедрением проектов по автоматизации производств, являются действенным средством для непрерывного обучения будущих операторов, повышения квалификации и переподготовки действующих операторов.

#### **Необходимые и достаточные компоненты компьютерного тренажера**

Как следует из многолетней практики разработки и эксплуатации современных компьютерных тренажерных комплексов (КТК) для обучения операторов технологических производств, необходимыми и достаточными компонентами полноценного КТК являются [1]:

- интерфейс обучаемого оператора;
- модель PCS и PАЗ установки;
- имитационная модель ТП;
- интерфейс и функциональные возможности инструктора обучения;
- методическое обеспечение.

Для создания КТК компания Эмерсон успешно применяет программно-технические средства АСУТП DeltaV. Рассмотрим возможности, предо-

ставляемые АСУТП DeltaV для реализации каждого из перечисленных компонентов КТК.

#### **Реализация операторского интерфейса**

Для максимального эффекта обучения среда тренинга должна быть полностью идентичной рабочей среде реального объекта. В связи с этим операторский интерфейс КТК DeltaV использует реальные мнемосхемы операторского интерфейса — копии мнемосхем действующей АСУТП установки. Управление ТП, просмотр параметров ТП, сигнализаций, протоколирование действий, запись и просмотр трендов в КТК DeltaV производятся аналогично соответствующим действиям в АСУТП установки. Операторский интерфейс предоставляет обширные возможности по визуализации данных на операторском экране вплоть до анимации и видеонаблюдения.

Важной частью КТК является интерфейс полевого оператора, экраны которого копируют основные мнемосхемы ТП и содержат элементы управления, расположенные «по месту» и не доступные из АСУТП.

Графический интерфейс оператора КТК реализован средствами подсистемы DeltaV Operate. В зависимости от прав доступа конкретного пользователя КТК среда DeltaV Operate может быть запущена в режимах операторского управления, просмотра или конфигурирования.

#### **Реализация PCS и PАЗ**

Для имитации управления ТП и отображения информации в КТК должна быть воспроизведена функциональность АСУТП, что реализуется с помощью подсистемы DeltaV SimulatePro. Данная подсистема входит в состав АСУТП DeltaV и обеспечивает имитацию выполнения алгоритмов PCS и PАЗ DeltaV. Все расчеты осуществляются на выделенной рабочей станции приложений без использования реальных контроллеров.

Возможности управления имитацией в DeltaV SimulatePro включают:

- пуск/остановка ТП;
- сохранение снимков состояния АСУТП;
- выбор и восстановление начального или сохраненного состояния АСУТП;
- ускорение/замедление работы АСУТП относительно реального времени.

Управление имитацией в DeltaV SimulatePro также может осуществляться с помощью графического интерфейса инструктора на станции инструктора.



*Как бы дорого не стоило обучение, все же оно дешево, так как его цена безгранична.*

Силован Рамишвили

DeltaV SimulatePro использует БД, полностью идентичную БД АСУТП реальной установки, включая все модули, алгоритмы управления PCSU и ПАЗ, параметры ввода/вывода и внешних устройств. Идентичность обеспечивается путем переноса файлов конфигурации АСУТП установки в КТК.

Для импорта, активации и редактирования конфигурации КТК, модификации и отладки алгоритмов PCSU и ПАЗ используются стандартные средства DeltaV — «Проводник DeltaV» и «Студия управления», функционирующие на рабочей станции «Профессиональная плюс».

Подсистема «Проводник DeltaV» используется для редактирования списка функциональных модулей, свойств сети управления, добавления новых узлов сети, а также для импорта БД конфигурации АСУТП установки.

Подсистема «Студия управления» используется для редактирования управляющих алгоритмов в любом функциональном модуле или библиотечном шаблоне модуля. В «Студии управления» конфигурируются функциональные блоки, связи между ними, их параметры, режимы работы, тревожные сообщения и их приоритеты. В режиме мониторинга «Студия управления» применяется для отладки алгоритмов управления.

Подсистема «Администратор БД» предоставляет возможность администраторам создавать, удалять, выполнять копирование и резервное копирование БД конфигурации КТК.

Архивирование технологической информации осуществляется в подсистеме «История процесса». Архивируются всех сконфигурированные параметры

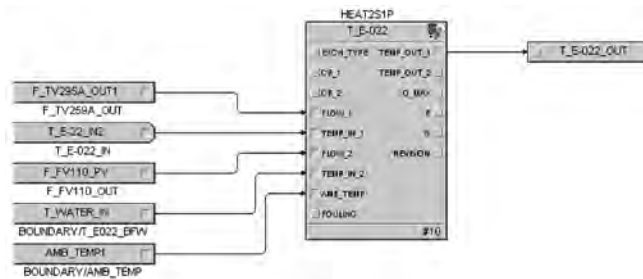


Рис. 1. Модель технологического объекта в DeltaV SEEDS

АСУТП, действия оператора и инструктора, режимы и сценарии обучения. Архивирование всей информации осуществляется автоматически. Данные из архива технологической информации могут быть просмотрены с помощью приложения «Просмотр истории процесса».

### Тренажерная модель ТП

В DeltaV существует возможность построения динамической тренажерной модели процесса с помощью интегрированного решения DeltaV SEEDS (Standard Entities for the Engineering of Dynamic Simulators).

Математическая модель ТП объединяет модели единиц используемого в ТП оборудования (колонн, сепараторов, емкостей, холодильников, теплообменников и т.д.). Модули технологических аппаратов создаются на основе шаблонов функциональных модулей DeltaV SEEDS, содержащих модели для аппарата данного типа, с вариациями в зависимости от конструктивных особенностей и числа входных/выходных сигналов для данного аппарата. Выходы модели одного аппарата будут связаны со входами модели другого в соответствии с топологией реальной технологической схемы (рис. 1).

Преимущество данного решения — полная интеграция с DeltaV. Инструментарий моделирования SEEDS является частью DeltaV и не требует стороннего ПО для моделирования, а также соединения

по протоколу OPC. Модель ТП характеризуется средней точностью, возможностей которой достаточно для проведения тренинга новых операторов, основной целью обучения которых является ознакомление с системой управления.

Для построения моделей высокой точности используется специализированное ПО для моделирования ТП, например, Petro-SIM от компании КВС (рис. 2). В данном инструментарии реализовано схематическое представление ТП, элементами

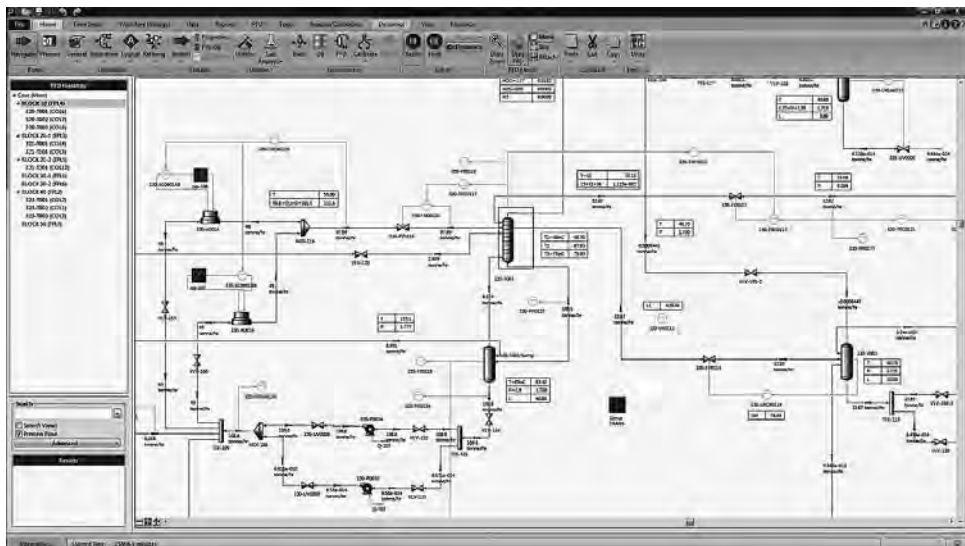


Рис. 2. Модель процесса в ПО Petro-SIM

модели являются аппараты, трубопроводы и оборудование КИПиА [2]. Модели аппаратов строятся с помощью единой среды динамического имитационного моделирования. Модели содержат полные характеристики оборудования и рассматриваемого ТП — данные материальных и энергетических балансов, составы потоков, гидродинамические и термодинамические характеристики аппаратов, состав сред в емкостях, кривые ротационного оборудования и т. д.

Подобная модель фактически представляет собой виртуальную установку, что дает возможность использовать ее для изучения вариантов ведения ТП, поиска способов повышения его эффективности и других целей инжиниринга.

Для обеспечения взаимосвязи КТК и АСУТП проводится интеграция — входы/выходы АСУТП привязываются к соответствующим параметрам тренажерной модели.

Программное обеспечение для моделирования ТП связывается с DeltaV через OPC-клиент. DeltaV использует собственный OPC DA-сервер, который обменивается данными с моделью ТП.

#### Интерфейс и функциональные возможности инструктора

Обучение на КТК не должно быть бесконтрольным. Роль инструктора — ключевая в процессе организации обучения оперативного персонала. Для реализации инструкторского функционала не требуется специальное ПО. Интерфейс и функции инструктора КТК DeltaV выполнены средствами подсистемы DeltaV Operate.

Графический интерфейс инструктора в DeltaV представляет собой специальный экран для управления обучением, а также различные панели для выполнения воздействий и задания отказов оборудования. Данные экраны являются конфигурируемыми, что позволяет добавлять новый функционал инструктора в КТК.

С помощью интерфейса инструктора осуществляется управление процессом обучения:

- управление имитацией АСУТП и ТП: пуск, останов, сохранение и восстановление начального состояния, ускорение и замедление протекания ТП относительно реального времени в пределах вычислительной мощности станций;
- активация возмущений и внешних событий: внесение локальных отказов оборудования и комплексных отказов широкого действия, изменение граничных условий и параметров ТП;
- управление упражнениями и сценариями обучения;
- контроль, анализ и оценка действий операторов.

Инструктор также может использовать мнемосхемы оператора и полевого оператора для непосредственного управления ТП (в режиме обучения), в том числе локального. Он имеет доступ к подсистеме просмотра трендов истории процесса, журналу событий АСУТП и т. д.

#### Методическое обеспечение

Отработка на тренажере отказов различного оборудования ТП, сценариев нарушения работы, в том числе сценариев плана локализации и ликвидации последствий аварий (ПЛА) под контролем инструктора позволяет операторам выработать навыки распознавания предаварийных ситуаций, а также навыки выбора компенсирующих воздействий, которые со временем формируются в комплексные умения по управлению ТП в нештатных ситуациях.

Отработка на КТК стандартных процедур (пуск, останов, перевод на циркуляцию и т. д.) помогает изучить регламент ТП наиболее эффективным образом.

Также имеется возможность автоматизированного контроля и оценки действий оператора. Данная функциональность реализована в среде интерфейса инструктора DeltaV Operate и представляет собой программу, которая контролирует соблюдение контрольной последовательности действий оператора и/или поддержания контрольных значений ключевых параметров процесса, по которым ведется оценка.

#### Жизненный цикл КТК

Важным аспектом долгосрочного функционирования КТК является возможность его модернизации, поддержки и расширения его функциональности. Эти вопросы решены в КТК DeltaV (рис. 3).

- В случае необходимости внесения изменений в алгоритмы РСУ и ПАЗ, инструкторский интерфейс, интерфейс оператора и полевого оператора используются стандартные средства DeltaV. Архитектура КТК позволяет производить корректировку, проверку и добавление новых алгоритмов АСУТП.

- В случае изменения технологической схемы установки средство моделирования позволяет вносить изменения в модель ТП, в том числе силами специалистов завода.

- Вычислительные мощности и число лицензий станций КТК DeltaV рассчитаны таким образом, чтобы обеспечить достаточную скорость расчета динамической модели установки и выполнения конфигурации АСУТП. При необходимости расширения вычислительных мощностей в КТК DeltaV могут быть подключены дополнительные рабочие станции с соответствующими лицензиями.

- Программные и технические средства позволяют добавить в КТК конфигурации и модели новых установок, для чего не требуется увеличения числа рабочих станций и лицензий (необходима проверка достаточности вычислительной мощности станции). В случае необходимости перейти от работы с КТК одной установки к другой достаточно перегрузить БД конфигурации DeltaV штатными средствами системы.

Одной из причин, благодаря которым возможности АСУТП DeltaV позволяют быстро и эффективно не только управлять ТП, но и качественно готовить кадры, является глубокая локализация этого решения на территории России и СНГ. В России находит-

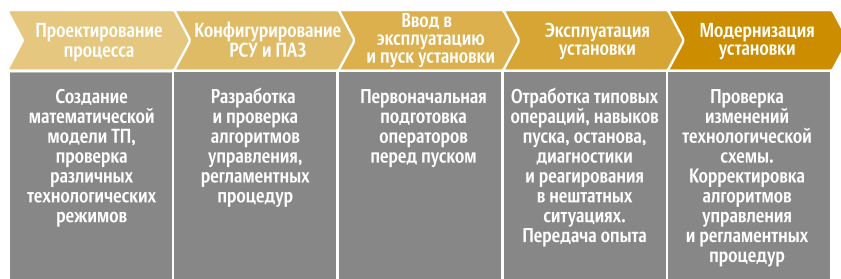


Рис. 3. Стадии разработки КТК

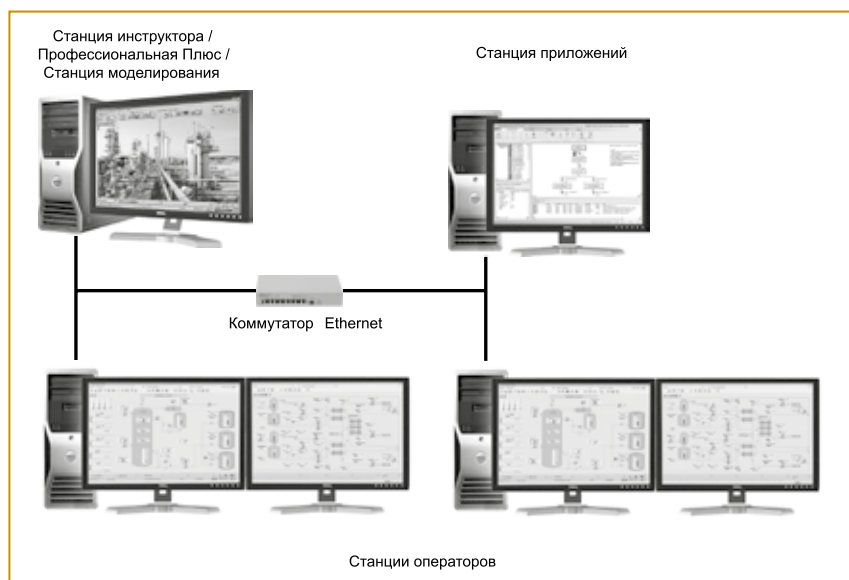


Рис. 4. Архитектура КТК DeltaV

ся собственное производство систем управления для проектов в странах СНГ. В гг. Москве, Челябинске и Санкт-Петербурге расположились инженерные центры, в которых работает более 250 квалифицированных инженеров, выполняющие полный комплекс работ как в области внедрения АСУТП, так и по разработке высокотехнологичных решений.

Группа по разработке и внедрению компьютерных тренажеров Эмерсон состоит из российских специалистов, которые обладают компетенциями и опытом внедрения обучающих систем на различных предприятиях нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса.

Основой успешного внедрения и долгосрочного функционирования КТК является совместная работа со специалистами предприятия, начиная со сбора данных об объекте, участия в предварительных испытаниях и заканчивая вводом КТК в промышленную эксплуатацию, а также в течение гарантийного периода.

Можно привести пример внедрения тренажерного комплекса в компании ЛУКОЙЛ, который функционирует с 2012 г. На объекте КТК используется не толь-

ко для подготовки, тестирования и повышения квалификации персонала, безопасной отработки необходимых навыков, но и для проведения прогнозных расчетов при изменении ТП, диагностирования и предотвращения возможных аварийных ситуаций.

Другое интересное внедрение тренажерного комплекса реализовано в компании Роснефть в 2015 г. КТК используется для подготовки технологического персонала перед плановым остановом и последующим пуском установки.

Компьютерный тренажерный комплекс на основе DeltaV является полноценным и высокоэффективным средством обучения оперативного персонала (рис. 4). При использовании на предприятии АСУТП DeltaV не требуются приобретения дополнительных специализированных программных продуктов для разработки тренажерных комплексов. КТК DeltaV полностью отвечает требованиям «Общих правил взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» (п. 2.11).

#### Преимущества тренажеров Эмерсон

- Гибкость выбора модели: модель средней точности на базе интегрированного решения DeltaV SEEDS, либо динамическая модель ТП высокой точности, реализованная в открытом ПО для моделирования.
- Реальные алгоритмы АСУТП выполняются в среде имитации (конфигурация АСУТП в КТК идентична реальной).
- Наличие конфигурируемого, гибкого интерфейса инструктора.
- Масштабируемость: от одной установки до всего завода.
- Поддержка производителем на протяжении всего жизненного цикла (возможность изменения модели, конфигурации РСУ; функциональность инструктора).

#### Список литературы

1. Дозорцев В.М. Компьютерные тренажеры для обучения операторов технологических процессов. М.: Синтег. 2009.
2. Дозорцев В.М., Крейдлин Е.Ю. Современные автоматизированные системы моделирования ТП // Автоматизация в промышленности. 2009. №6. С. 11-16.

**Крейдлин Евгений Юрьевич** – руководитель направления моделирования и компьютерных тренажеров компании Эмерсон.

Контактный телефон (495) 995-95-59, доб. 503  
E-mail: eugeny.kreidlin@emerson.com



## ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕСПЕРЕБОЙНОЙ РАБОТЫ КОМПРЕССОРА С ПОМОЩЬЮ АНТИПОМПАЖНОЙ СИСТЕМЫ

Д.Б. Гузенко, М.А. Ильченко (Компания Эмерсон)

*Рассматриваются основные технические и организационные вопросы, связанные с созданием, внедрением и эксплуатацией систем антипомпажного регулирования и защиты в случае, когда они создаются в качестве отдельной независимой системы и в случае, когда они являются частью АСУТП установки.*

*Ключевые слова: центробежные компрессоры, система антипомпажного регулирования и защиты (САРиЗ) компрессоров, интеграция в РСУ.*

Производство химической и нефтехимической продукции, процессы нефтепереработки, добычи и транспортировки газа невозможно представить без применения компрессоров. Применяемые агрегаты разнообразны, и их выбор зависит исключительно от потребностей и условий эксплуатации. Компрессоры различны по производительности, давлению, условиям окружающей среды, сжимаемой среде, по конструкциям и типам. Наибольшее распространение получили центробежные (или радиальные) компрессоры [1]. Это могут быть небольшие воздушные компрессоры для обеспечения производства инструментальным воздухом или огромные воздуходувки для подачи воздуха в доменные печи. Могут быть многократно резервированные устройства при транспортировке газа или уникальные пирогазовые компрессоры при производстве этилена.

Управление компрессорным оборудованием является важной частью общей архитектуры автоматизации производства, где работа компрессоров имеет критическое значение. Вынужденный простой компрессорных установок из-за некорректного управления или поломки дорого обходится их владельцам. Например, простой установки каталитического крекинга может обходиться нефтеперерабатывающему заводу в более чем 50 млн. руб. в день без учета стоимости замены вышедшего из строя оборудования.

Типичные проблемы, с которыми можно столкнуться при эксплуатации центробежных компрессоров — помпажные и предпомпажные явления.

Помпаж — это нестационарный, автоколебательный режим работы компрессора, сопровождающийся быстрым ростом температуры сжимаемого газа, появлением сильных толчков и вибрации. Поэтому можно сказать, что помпаж — это разрушительное явление для центробежных компрессоров, приводящее к поломкам и авариям. Соответственно, недопущение явлений помпажа — одна из важнейших задач при проектировании, изготовлении и эксплуатации компрессоров [2]. Именно для предотвращения явлений помпажа устанавливаются системы антипомпажного регулирования и защиты (САРиЗ), которые могут представлять отдельно разработанную систему либо быть частью РСУ.

### Почему РСУ редко применяются в качестве систем антипомпажного регулирования?

Механические, а затем и электрические системы обнаружения помпажа начали применяться с середи-

ны XX века. Процессы, происходящие при помпаже, имеют очень высокую скорость протекания, поэтому первые микропроцессорные системы были реализованы на уникальных в то время контроллерах с высоким быстродействием. Компании, занимавшиеся антипомпажной защитой, заказывали у производителей микроэлектроники для своих нужд специализированные быстродействующие контроллеры.

Существует два основных различия, которые исторически привели к разделению функций РСУ и САРиЗ компрессорного оборудования. Из-за высоких значений энергий, преобразующихся в системе, свойства среды, протекающей через лопатки компрессора, могут меняться очень быстро. Система управления должна получать значения технологических параметров, анализировать их и выполнять надлежащее управляющее воздействие с высокой частотой [3].

В то же время технологические параметры остальных частей установки (реакторы, теплообменники, сепараторы и т. п.) обычно меняются медленно. Для таких процессов расчетное управляющее воздействие даже один раз в секунду достаточно для стабильного и высококачественного управления производством.

Кроме того, работу компрессоров можно анализировать путем отслеживания только нескольких основных параметров, тогда как управление ТП требует сотен сигналов для алгоритмов управления и безопасности. Вот почему систему управления ТП часто называют РСУ: она распределена между многими контроллерами и компьютерами с целью обеспечения возможности обрабатывать и визуализировать многие параметры одновременно.

Эти существенные различия в поведении технологических параметров компрессорного оборудования и большинства другого технологического оборудования всегда отделяли РСУ от системы турбокомпрессорной автоматики. РСУ была предназначена для медленных ТП с большим числом сигналов, а система, специально разработанная для турбин и компрессоров, была ориентирована на работу с быстрыми процессами и малым числом сигналов. Невозможность объединения этих функций была настолько очевидной, что производители РСУ в прошлом не видели никакой пользы в накоплении знаний о принципах динамики и регулирования турбин и компрессоров в нефтегазовой отрасли. Эту задачу выполняли небольшие сторонние поставщики или изготовители компрессорного оборудования.

За последние годы темпы развития электроники кардинально изменили ситуацию. Современные системы управления с быстрыми процессорами, большой памятью и продвинутыми интерфейсами позволяют объединить обе функции в одной программно-аппаратной платформе. Сегодня нет технических границ между агрегатной и распределенной системами. Система может быть очень большой и в то же время очень быстрой. Кроме того, можно выполнять разные функции с разной частотой, чтобы управлять каждым устройством с надлежащей скоростью.

Но исторически обусловленная тенденция разработки систем антипомпажного регулирования и защиты с использованием поставщиками САРиЗ специализированных контроллеров сохранилась.

Это привело к ситуации, когда на предприятии все производство может быть автоматизировано с помощью единого программно-технического комплекса (ПТК), и только система антипомпажного регулирования и защиты выполнена на специфическом оборудовании.

Естественно, в такой ситуации возникает ряд особенностей, с которыми сталкиваются заказчики при использовании отдельной САРиЗ.

Рассмотрим некоторые из них подробнее.

**Проблемы с интеграцией специализированного оборудования в систему РСУ.** Могут возникнуть сложности с получением данных от специализированных систем, а особенно часты проблемы с выдачей команд управления по цифровым каналам связи. Разработчики систем используют стандартные протоколы, но из-за различий оборудования и программной части нестыковки возникают регулярно.

Часто это приводит к тому, что оперативный персонал лишен возможности полноценно вести одновременное управление компрессором и процессом со станций РСУ, поскольку антипомпажная система имеет свою уникальную операторскую станцию. Во время пуска компрессора это приводит к ситуации, когда оператор вынужден постоянно переходить от рабочих станций РСУ к рабочей станции САРиЗ, что увеличивает риск возникновения ошибки.

**Сложности в работе оператора.** Антипомпажная система со своей операторской станцией имеет уникальный, отличающийся по дизайну, графический интерфейс. Производитель САРиЗ использует собственные стандарты при создании графического представления информации и часто не готов или не может корректировать интерфейс под нужды заказчика. В итоге оператору приходится работать с непривычным и неудобным ему операторским интерфейсом.

**Невозможность использования единой архивной базы.** Поскольку ПО САРиЗ также является уникальным и отличается от ПО РСУ, то нет возможности иметь единую архивную базу и единый сервер аварийно-предупредительной сигнализации. При возникновении необходимости в просмотре консолидированной

информации от РСУ и САРиЗ, эксплуатационный персонал вынужден вручную сопоставлять архивные данные РСУ с архивными данными антипомпажной системы.

**Проблемы с внесением изменений в конфигурацию системы.** У многих производителей антипомпажных систем нет возможности расширения или модернизации стандартных алгоритмов. Имеется ограниченный набор каналов ввода/вывода, алгоритмы, которые невозможно изменить, уникальные протоколы связи и собственное ПО для конфигурации. В отличие от них, большинство систем РСУ являются открытыми, и заказчик привык к тому, что его квалифицированные специалисты могут вносить изменения в конфигурацию системы и что-то добавлять в нее при необходимости. Что касается САРиЗ, то часто для внесения изменений, даже незначительных, необходимо каждый раз обращаться к производителю. Зачастую это занимает много времени и дорого стоит.

**Отсутствие доступа к дополнительным возможностям.** Пользователи современных РСУ привыкли, что определенные возможности уже встроены в систему (например, HART-протокол, возможность применения беспроводных технологий, возможность удаленного доступа к конфигурации полевого оборудования, прогностическая диагностика, усовершенствованное регулирование и т. п.). В случае с уникальной САРиЗ стороннего производителя получить доступ к этим возможностям становится очень трудно, а зачастую и невозможно.

**Отсутствие унификации.** При использовании сторонних систем заказчик должен иметь в номенклатуре ЗИП уникальное оборудование для САРиЗ. Это оборудование он не сможет применить нигде, кроме САРиЗ.

**Проблемы квалификации персонала.** Для обслуживания РСУ заказчик готовит специалистов служб АСУТП и КИПиА. Обычно все специалисты службы АСУТП в той или иной мере получают знания, касающиеся РСУ, поскольку тесно работают с ней. Что касается САРиЗ стороннего производителя, то с ней обычно работают один или два человека, поскольку объем функций САРиЗ в общем комплексе задач небольшой. Эти уникальные специалисты бывают очень востребованы в работе с САРиЗ, и другие специалисты не могут их заменить. Возникает спектр задач, связанных с человеческим фактором, в частности, с необходимостью иметь уникальных сотрудников со специализированными знаниями. Эти знания бывают востребованы крайне редко, а значит, постоянно нуждаются в обновлении. В противном случае, эти знания с годами уходят, даже если специалист в какой-то момент обладает исчерпывающей квалификацией. Конечно, можно вызвать на объект специалистов производителя для решения возникших проблем, но это требует времени, тогда как нужна оперативность, поскольку простой компрессора и установки стоит очень дорого.

**Проблемы, связанные с сервисом и гарантийным обслуживанием системы.** Редко у какого производителя специализированной САРиЗ найдется региональный сервисный центр, где заказчику оперативно, по телефонному звонку, смогут ответить и помочь с обслуживанием системы, в том числе с выездом на объект. Обычно техподдержка заключается в том, что необходимо по указанному в контракте E-mail отправить письмо-запрос определенной формы, и через какое-то время получить ответ той или иной степени точности. Можно также позвонить на сервисную линию, где автоответчик предложит отправить E-mail или побеседовать с оператором, который, как правило, никогда не слышал о конкретном объекте, но обязательно постарается помочь.

В случае необходимости срочного вызова специалиста на объект, например, для пуска компрессора, сервисный инженер нужной квалификации может находиться в другом регионе и не иметь возможности оперативно добраться до предприятия. Чаще всего, срок вызова составляет более двух недель.

#### Что предлагает Эмерсон?

Разработанное в России решение Эмерсон с отлаженными алгоритмами антипомпажного регулирования гарантирует эффективность и безопасность работы системы, исключая все вышеперечисленные проблемы.

Хорошо известное и проверенное решение PCSU DeltaV™ дополняется противопомпажным регулированием и защитой. Доказанное быстрое действие контроллеров DeltaV позволяет применять их для построения системы САРиЗ. САРиЗ реализуется на отдельном контроллере DeltaV, являясь частью PCSU (рисунки).

В этом случае отпадает необходимость в системе управления компрессором стороннего производителя, все может быть настроено и отображено в одной программной среде.

#### Преимущества решения Эмерсон

— Наличие всех функциональных возможностей в одной системе и всего оборудования от одного поставщика. Пропадает необходимость в использовании специальных интерфейсов для связи между различными платформами и в обучении персонала различному ПО.

— Быстрый и простой ввод в эксплуатацию, так как заводские приемо-сдаточные испытания выполняются с имитацией и демонстрацией управления как ТП, так и компрессорным оборудованием, и вся автоматика поступает на объект тщательно протестированной.

— Применение средств измерения Rosemount, клапанов Fisher и остального полевого оборудования компании Эмерсон для качественного и надежного управления турбокомпрессорным оборудованием, настроенного инженерами одной компании, обеспечивает максимальное соответствие параметрам компрессора и наиболее точное антипомпажное регулирование.

— Послепродажное обслуживание одним и тем же поставщиком с региональными сервисными офисами по всей стране. Все изменения, обновления, модернизации, настройка (например, дополнительные помпажные тесты после значительных модификаций компрессора) выполняются одной и той же инженерной командой.

— Решение, разработанное российскими инженерами с многолетним опытом проектирования и наладки систем антипомпажного

регулирования. Центр компетенции по этому вопросу находится в Москве, что позволяет минимизировать время выполнения проекта, а также многократно ускорить процесс послепродажного обслуживания системы. Кроме того, все необходимое оборудование производится компанией Эмерсон самостоятельно, а значит, все управление проектом и решение всех проектных вопросов выполняет одна инженерная команда, находящаяся в России.

Точное регулирование позволяет сэкономить предприятиям до 10...15% на потребляемой мощнос-

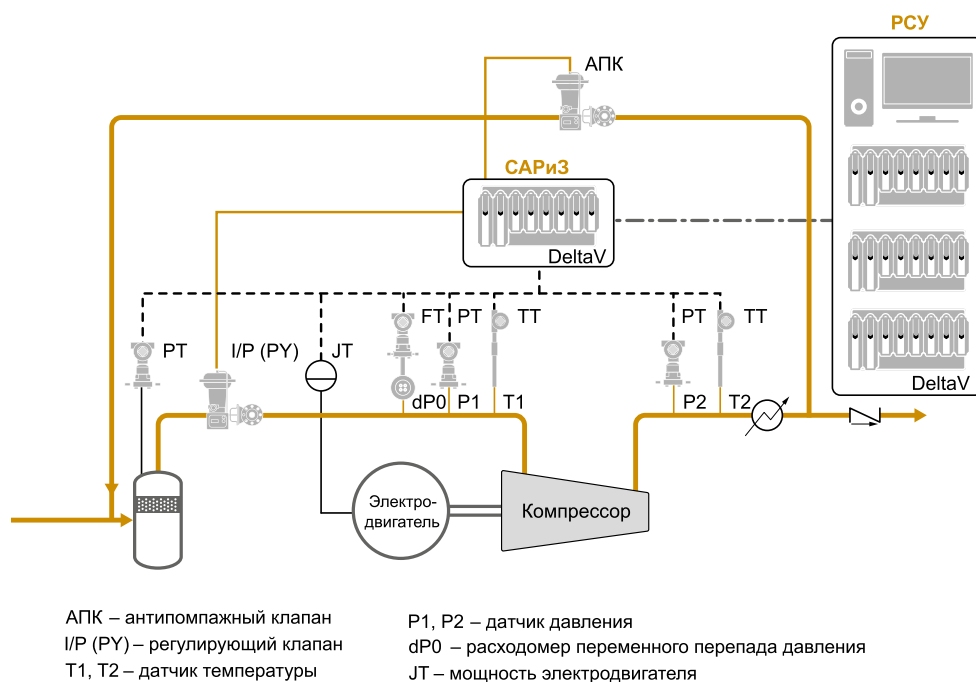


Схема системы антипомпажного регулирования и защиты на контроллере DeltaV



ти за счет экономии энергоносителей (пара, электричества, топливного газа), обеспечить продление срока службы компрессора и сократить простой оборудования из-за ремонтов.

Современный подход к построению большинства систем заключается в унификации и многофункциональности. Следуя за развитием науки и техники, сегодня управление компрессорным оборудованием, в том числе антипомпажное регулирование, становится стандартной функцией среды PCSU, а вся авто-

матизация на установке интегрирована в одну общую инженерную методологию.

#### Список литературы

1. *Воронецкий А.В.* Современные центробежные компрессоры. Премимум Инжиниринг, 2007. 144 с.
2. *Михайлов А.К., Ворошилов В.П.* Компрессорные машины. Учебник для ВУЗов. М.: Энергоатомиздат. 1989. 288 с.
3. *Gregory K.* McMillan Centrifugal and Axial Compressor Control. Momentum Press, New York, 2010.

*Гузенко Дмитрий Борисович — эксперт по системам управления турбокомпрессорным оборудованием, Ильченко Михаил Александрович — руководитель направления автоматизации турбокомпрессорного оборудования компании Эмерсон.*

*Контактный телефон +7 (495) 424-89-73.*

*E-mail: Dmitry.Guzenko@Emerson.com Mikhail.Ilchenko@Emerson.com*

## СИСТЕМА ПАЗ — ОТ РИСКА К БЕЗОПАСНОСТИ

П.Н. Кирюшин (Компания Эмерсон)

*Рассматриваются существующие практики создания систем противоаварийной защиты (ПАЗ) на российских предприятиях. Предлагается алгоритм практического применения требований ГОСТ Р МЭК 61511 к системам ПАЗ с целью повышения их функциональной безопасности. Представлен комплексный подход к проектированию, реализации и обслуживанию полноценных контуров защиты от уровня датчиков до исполнительных устройств.*

*Ключевые слова: требования к системе противоаварийной защиты, жизненный цикл безопасности, уровень полноты безопасности, контур защиты, распределение контуров безопасности, анализ рисков.*

Обеспечение безопасности является важнейшей задачей на промышленных предприятиях. Главный технолог и главный инженер должны обеспечить безотказное функционирование всего оборудования, защитить здоровье людей и окружающую среду, а также выполнить требования надзорных органов. Это не всегда легко сделать — устаревшие технологии, отсталость оборудования, неэффективные подходы к обеспечению безопасности значительно влияют на решение выше обозначенных задач. Аварии последних лет говорят о том, что для обеспечения промышленной безопасности сделано недостаточно, и есть области, которые требуют отдельного внимания. Причины аварий — это, как правило, фатальная комбинация ошибок проекта, отказов оборудования, нарушения процедур [1, 2]. В данной статье рассказывается, почему нужно обязательно выполнять этап анализа рисков при проектировании системы безопасности, что рекомендует ГОСТ, и почему построение SIL ориентированных контуров защиты на базе анализа рисков экономит затраты предприятия и предоставляет ему требуемый уровень безопасности. С экспертной точки зрения, область внимания по повышению функциональной безопасности — это корректное применение норм стандартов серии ГОСТ Р МЭК 61508/61511 (<http://protect.gost.ru>) в задачах создания и эксплуатации систем противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ).

### Практика применения уровня полноты безопасности SIL в России

В России традиционно прижилось понятие уровня полноты безопасности — SIL (Safety Integrity Level), но игнорируется жизненный цикл системы безопасности. Требования к системе ПАЗ учитывают только обеспечение уровня полноты безопасности SIL контроллером, а этап анализа риска, на котором должен определяться целевой уровень SIL всего контура защиты, игнорируется.

Типовая ситуация бывает следующей: компания объявляет тендер на АСУТП установки и размещает технические требования на официальном сайте. Требования попадают в компании потенциальных поставщиков, которые начинают готовить технико-коммерческие предложения. Зачастую можно увидеть следующие сформулированные типовые требования к системе ПАЗ:

— «Контроллер системы ПАЗ должен соответствовать нормам SIL3. Для подтверждения соответствия нормам SIL3 необходимо предоставление сертификатов с перечнем модулей»;

— «Контроллер системы ПАЗ должен иметь резервируемую архитектуру, включающую...».

Как правило, распределение сигналов на контуры защит и требования к датчикам, отсечным клапанам, интерфейсным устройствам отсутствуют. Тем самым, нарушается основа построения системы ПАЗ —

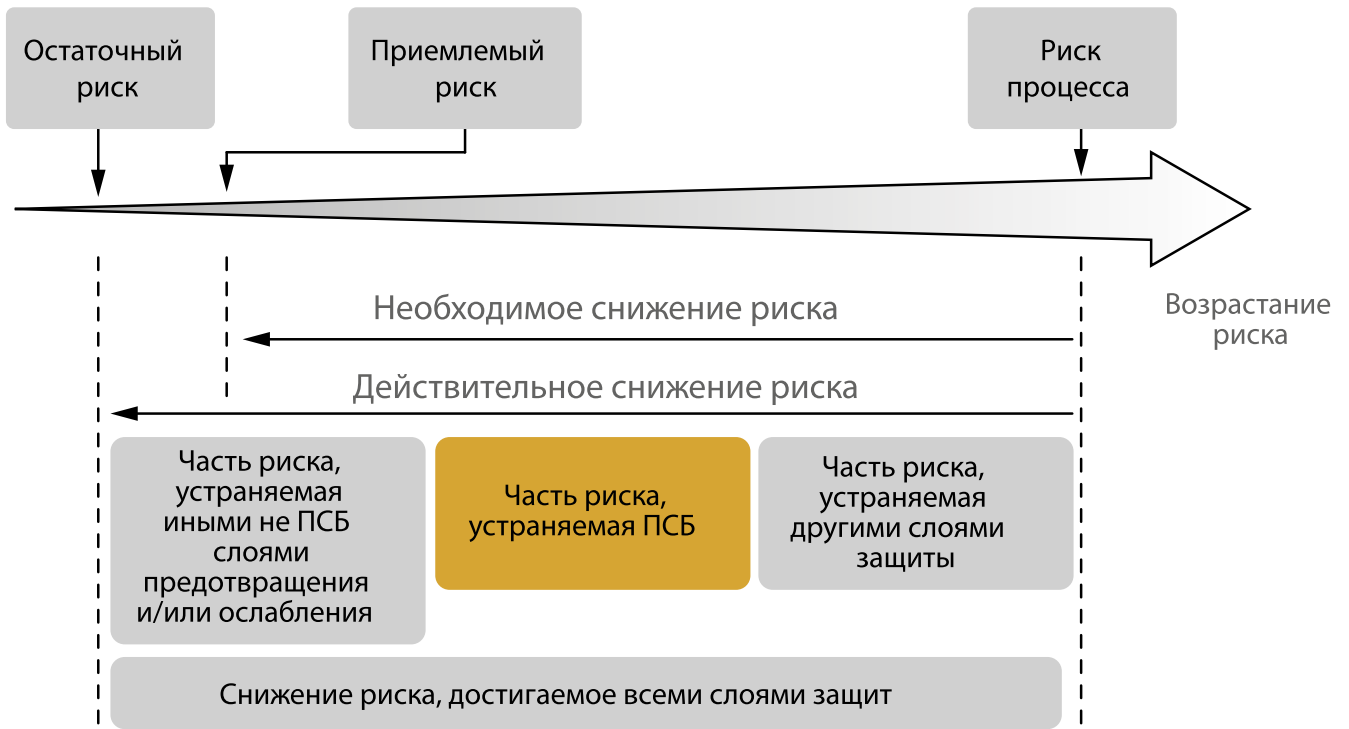


Рис 1. Общая концепция снижения риска ГОСТ Р МЭК 61511 где ПСБ – приборная система безопасности, система ПАЗ – частный случай ПСБ

целостность контура от датчика до исполнительного устройства.

Распределение основного технологического оборудования между РСУ или системой ПАЗ выполняется следующим образом. Насосы, электрические задвижки, отсечные клапаны относятся к системе ПАЗ;

а датчики, участвующие в регулировании, и регулирующие клапаны — к РСУ. Такой подход представляется избыточным. В результате общее число шкафов системы ПАЗ получается больше, чем число шкафов в РСУ, тогда как по статистике поставляемые контроллеры уровня SIL3 влияют на безопасность в объеме только 8% от общей вероятности отказов в контуре.

Так, в результате аварии на российском НПЗ в 2014 г. одной из названных Ростехнадзором причин являлось «...отсутствие оценки оснащённости ТП средствами контроля, управления и противоаварийной защиты и их действий в период пуска и останова технологического оборудования» (<http://www.gosnadzor.ru>). Под «отсутствием оценки оснащённости» следует понимать невыполненный этап анализа рисков и отсутствие градации контуров защиты по уровням полноты безопасности SIL.

**Анализ рисков. Ключевые концепции ГОСТ Р МЭК 61511**

Стандарт ГОСТ Р МЭК 61511 оперирует двумя ключевыми концепциями:

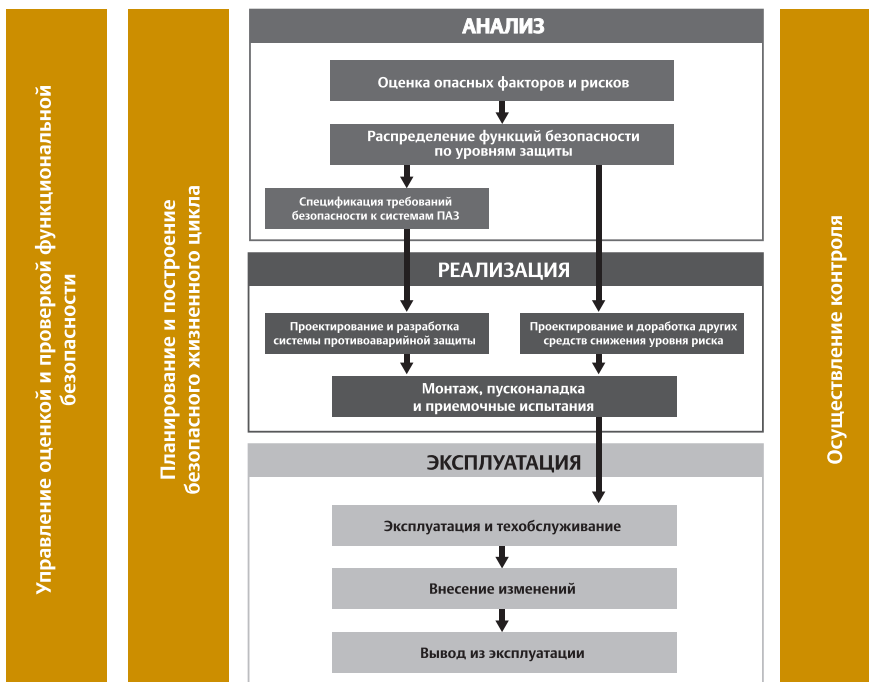


Рис 2. Жизненный цикл безопасности

- 1) жизненный цикл безопасности;
- 2) уровень полноты безопасности SIL.

Уровень полноты безопасности SIL, с одной стороны, определяет необходимое снижение риска возможной аварии ТП, за счет применения контура защиты на основе системы ПАЗ, а с другой — определяет требования к показателям безопасности самого контура: среднюю вероятность отказа при запросе на останов (PFDavg), аппаратную избыточность для обеспечения функции безопасности (HFT).

Общая концепция снижения риска представлена на рис. 1, SIL распространяется на часть риска, устранимого ПСБ.

Жизненный цикл безопасности определяет набор этапов, работ и методов контроля и проверки (рис. 2).

Рассмотрим каждый из этапов жизненного цикла подробнее.

#### Этап анализа риска

Выполняется с использованием одного из методов, например, анализа опасности и работоспособности — HAZOP (Hazard and Operability study). На этом этапе рассматриваются: опасности, связанные с отклонением технологического режима; их причины — как правило, это отказ средств управления; последствия таких отклонений; существующие методы защиты и целесообразность дополнительных средств защит. Результат анализа HAZOP — это таблица технологических опасностей с ранжированием по последствиям. Далее проводится распределение функций безопасности по слоям защит. В первую очередь рассматривается возможность использования механических защит — предохранительные клапаны, разрывные диафрагмы. Там, где это невозможно, нужно реализовать приборные контуры защиты.

Определение уровней полноты безопасности SIL для приборных контуров защиты SIF (Safety Instrumented Function) может быть выполнено с применением одного из методов, например, матрицы риска или анализа слоев защит LOPA (Layers of protection analysis), графа риска или др. Следует отметить, что уровень SIL определяет-

ся для контура защит от датчика до исполнительного устройства. После определения уровней SIL можно распределить функции защит по исполнению: реализовать уровень SIL0 с коэффициентом снижения риска менее 10 средствами РСУ; реализовать уровни SIL1 и выше средствами системы ПАЗ. На выходе этапа должна появиться спецификация требований безопасности — Safety Requirement Specification (SRS). Это техническое задание на создание системы ПАЗ. Спецификация определяет блокировочные контуры: датчик-контроллер-исполнительное устройство; требования к ним по уровню SIL, требования к интервалам тестирования, требования к архитектуре, требования приказов Ростехнадзора и т. п.

#### Этап реализации

На основании спецификации SRS выбираются КИП, контроллер, исполнительные устройства. Путем расчета подтверждается, что проектируемые контуры защит по уровню SIL соответствуют требуемым значениям из спецификации. Разработка документации включает: проект «поля», проект верхнего уровня, разработку рабочей документации, сборку системы, приемо-сдаточные испытания, пусконаладочные работы, комплексные испытания. Осуществляется валидация — подтверждение того, что заложенные алгоритмы и реализация полностью соответствуют исходным требованиям спецификации SRS.

#### Этап эксплуатации

Поскольку любая система со временем деградирует как в плане надежности, так и в плане безопасности, предприятие должно иметь планы тестирования элементов контура. Они тестируются с частотой, определенной в спецификации SRS. Результаты тестирования должны документироваться.

Периодично необходимо проводить оценку функциональной безопасности с участием технологов, электриков, специалистов службы КИП и АСУ. Должен быть определен ответственный за соблюдение жизненного цикла функциональной безопасности. Все люди, вовлеченные в стадии жизненного цикла системы ПАЗ, должны быть обучены.

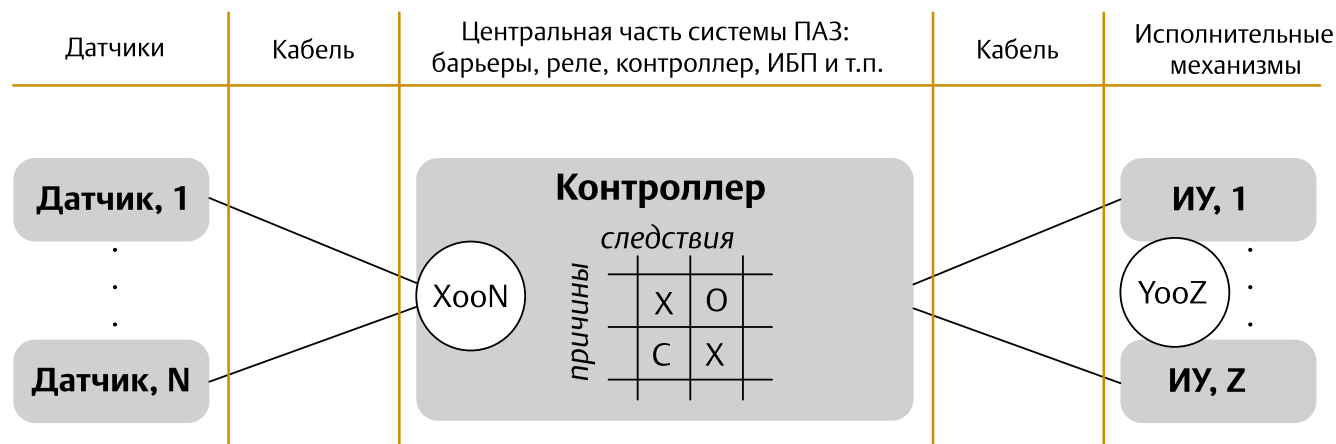


Рис. 3. Пример контура защиты, где XooN — схема голосования X из N входов, для обеспечения блокировки (реализуется в контроллере); YooZ — схема голосования Y из Z выходов, обеспечения блокировки (определяется установкой исполнительного устройства в «поле»); ИУ — исполнительное устройство (отсечный клапан, насос и т.д.).



### SIL-ориентированный поход. Как применять ГОСТ Р МЭК 61511

По определению, Safety Instrumented Function (SIF) — это приборная функция безопасности (контур защиты), включающий все элементы от датчика до исполнительного устройства (рис. 3).

Вероятность отказа контура при запросе на блокировку равна сумме вероятностей отказа элементов, входящих в контур. Упрощенно:

$$PFD_{loop} = PFD_{sensor} + PFD_{plc} + PFD_{valve}.$$

Поэтому, если в рассматриваемом контуре присутствует контроллер SIL3, но устаревшее и не отвечающее требованиям по полноте безопасности «полевое» оборудование, то уровень полноты безопасности всего контура будет равен SIL0.

Задача перехода от «требований к контроллеру» к «требованиям к контуру» заключается в выполнении следующих мероприятий:

1) соблюдение этапов выполнения проектов по системе ПАЗ согласно ГОСТ Р МЭК 61511: от анализа опасностей и работоспособности (HAZOP) к распределению и назначению уровней SIL функциям безопасности, разработка требований к системе ПАЗ (спецификации SRS);

2) организационные меры на предприятии (управление функциональной безопасностью, обучение персонала, организация процессов проверки, процедуры и учет);

3) технические меры на предприятии (инструменты оценки функциональной безопасности);

4) готовность поставщиков к выполнению работ.

В итоге, для заказчика системы ПАЗ целесообразно разбить работы на два этапа: 1) выполнение анализа опасностей и риска; 2) поставка и выполнение работ по системе ПАЗ.

В техническое задание по первому этапу должны быть включены следующие работы.

— Выполнение идентификации, анализа и прогнозирования риска аварий [2] в соответствии с п. 4 статьи 11 ФЗ № 116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». В результате выполнения анализа опасностей и риска согласно требованиям п. 8.2.1 ГОСТ Р МЭК 61511-1-2011 [3] должны быть:

1) получены описания каждого определенного опасного события и влияющих на него факторов;

2) проведено описание последствий и правдоподобности события;

3) рассмотрены условия, такие как условия нормальной работы, запуска, останова, обслуживания, запуска процесса, аварийного останова;

4) установлены требования по дополнительному снижению риска, необходимому для достижения требуемой безопасности;

5) проведено описание (или даны соответствующие ссылки) мероприятий, предпринимаемых для снижения или устранения опасностей и риска;

6) подробно описаны допущения, сделанные в ходе анализа рисков, включая вероятные интенсив-

ности запросов и интенсивности отказов оборудования, а также любые сведения об ограничениях условий работы и вмешательстве человека;

7) принято распределение функций безопасности по слоям защиты, учитывающее возможное снижение эффективности защиты, вызванное отказом по общей причине, возможным как между разными слоями защиты, так и между этими слоями и общей системой управления процессом (PCU);

8) определены те функции безопасности, которые реализуются как функции безопасности приборной системы безопасности (ПАЗ);

— Установление уровней полноты безопасности SIL (назначенный SIL) для функции безопасности, реализуемых на средствах системы ПАЗ.

— Разработка концептуальной спецификации требований по безопасности (Safety Requirement Specification), согласно ГОСТ Р МЭК 61511-1, на основе результатов этапа анализа опасностей и рисков.

Как правило, первый этап должна выполнять независимая от поставщика экспертная организация, так как результаты этапа (перечень контуров защит SIF и назначенный SIL) напрямую влияют на спецификацию решения и его стоимость. Анализ опасностей и риска может быть выполнен проектным институтом для новой стройки или независимой от эксплуатации структурой организации, обладающей необходимой экспертизой, при модернизации АСУТП. Концептуальная спецификация требований по безопасности (SRS) должна содержать общие требования к системе ПАЗ, перечень контуров защит и требования к каждому из них, архитектурные решения от датчика до исполнительного устройства, требования приказов Ростехнадзора и т. п.

При выборе единого поставщика средств системы ПАЗ, концептуальный SRS должен являться техническими требованиями на систему в целом. Если выбрать единого поставщика не представляется возможным, то опросные листы на КИП и исполнительные устройства, технические требования к контроллеру заполняются с учетом данных SRS.

В техническое задание по этапу 2 должны быть включены следующие требования:

— Выбор компонентов контура, который обосновывается расчетом на соответствие назначенному уровню SIL. Компоненты контуров с назначенным уровнем SIL1 и выше должны иметь сертификацию и отвечать требованиям ГОСТ Р МЭК 61508/61511.

— Выполнение верификации контуров безопасности с учетом определенных требований по назначенному SIL, выбранного оборудования и схем построения, проводится на этапе создания рабочей документации необходимо.

— Разработка детальной спецификации требований по безопасности SRS с учетом выбранного оборудования и принятых проектных решений.

Поставщик системы ПАЗ, приступая к выполнению работ по второму этапу, имея в основе концепту-

*Нет никакого демонизма техники; но есть тайна ее существования. Существование техники как миссия раскрытия потаенности - это риск.*

Мартин Хайдеггер

альную спецификацию требований по безопасности SRS, подбирает элементы контуров защит от датчика до исполнительного устройства и выполняет проверочный расчет на соответствие назначенному (целевому) уровню SIL.

При определении соответствия контура безопасности назначенному (целевому) уровню SIL стандарты ГОСТ Р МЭК 61508/61511 требуют соответствия по трем критериям:

- 1) полнота безопасности, касающаяся систематических отказов (systematic integrity);
- 2) случайные отказы (random failure);
- 3) архитектурные ограничения (architectural constraints).

Несоответствие одному из них влечет изменение интервалов и методов тестирования, архитектуры или аппаратной реализации.

Примером может служить ситуация с отсечными клапанами. При отсутствии средств диагностики, таких как тестирование частичным ходом (PST), показатель доли безопасных отказов SFF будет менее 60%. Согласно табл. 2 ГОСТ Р МЭК 61508-2, при SFF менее 60% для обеспечения в контуре SIL2 нужно будет ставить два отсека (HFT=1), а для обеспечения в контуре SIL3 нужно будет ставить три отсека (HFT=2). При применении тестирования частичным ходом SFF будет более 90%, и как результат для обеспечения SIL3 будет достаточно двух отсечных клапана (HFT=1).

#### **Сокращение затрат при достижении требуемого уровня безопасности**

По статистике компании EXIDA [4], распределение контуров безопасности (SIF) по уровням SIL в нефтехимической промышленности следующее: SIL0—8%; SIL1—51%; SIL2—32%; SIL3—8%; SIL4—1%.

На этапе анализа опасностей и работоспособности (HAZOP) с последующим ранжированием рисков по уровням SIL следует учитывать все возможности по применению механических средств защит (предохранительные клапаны, разрывные мембраны и т. п.) с целью сокращения числа контуров системы ПАЗ с высоким уровнем SIL.

Реализация SIL4 может потребовать изменения технологической части проекта, так как его достижение средствами системы ПАЗ — задача затратная и технически сложная. Выполнения уровня SIL3, как

правило, в 3 раза дороже SIL1. Применение технологии тестирования клапанов частичным ходом (PST) может сократить разницу до 2 раз, так как основная стоимость контура — это отсечное оборудование.

Компания Эмерсон, являясь производителем всего спектра оборудования для систем защит, может с уверенностью сказать, что SIL-ориентированный подход к реализации контуров защит от датчика до исполнительного устройства позволяет:

- исключить формальный подход распределения сигналов между PCS и СПАЗ, тем самым сократить число шкафов СПАЗ;
- сконцентрироваться на безопасности;
- получить количественные оценки (SIL) элементов системы ПАЗ;
- удешевить проект АСУТП.

Для оценки проектных решений компания разработала альбом типовых SIL1/2/3 контуров защиты для основных технологических параметров: давления, расхода, уровня, температуры.

#### **Возможности Эмерсон в России и СНГ**

В области систем ПАЗ предприятий компания Эмерсон выполняет следующие виды консалтинговых услуг:

- консультации предприятий по основам и практическому применению ГОСТ Р МЭК 61511; проведение семинаров «Система ПАЗ — от риска к безопасности»;
- GAP-анализ существующих систем ПАЗ с выдачей рекомендаций по достижению требуемого уровня безопасности с перечнем необходимых организационных и технических мероприятий в соответствии с ГОСТ Р МЭК 61511;
- анализ результатов исследования риска и формирование требований к системе защит SRS;
- подбор КИП, исполнительных устройств, контроллеров, выбор архитектуры контура, процедур и интервалов тестирования;
- проверка существующих или прорабатываемых в проекте контуров защиты на соответствие назначенному уровню SIL и требованиям к системе.

Один из последних проектов по анализу результатов HAZOP и проверке существующих контуров на соответствие уровню полноты безопасности с рекомендацией возможной модернизацией оборудования «полевого» уровня успешно выполнен для нефтехимического завода.

#### **Список литературы**

1. *Фёдоров Ю.Н.* Справочник инженера по АСУТП: Проектирование и разработка. - М.: Инфра-инженерия, 2008.
2. *Ицкович Э.Л.* Необходимые свойства систем противоаварийной защиты производственных объектов // Автоматизация в промышленности. 2016. №2.

*Кирюшин Павел Николаевич — эксперт по системам противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ) компании Эмерсон, TUV FS Eng 1633/09. Контактный телефон +7(495)995-95-59. E-mail: Pavel.Kiryushin@Emerson.com*

## ПОСТРОЕНИЕ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОГО ПРОИЗВОДСТВА

И.С. Пилипенко, В.Н. Куликов (Компания Эмерсон)

*Представлены решения по мониторингу, управлению и оптимизации потребления энергии на производствах - Energy Advisor и Plant Optimizer. Решения предназначены для повышения их энергетической эффективности промышленных предприятий.*

*Ключевые слова: энергетический менеджмент, мониторинг, автоматизация, повышение качества регулирования, баланс энергоресурсов предприятия, система энергетического менеджмента.*

### Введение

Одной из актуальных задач современных производств является снижение потребления энергоресурсов и повышение результативности их использования. Для достижения этой цели были приняты международный стандарт ISO 50001 и его российский аналог — ГОСТ Р ИСО 50001-2012, в которых изложены принципы построения систем и рабочих процессов для энергоэффективных производств. В соответствии с ними, для успешного системного управления использованием энергоресурсов на производстве требуются не только качественные измерения технологических параметров, но и организация учета, сбора, хранения, доступа к данным, контроль и аналитическая отчетность.

Для представления картины производства и потребления энергоресурсов как в реальном времени, так и в сравнении с различными периодами времени в прошлом, необходим доступ к первичной информации учета (измеряемым величинам) энергетических ресурсов, представление информации в простом для восприятия виде на рабочих местах специалистов организации и аналитические отчеты. Эта информация поддержит процесс принятия управленческих решений, а средства подготовки отчетности помогут оценить их качество по ключевым показателям эффективности. Систематический подход к системам и рабочим процессам, внедрение средств энергетического мониторинга является основой для непрерывного повышения энергетической эффективности производства.

### Инструменты и решения в области энергоэффективности

Компания Эмерсон предоставляет специалистам инструменты, которые позволят реализовать на предприятии систему энергетического менеджмента и внедрить решения для повышения энергетической эффективности. К числу таких инструментов и решений относится система энергетического мониторинга предприятия и средства оптимизации энергоресурсов предприятия [1].

Программное обеспечение системы энергетического менеджмента (Energy Management Information System — EMIS), предлагаемое компанией Эмерсон, состоит из двух основных компонентов: Energy Advisor — для энергетического мониторинга и Plant Optimizer — для оптимизации энергоресурсов предприятия в реальном времени.

Система энергетического мониторинга Energy Advisor представляет информацию пользователям в виде систематизированных достоверных данных с расчетом ключевых показателей в режиме реального времени и упрощает работу по планированию, анализу, выбору перспективных решений, направленных на улучшение энергетических результатов деятельности предприятия. Система представляет более точную информацию для определения мест получения дополнительной прибыли, напрямую связанную с экономией электроэнергоснабжителей, помогает моделировать и прогнозировать потребление и выработку энергоносителей оборудованием, участками, цехами, а также делать оценку ключевых показателей эффективности потребления энергоресурсов.

Система отвечает требованиям директивы по эффективному использованию энергии EED.

Средства оптимизации энергоресурсов Plant Optimizer предприятия обеспечивают реализацию алгоритмов оптимизации выработки и потребления энергоресурсов предприятия на уровне систем управления. Это позволяет сократить потребление топлива, использовать более дешевые энергоносители, достичь высоких ключевых показателей энергетической эффективности и сократить затраты на энергию и, тем самым, общие эксплуатационные затраты.

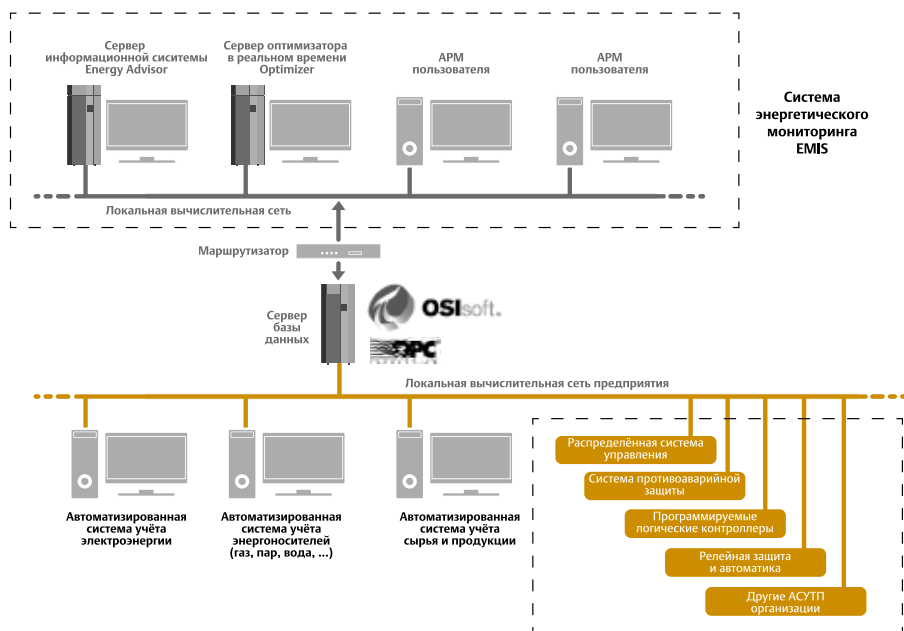
### Архитектура системы энергетического менеджмента

Архитектура системы энергетического мониторинга строится в соответствии с классической архитектурой АСУТП и подразделяется на три уровня. Нижний (полевой) уровень системы объединяет информационное поле средств измерений, включая счетчики и устройства учета. Средний уровень реализуется на базе контроллеров PCU (DeltaV, Ovation) или ПЛК (ControlWave). Оба уровня системы могут реализовываться на базе оборудования Эмерсон (рис. 1).

Современные АСУТП полностью выполняют функции полевого и среднего уровня — получение данных от средств измерений, их обработку в контроллерах и предоставление данных системам верхнего уровня. Средства измерения, дополнительно устанавливаемые при внедрении системы энергетического мониторинга, подключаются к существующим АСУТП без установки дополнительных контроллеров и независимых систем сбора и обработки данных.

Верхний уровень системы энергетического мониторинга создается с использованием серверного





Обмен информацией системы энергетического мониторинга с автоматизированными системами предприятия, в том числе АСУТП, системами учета, а также с другими устройствами, включая приборы учета, реализуется с применением технологии OPC.

### Возможности энергетического мониторинга с ПО Energy Advisor

Система Energy Advisor (рис. 2) выполняет следующие основные функции:

- автоматическое получение данных, необходимых для энергетического мониторинга, из архива истории процесса или систем управления;

- интеграция с ПО PI System компании OSIsoft без использования дополнительных средств;

- разбиение производства на центры учета энерго-ресурсов, по каждому из которых возможен отдельный анализ данных и формирование отчетов;

- расчет ключевых показателей эффективности (в натуральном и стоимостном выражении);

- расчет отклонений потребления энерго-ресурсов и других ключевых показателей эффективности относительно целевых оптимальных показателей;

- настраиваемые пользовательские отчеты и визуализация отчетов по форме заказчика;

- защищенный доступ через Internet в реальном времени к данным мониторинга и потребления энергии по типам энергии, к средствам поддержки принятия

решений с настройками, определяемыми профилями пользователей (в первую очередь выделенными профилями административно-технического персонала и оперативно-диспетчерского персонала).

Данные предприятия организуются в иерархическую структуру, создаваемую пользователем в соответствии со структурой предприятия. Иерархическая структура данных основана на концепции центров учета энергии (Energy Account Centre — EAC). Это структурная единица системы энергомониторинга, где учитывается производство, потребление и трансформация энерго-ресурсов из одного вида в другой. По каждому центру учета энергии ведется контроль и расчет баланса энерго-ресурсов, поступающих в него из сети предприятия и отдаваемых из него в сеть

Рис. 1 Структурная схема системы энергетического мониторинга и смежных систем

оборудования и ПО Microsoft на базе прикладного ПО Energy Advisor — компонента системы энергетического менеджмента EMIS, которая разработана компанией Эмерсон совместно с партнером, компанией RtTech.

Исходные данные, необходимые для работы системы энергетического мониторинга, собираются и сохраняются в системе архивирования данных ТП в реальном времени. Стандартным решением является платформа PI System компании OSIsoft, партнера компании Эмерсон; в этом случае Energy Advisor имеет прямой доступ к данным архива истории процесса без дополнительной интеграции, а за сбор данных отвечает ПО PI System.

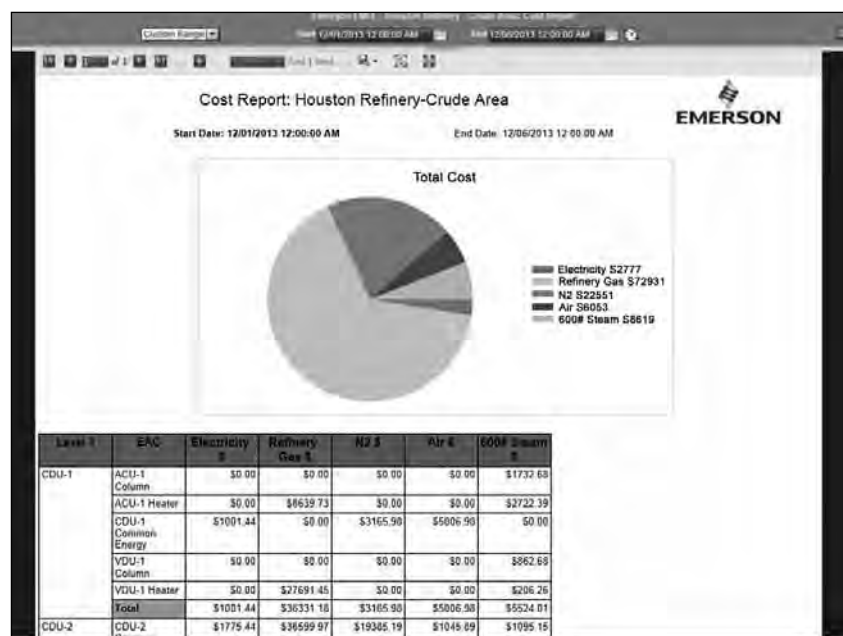


Рис. 2. Рабочий экран Energy Advisor

предприятия. В качестве центра учета энергии может выступать отдельный технологический аппарат, блок установки или установка в целом.

Для каждого центра учета энергии можно определить типы энергоресурсов, которые потребляются в центре учета энергии или передаются из него в общую сеть. Система Energy Advisor имеет набор predefined типов энергоресурсов (электроэнергия, пар, природный газ и др.) и предоставляет возможность создавать новые типы энергоресурсов, специфические для предприятия (например, доменный газ). Energy Advisor автоматически запрашивает необходимые параметры для каждого типа энергоресурсов, определенного пользователем.

Пакет Energy Advisor содержит математические модели «первых принципов» (балансовые управления и строгие физико-химические зависимости) для расчета характеристик технологических аппаратов (котлов, печей, теплообменников и т.д.), а также позволяет реализовать регрессионные модели зависимостей выходов от входов для любых аппаратов и установок. Эти модели создаются на основе архива данных установки, позволяют определить целевые показатели потребления энергоресурсов и ключевые показатели эффективности и сравнивать фактически достигаемые показатели с целевыми. Результаты расчетов математических моделей и ключевых показателей эффективности предоставляются конечному пользователю в виде отчетов или графиков в наглядной форме.

ПО Energy Advisor построено по модульному принципу, каждый модуль отвечает за определенную функцию приложения.

*Модуль вычислений* Energy Advisor через настраиваемые интервалы создает записи для хранения агрегированных данных по каждому типу энергии и для каждой технологической установки. Эти записи используются при расчетах, подготовке отчетов и для хранения сводных показателей по производству и потреблению энергоресурсов.

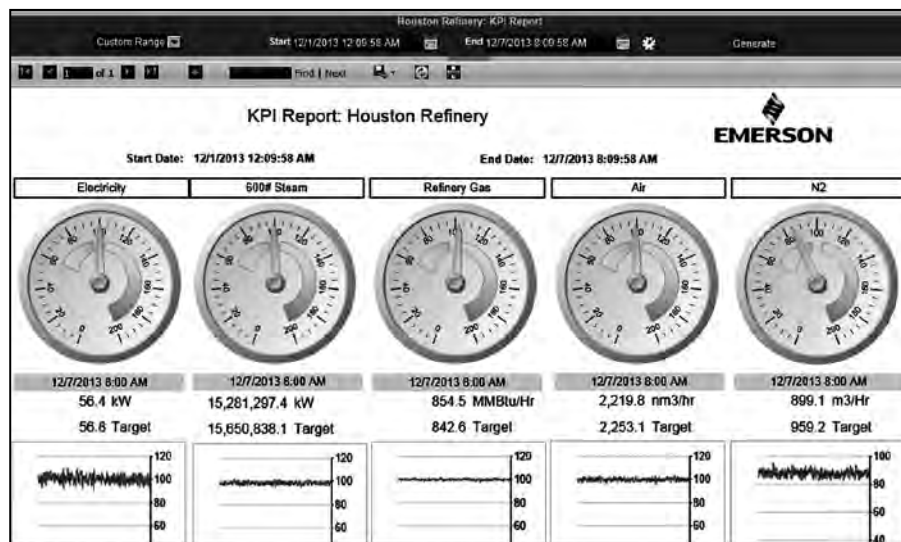


Рис.3. Рабочий экран модуля расчета целевых показателей

*Модуль расчета целевых показателей потребления энергии* на основании архивных данных позволяет строить математические зависимости и рассчитывать целевые значения потребления энергии для каждого типа энергоресурсов и по каждому центру учета энергии. Позволяет сравнивать целевые значения с фактическим энергопотреблением в реальном времени и определять, насколько режим работы рассматриваемого технологического аппарата, блока или установки близок к оптимальному целевому режиму. Модуль обеспечивает визуализацию рассчитанных показателей в виде диаграмм и трендов (рис. 3).

*Специальный модуль коррекции* осуществляет проверку целостности данных и может автоматически удалять «выбросы» и ошибочные значения в исходных данных перед их использованием в любых компонентах Energy Advisor.

*Модуль Web-отчетов* предназначен для отображения данных, хранящихся в Energy Advisor, в различных форматах отчетности. Данные отображаются в удобном виде, адаптированном под потребности пользователя системы. Отчеты составляются с использованием служб Microsoft Reporting Services и могут открываться в Internet Explorer.

Модуль мониторинга потребления энергии регистрирует все события, связанные с чрезмерным потреблением энергии на предприятии. Эти события включаются в отчет так, что по одному отчету можно определить начальное и конечное время, установку или объект, с которыми связано событие.

*Web-служба*, основанная на XML технологии позволяет передать данные, сохраненные компонентом Event Frames, в любую стороннюю систему, например, в приложение для составления отчетности или в систему технического обслуживания.

*Средства конфигурации* представляют собой Web-инструмент настройки, имеющий простой пользовательский интерфейс, с помощью которого администраторы Energy Advisor могут производить настройку

и вносить изменения в существующую конфигурацию.

Таким образом, Energy Advisor предоставляет множество функций, с помощью которых можно в реальном времени принимать гибкие решения относительно управления предприятием.

### Оптимизации энергоресурсов предприятия с приложением Plant Optimizer

Данное приложение принимает данные из системы энергетического мониторинга, рассчитывает модель и выдает результаты расчета оптимального режима ТП в реальном времени в автоматическом режиме.

Оно реализовано в виде выделенного приложения на отдельном ПК серверного типа.

Plant Optimizer выполняет следующие функции:

- моделирование потоков энергоресурсов предприятия, в том числе систем выработки пара и электроэнергии, с учетом потребностей в энергии технологических установок и их реального потребления;
- выполнение оптимизации с целью формирования рекомендаций, определяющих производительность и режимы работы оборудования, с целью эксплуатации оборудования с минимальными затратами/максимальным коэффициентом полезного действия;
- возможность оперативной и автономной (многовариантной) оптимизации.

Возможности оптимизатора позволяют реализовать следующие функции:

- определять в реальном времени целевой оптимальный режим работы генерирующих мощностей, отвечающий всем требованиям по выработке пара и электроэнергии с учетом технологических ограничений и требований;
- выдавать рекомендации по уставкам для параметров производства пара/расхода топлива для всех аппаратов на основании требований по производительности, рабочих условий и технологических ограничений.

Оптимизатор позволяет выполнять многовариантный анализ, направленный на оценку затрат и показателей эффективности, связанных с изменениями потребностей предприятия, например, вследствие добавления новых технологических установок. Интеграция оптимизатора с АСУТП позволяет выдавать управляющие воздействия с целью привести режим ТП к рассчитанному оптимуму.

Алгоритмы управления внедряются непосредственно в PCSU, если установка находится под управлением PCSU DeltaV [2]. Если установка находится под управлением PCSU других производителей, интеграция возможна с использованием протокола OPC.

#### Заключение

Основой успешного системного управления использованием энергии являются высококачественные измерения технологических параметров, организация учета, сбора, хранения и представления данных

об энергоресурсах и представление данных в простом для восприятия виде, контроль и целевая отчетность.

Благодаря опыту консультирования по промышленной энергетике и внедрения за рубежом, а также надежным субподрядчикам компания Эмерсон готова реализовывать комплексные проекты, направленные на оптимизацию потребления энергоресурсов и оптимизацию затрат предприятия на энергию.

Создание системы энергетического мониторинга на предприятии позволяет сделать информацию об энергетических ресурсах доступной для каждого пользователя системы, а предоставление информации в простом для восприятия виде на рабочих местах специалистов организации упрощает процесс принятия решений в управлении.

Дальнейшая работа по повышению эффективности использования энергии строится согласно создаваемой предприятием стратегии, построенной по принципу «сверху-вниз», параллельно с планомерной работой по решению технических проблем, организованной по принципу «снизу-вверх»:

- анализ текущей результативности процесса управления использованием энергии;
- определение обязанностей в части управления;
- разработка упрощенного анализа эффективности;
- выявление эффективных решений;
- внедрение решений, показывающих быстрые результаты, таких как предоставление данных диспетчерам в наглядном формате, внедрение систем автоматизации и оптимального управления и т. д.;
- проверка результативности мероприятий.

За счет внедрения мероприятий по повышению энергоэффективности в организациях достигается высокий экономический эффект, составляющий в мировой практике до 7...10% экономии энергоресурсов.

#### Список литературы

1. Стоккил Д. Энергоэффективность в перерабатывающей промышленности. Руководство пользователя по стабильной энергоэффективности. [Электронный ресурс]. М., 2015. URL: <http://www2.emerson.com>.
2. Крейдлин Е.Ю. DeltaV – от управления процессами к обучению операторов // Автоматизация в промышленности. 2016. №3.

**Пилипенко Игорь Сергеевич** – консультант по внедрению решений для энергоэффективности производств,  
**Куликов Вячеслав Николаевич** – Dr.-Ing., руководитель группы высокотехнологичных решений компании Эмерсон.  
 Контактный телефон (495) 995-95-59.  
 E-mail: [Viacheslav.Kulikov@emerson.com](mailto:Viacheslav.Kulikov@emerson.com) [Igor.Pilipenko@Emerson.com](mailto:Igor.Pilipenko@Emerson.com)

Оформить подписку на журнал "Автоматизация в промышленности" вы можете:

через каталоги "Роспечать" 81874 и "Пресса России" 39206 • сайт журнала <http://www.avtprom.ru> • Редакцию

Адрес редакции: 117997, Москва, ул. Профсоюзная, д. 65, офис 360 Тел.: (495) 334-91-30, (926)212-60-97 E-mail: [info@avtprom.ru](mailto:info@avtprom.ru)



## ТЕХНОЛОГИИ И РЕШЕНИЯ ПО ВИБРАЦИОННОМУ КОНТРОЛЮ И ДИАГНОСТИКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ДИНАМИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

**В.В. Савоськин, М.В. Черкашин (Компания Эмерсон)**

*Рассматриваются технологии и решения по вибрационному контролю и диагностике технического состояния динамического оборудования, базирующиеся на оборудовании серии CSI и программной среды AMS Suite.*

*Ключевые слова: виброконтроль, вибромониторинг, диагностика вращающегося оборудования, вибродиагностика, автоматическая вибродиагностика.*

### Введение

Контроль вибрации на предприятиях осуществляются для оценки технического состояния динамического оборудования в процессе его эксплуатации [1, 2]. Для этого используются различные специализированные измерительные системы. Цель измерений — своевременное распознавание отклонения состояния динамического оборудования от нормального, что позволяет выполнить корректирующие действия до того, как дефекты в различных частях оборудования приведут к ухудшению качества его работы, сокращению срока службы или отказу.

Вся номенклатура динамического оборудования по критичности и важности может быть разбита на следующие категории:

- оборудование, работающее до отказа;
- вторичное оборудование, отказ которого не приводит к экономическим потерям или аварийным ситуациям (маломощные насосы, вентиляторы);
- оборудование, отказ которого приводит к его незапланированному простоему, ремонтам и экономическим потерям (насосы, воздухоудвки);
- оборудование, отказ которого приводит к останову ТП и экономическим потерям (компрессоры, воздухоудвки, мощные насосы);
- оборудование, отказ которого может привести к аварийным ситуациям и большим экономическим потерям (мощные компрессоры, паровые турбины, гидроагрегаты, газовые турбины).

Существуют различные отраслевые нормы по расчету рейтинга критичности конкретного оборудования, которые основываются на таких характеристиках, как влияние на производство в случае отказа, фактор опасности процесса, категория взрывоопасности, стоимость оборудования, мощность оборудования и т.д. Поэтому в зависимости от категории оборудования необходимо выбрать стратегию виброконтроля:

- периодический вибрационный контроль, осуществляемый переносными измерительными приборами;
- непрерывный вибрационный контроль и защита, осуществляемые стационарными системами;
- автоматическая защита оборудования при превышении критических уровней вибрации.

Правильный выбор стратегии, систем и приборов контроля поможет перейти от планово-предупредительных ремонтов (ППР) через фиксированные интервалы времени к ремонту по фактическому со-

стоянию (планируется на основе анализа данных о фактическом состоянии машин) или, как минимум, к планированию конкретных работ и замены частей при проведении ППР [3].

### Решения Эмерсон

Для реализации стратегий виброконтроля компания Эмерсон предлагает применять приборы контроля серии CSI и разработанные российскими инженерами системы автоматической диагностики:

- система автоматической диагностики динамического оборудования;
- система автоматической диагностики состояния узлов гидротурбинного оборудования;
- переносные виброизмерительные приборы CSI 2140;
- беспроводные решения по вибромониторингу CSI 9420;
- непрерывный вибромониторинг и виброзащита CSI 6500;
- переносной (мобильный) вариант непрерывного вибромониторинга CSI 2600.

Связующим звеном всего оборудования CSI является программное обеспечение AMS Suite: Machinery Health Manager (AMS МНМ). ПО AMS МНМ интегрирует различные технологии контроля (не только вибрационного) в единой программной среде и предназначено для диагностики состояния машинного оборудования и индикации результатов его диагностики с применением технологий упреждающего технического обслуживания.

Рассмотрим подробнее преимущества систем и приборов контроля, предлагаемых компанией Эмерсон.

### Система автоматической диагностики динамического оборудования

В нормативной документации РФ по системам вибромониторинга присутствуют требования по автоматическому принятию системой решения о техническом состоянии контролируемого оборудования. Это обусловлено тем, что зачастую на предприятии отсутствуют специалисты, которые самостоятельно могут провести диагностику оборудования. Для удовлетворения данным требованиям российскими специалистами компании Эмерсон было разработано техническое решение по системе автоматической вибродиагностики для насосов, аппаратов воздушно-го охлаждения, дымососов и воздухоудвок.

В данном решении совмещены компоненты системы вибромониторинга CSI 6500 (процессорные модули A6560, модули входных сигналов A6510) и PCSU DeltaV, между которыми разделена обработка вибрационного сигнала и алгоритмы диагностики. На рис. 1 представлена структурная схема системы автоматической вибродиагностики.

Компоненты системы CSI 6500 осуществляют:

- первичную обработку входных сигналов (нормирование, фильтрация, аналого-цифровое преобразование);
- вычисление спектров сигналов;
- определение спектральных составляющих, характеризующих диагностируемое оборудование;
- расчет дополнительных параметров (размах виброперемещения, крест-фактор, коэффициент эксцесса и др.);
- раннюю диагностику состояния подшипников качения и зубчатых передач (запатентованная компанией Эмерсон технология PeakVue).

Рассчитанные параметры передаются в сервер системы, в котором с применением AMS MHM и DeltaV осуществляются архивирование вычисленных параметров, реализация алгоритмов вибродиагностики и определение технического состояния оборудования и его дефектов на основе вычисленных вибрационных данных и дополнительных эксплуатационных параметров.

Для пользователей системы (оператора-технолога и механика-вибродиагноста) предусмотрено два АРМ оператора и диагноста соответственно. В функции АРМ оператора, выполненного на программном обеспечении DeltaV, входят: визуализация, информирование о состоянии контролируемого оборудования, информирование о возможном дефекте, журнал тревог, архивирование. АРМ диагноста с программным обеспечением AMS MHM предназначено для глубокого анализа вибрационных данных и дополнительной корректировки результатов диагностики специалистом-вибродиагностом.

Внедрение данной системы позволяет снизить незапланированные простои оборудования, повысить эффективность ремонтов, снизить расходы на ЗИП.

#### Система автоматической диагностики состояния узлов гидротурбинного оборудования

В результате сотрудничества российских специалистов Эмерсон с научно-исследовательским институтом «НПО ЦКТИ им. И. И. Ползунова» в 2013 г. была разработана система CSI Vibro Diagnostic System, которая учитывает специфику гидротурбинного оборудования и несет в себе самые инновационные методики анализа данных вибрации.

На сегодняшний день CSI Vibro Diagnostic System позволяет автоматически определять около 30 диагностических признаков неисправностей узлов гидротурбинного оборудования еще на стадии зарождения дефекта. Принцип работы системы заключается в ав-

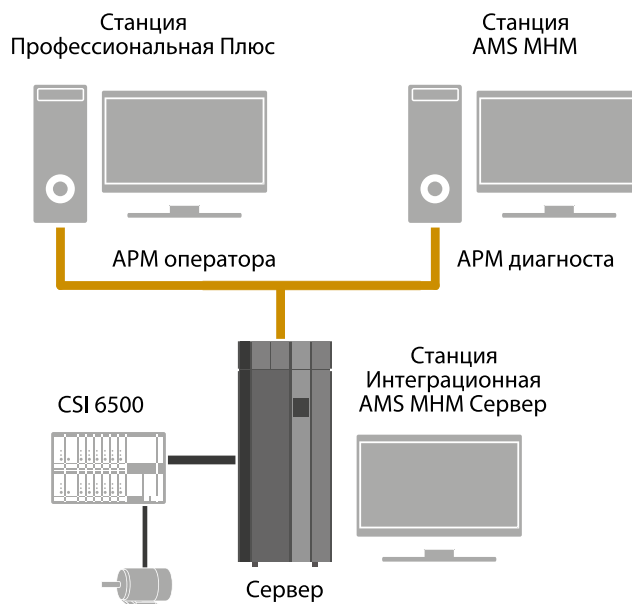


Рис. 1 Структурная схема системы автоматической вибродиагностики

томатическом анализе текущих и архивных параметров вибрации с помощью специализированных алгоритмов. Результаты работы алгоритмов выводятся на экран оператора в виде графических и текстовых сообщений, несущих информацию о диагностируемом узле, типе неисправности и рейтинге критичности обнаруженного дефекта. Каждый диагностический признак имеет собственное графическое отображение с подробным описанием дефекта, результатами расчетов и экспертными заключениями. Данные функции позволяют проконтролировать момент зарождения дефекта, определить стадию развития и вероятные причины возникновения дефекта узла.

Данная система позволяет автоматически определять неполадки в работе гидротурбинного оборудования до того, как оно получит серьезное повреждение или выйдет из строя, а также проводить обслуживание и ремонт только тех узлов, которые в этом нуждаются.

#### Непрерывный вибромониторинг и виброзащита CSI 6500

Система непрерывного виброконтроля CSI 6500, совместившая две подсистемы виброзащиты и вибромониторинга, применяется при необходимости контроля критически важного оборудования (например, мощных компрессоров, паровых турбин, газовых турбин), выход из строя которого может привести к крупным авариям или большим экономическим потерям. На рис. 2 представлена структурная схема системы CSI 6500.

В задачи виброзащиты входит непрерывный контроль за вибрационным состоянием контролируемого оборудования и выдача управляющего сигнала на перевод оборудования в безопасное состояние при возникновении аварийной ситуации. Система не имеет собственного пользовательского ПО и предназначена

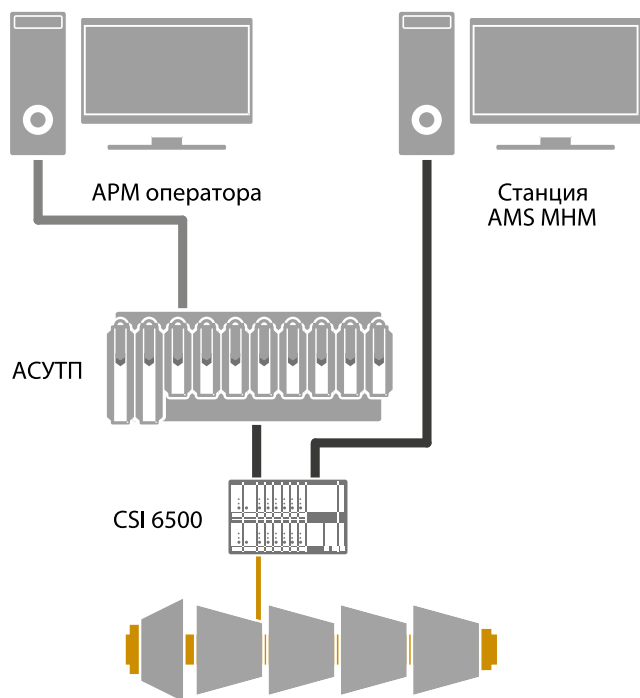


Рис. 2 Структурная схема системы CSI 6500

для интеграции в АСУТП, РСУ или систему ПАЗ используя стандартные промышленные протоколы передачи данных. Система сертифицирована по API670.

Подсистема вибромониторинга интегрируется с программным комплексом AMS МНМ, а также на ней реализуется система автоматической диагностики.

Основными преимуществами данной системы являются:

- непрерывный контроль за состоянием оборудования;
- защита по превышению уровня вибрации;
- встроенная технология PeakVue;

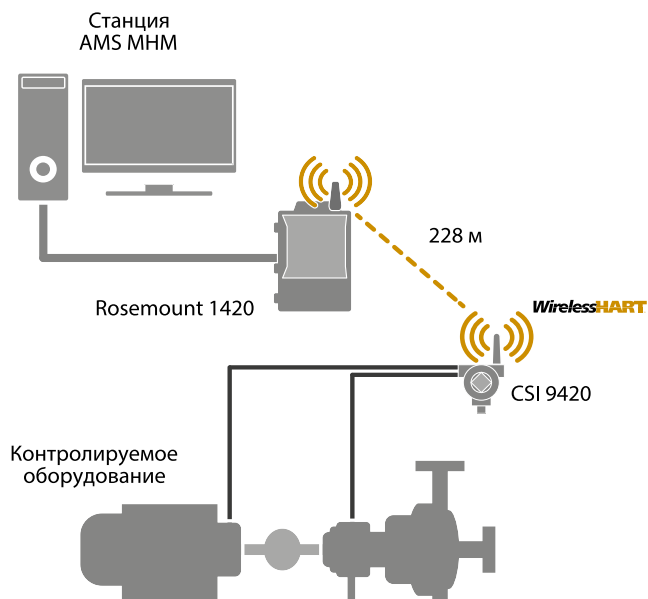


Рис. 3 Структурная схема беспроводного решения по вибромониторингу CSI 9420

- получение информации о состоянии оборудования в режиме реального времени;
- функции анализа спектров, временных сигналов, построение орбит, анализ выбегов.

#### Система вибромониторинга CSI 2600

Систему вибромониторинга CSI 2600 нужно рассматривать как мобильный аналог системы CSI 6500. Данная система может быть полезна для периодического анализа и диагностики критически важного оборудования, когда необходимо наблюдать за его состоянием непрерывно и в течение определенного времени. Например, контроль за состоянием при возникновении проблем с агрегатами, или контроль за работой агрегатов после ремонтов и т.д. CSI 2600 устанавливается на определенный период времени, после работы легко демонтируется и переносится на другой агрегат.

#### Переносные виброизмерительные приборы CSI 2140 для периодического вибрационного контроля

Основное применение переносных приборов — это периодический контроль за вибрационным состоянием динамического оборудования, балансировка, контроль качества выполнения ремонтов. CSI 2140 применяется для анализа не критичного оборудования, когда допускается периодический контроль.

Основными преимуществами CSI 2140 являются:

- возможность загрузки маршрута сбора данных и задач ремонтного обслуживания в программный комплекс AMS МНМ;
- встроенная технология PeakVue;
- предварительно настроенная диагностическая функция Analysis Experts для диагностики оборудования;
- функции сбора данных, анализа вибрации, балансировки и диагностики электродвигателя;
- одновременное измерение и анализ по четырем измерительным каналам, плюс измерение фазы;
- самая высокая скорость сбора данных среди аналогичных приборов.

#### Беспроводные решения по вибромониторингу CSI 9420

Если периодический контроль затруднен (труднодоступные места, сложные климатические условия), а непрерывный мониторинг и защита нецелесообразны, Эмерсон предлагает беспроводное решение по вибрационному контролю. Данное решение занимает промежуточное место между ручным сбором данных переносными приборами и стационарными системами (сбор данных осуществляется периодически, но без влияния «человеческого фактора» и в автоматическом режиме) и дополняет мониторинг оборудования с использованием переносных виброизмерительных приборов.

Данное решение состоит в установке, настройке и конфигурировании беспроводных измерительных преобразователей CSI 9420 (с датчиками), беспроводных шлюзов Rosemount 1420 и интеграции в про-



граммный комплекс AMS MHM. На рис. 3 представлена структурная схема беспроводного решения по вибромониторингу CSI 9420.

Основными преимуществами CSI 9420 являются:

- возможность вывода персонала из опасных мест;
- возможность проведения виброконтроля труднодоступного оборудования;
- встроенная технология PeakVue.

Данные решения применяются для контроля вибрационного состояния динамического оборудования совместно с другими беспроводными решениями Эмерсон. Например, дополнив систему датчиками температуры, давления и расхода, можно контролировать общее техническое состояние оборудования и его производительность.

#### Заключение

Преимущества правильного выбора стратегии вибрационного контроля:

- повышение безопасности за счет снижения риска возникновения аварийной ситуации при эксплуатации оборудования;
- повышение качества работы за счет планирования средств на ремонты (уменьшения риска возникновения непредвиденных расходов);
- получение экономической выгоды за счет сокращения времени простоя оборудования, снижения времени на плановый ремонт и увеличения срока эксплуатации оборудования за счет своевременного ремонта.

Квалифицированная команда Эмерсон, состоящая из российских специалистов: вибродиагностов, экс-

пертов, инженеров, сервисных инженеров, выполнит проект по внедрению системы виброконтроля, согласно требованиям заказчика, или предложит альтернативы, решив следующие задачи:

- определение совместно с командой заказчика стратегии мониторинга (периодический, непрерывный, автоматическая защита), исходя из критичности оборудования и/или ТП;
- разработка проектной, конструкторской документации на систему, чертежей установки оборудования, проведение экспертизы промышленной безопасности;
- разработка ПО, конфигурация БД;
- поставка оборудования, монтаж (шеф-монтаж), пуско-наладка системы, обучение персонала;
- сопровождение системы в течение жизненного цикла.

Участие и контроль процесса со стороны заказчика на каждом этапе реализации проекта является неотъемлемой частью выполнения проекта.

Решения Эмерсон по вибродиагностике, виброзащите и вибромониторингу позволяют своевременно распознать отклонения в работе динамического оборудования и исправить дефект до того, как он приведет к внеплановым остановам и дальнейшим последствиям.

#### Список литературы

1. Русов В.А. Диагностика дефектов вращающегося оборудования по вибрационным сигналам. Пермь. 2012.
2. Гольдин А.С. Вибрация роторных машин. Изд. Машиностроение. 1999.

*Савоскин Виктор Владимирович — ведущий инженер,*

*Черкашин Максим Викторович — эксперт по вибродиагностике компании Эмерсон.*

*Контактный телефон +7(495) 995-95-59.*

*E-mail: Victor.Savoskin@Emerson.com Maksim.Cherkashin@Emerson.com*

## ЦЕНТР ИНТЕГРИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВОМ iOps. УПРАВЛЕНИЕ ГРЯЗНЫМИ, ОПАСНЫМИ И УДАЛЕННЫМИ ОБЪЕКТАМИ

**А.А. Кожевников (Компания Эмерсон)**

*Рассматриваются вопросы организации современного рабочего процесса и формирования эффективного рабочего пространства для решения комплексных производственных, эксплуатационных и экономических задач в промышленности. Особое внимание уделено проблемам реализации безопасных и защищенных удаленных рабочих мест, организации пространства для совместной работы, вопросам сокращения временных затрат в работе предприятия на примере использования общего корпоративного командного центра.*

*Ключевые слова: командный центр, центр управления, удаленный объект, аварийная ситуация, критически важные решения, единая информационная среда.*

#### Типичный пример работы предприятия в экстренной ситуации на удаленном объекте

Ранним утром в кабинете главного инженера раздается телефонный звонок. Ситуация, которую описал специалист на другом конце телефонного провода, может привести к катастрофе. В любой момент может произойти авария, которая может обернуться серьезными экономическими последствиями для предприятия. Проблему необходимо решать в кратчайшие сро-

ки, но для разработки и реализации плана потребуется команда высококвалифицированных специалистов.

Информация о состоянии проблемного участка поступает из множества разрозненных источников и позволяет составить лишь примерную картину происходящего. Добраться до проблемного участка в настоящее время невозможно, вокруг километры болотистой местности, которая крайне затрудняет анализ обстановки на проблемном участке.

Спустя несколько дней напряженных переговоров руководству предприятия удается согласовать формирование команды. В срочном порядке специалисты по экстренным ситуациям, сервисные эксперты и промышленные консультанты вылетают на место для разработки ремонтно-спасательного плана. Команде требуется постоянный контроль над ситуацией. Нужен доступ к каждой составляющей техпроцесса проблемного участка. На месте требуются «глаза и уши». Оперативной бригаде нужна поддержка специалистов, ведь с такой ситуацией они еще никогда не сталкивались.

Когда становится очевидно, что без кратковременного останова производства не обойтись, подключаются экономисты. Нужны отчеты о возможных потерях, требуются все данные для внесения корректировок в план и разработки бюджета операции. Специалисты АСУТП и информационных технологий после нескольких консультаций подключают команду к локальным каналам данных.

Географическая удаленность технологического объекта и распределенность разнопрофильных специалистов приводят к тому, что разработка и реализация плана иногда требуют нескольких месяцев напряженной работы. Помимо соответствующих прямых затрат подобные задержки приводят к потере производительности, а иногда и к риску повреждения оборудования, риску безопасности сотрудников и т. п.

Каждое предприятие сталкивается с подобными ситуациями, и всем без исключения приходится действовать оперативно, и что очень важно безошибочно принимать критически важные решения. Достичь этого можно с помощью инновационных технологий, принципиально изменяющих взаимодействие сотрудников предприятия, а также их работу с поставщиками оборудования, сервисных услуг, отраслевыми экспертами и т. д.

#### **Работа командного центра интегрированных операций в экстренной ситуации на удаленном объекте**

Представим, что у предприятия из примера есть командный центр интегрированных операций (Integrated Operations Center — iOps). В этот центр заранее поступают все потоки информации из всех систем, которые есть у предприятия. Данные надежно хранятся в зеркалированном архиве, обрабатываются и представляются в наиболее информативной и простой форме, например, на общей информационной видеостене. Центр оборудован отдельной переговорной комнатой, в которой налажена видеосвязь со всеми удаленными площадками предприятия, с руководством и главными партнерами по сервисному обслуживанию. В самом центре располагается необходимое число персональных АРМ для ключевых специалистов компании, включая экспертов сервисного, ремонтного отдела, экономиста, главного инженера, логиста, ведущего технолога, сотрудников лаборатории, операторов и инженеров по диагностике обо-

удования. Каждому доступен свой собственный набор информационных и коммуникационных инструментов, помогающих им наблюдать за необходимыми показателями, оперативно выполнять собственные функции, а также оценивать, как работа и решения одного из членов команды влияют на показатели всего предприятия.

В центре есть лидер команды. Это человек из руководства компании, уполномоченный принимать ответственные решения.

#### **Как будут развиваться события в критической ситуации?**

О возникновении экстренной ситуации команда центра узнает заранее, даже раньше, чем их успеют оповестить по телефону. Скорее всего, именно из командного центра позвонят на локальную площадку с информацией о возникшей проблеме.

Еще до связи с необходимыми экспертами, работающими в тесном сотрудничестве с предприятием, локальная группа сможет провести несколько совместных действий, основанных на уже имеющейся информации, которую не придется запрашивать у различных служб, благодаря единой информационной среде iOps.

Технологи совместно с оператором диспетчерской выработают эффективный режим работы оборудования и произведут необходимые корректировки ТП. Руководство компании в кратчайшие сроки получит оценку потенциальных потерь и необходимых затрат на проведение сервисных работ при различных сценариях устранения нештатной ситуации.

Необходимые данные будут доступны и изучены в кратчайшие сроки, а персоналу локальной площадки не потребуется дополнительно выполнять работы по экстренному анализу ситуации, они продолжат наблюдать за технологическими параметрами, сконцентрировавшись на своих прямых обязанностях.

Центр полностью возьмет на себя работу по координации работ, разработав меры реагирования с минимальными затратами времени сотрудников, финансовых и других ресурсов. Однако главный результат состоит в том, что принципиально сокращается время, требуемое для принятия ответственных решений, что делает предприятие гораздо более конкурентноспособным в быстроменяющейся внешней среде.

#### **Архитектура командного центра интегрированных операций**

Командный центр интегрированных операций Эмерсон оснащен типовыми гибко настраиваемыми компонентами со встроенными функциями отказоустойчивости и информационной безопасности (рис. 1). Кроме того, используется максимально информативный и интуитивно понятный пользовательский интерфейс.

«Мозгом» центра является набор отказоустойчивых кластеров виртуализации. Один из класте-



Рис. 1. Архитектура командного центра интегрированных операций

ров отвечает за сбор и хранение информации из существующих систем предприятия. Он организован на продуктах компании OSIsoft, работающей в сотрудничестве с компанией Эмерсон. Другой кластер отвечает за систему обработки и визуализации поступающих данных и за поддержку дополнительных приложений пользователей. Аппаратная часть вычислительных и пользовательских устройств центра традиционно выполнена на решениях от компании Dell. Телекоммуникационные системы и сетевая инфраструктура — продукты Cisco [1, 2]. Центром визуализации информации является управляемая контроллером общая видеостена, способная демонстрировать различные источники изображения в зависимости от необходимой ситуации.

В отличие от систем класса ERP, MES, центрального диспетчерского управления (ЦДУ) или центрального пульта управления (ЦПУ), где решаются специализированные задачи, каждая из которых предназначена для узкого набора квалифицированных специалистов, в iOps работает команда людей, в составе которой имеются специалисты всех необходимых направлений и служб предприятия. В их распоряжение предоставляется общий поток информации из всех доступных систем.

iOps собирает, формирует и анализирует данные, демонстрируя работу всего предприятия с той стороны, с которой нужно посмотреть на нее в конкретной ситуации. Центр интегрированных операций отвечает на сложные вопросы бизнеса языком технологий и наоборот. Например, с помощью команды центра и имеющейся у них информации предприятие может принять решение об изменении условий эксплуатации компрессора, не выводя его в плановый ремонт, потому что обнаружит возможность получения дополнительной прибыли благодаря тому, что он безопасно проработает еще неделю сверх плана.

iOps также называют «Центром по требованию» (iOps Command Center On Demand), ведь, обладая доступом к необходимым данным и современными технологиями, iOps может мгновенно сменить функциональное направление своей деятельности от консультационно-диспетчерской или операторной, к бизнес-порталу или аналитическому центру.

### Последовательность стадий проекта

Компания Эмерсон сегодня реализует уникальные iOps «под ключ», предлагая свои услуги по технологическому оснащению, интеграции и наладке (рис. 2).

Первым этапом является изучение и согласование технического задания, поступившего от заказчика, в результате которого формируется команда из специалистов проектного, инженерного и экспертного отделов компании Эмерсон.

Второй этап — предпроектные исследовательские работы. Этот этап наиболее важен, так как от полученных данных (изученных потребностей заказчика и результатов анализов отчетов) будет зависеть качество выполнения и точность достижения целей проекта.

Результатами предпроектных исследований команда будет пользоваться во время третьего этапа — разработки проектной и рабочей документации.

После утверждения проекта заказчиком и проведения всех необходимых экспертиз, ведущий инженер передает работу проектной команде, которая обеспечивает поставку и монтаж оборудования, конфигурирование ПО, а затем выполняет весь перечень пусконаладочных и испытательных мероприятий. Это завершающий этап внедрения iOps.

После передачи центра в эксплуатацию команда опытных сервисных инженеров может оказывать ему необходимую поддержку, в том числе удаленную диагностику и выезд для обслуживания всех систем автоматизации.

### Успешные применения

На протяжении длительного периода команда Эмерсон проводила внутренние тестирования iOps, исследуя возможные сферы их применения, параллельно оттачивая программную и техническую архитектуру.

В результате сегодня успешно работают уже более



Рис. 2. Последовательность стадий проектирования iOps



10 центров интегрированных операций. Накопленный практический опыт позволяет создавать прототипы новых центров с необходимой заказчику функциональностью. В настоящий момент для ТП добычи и переработки нефти и газа созданы iOps:

1) в г. Остин, штат Техас, оснащенный одной из самых больших лабораторий;

2) в г. Абердине для удаленного обслуживания систем автоматизации морских платформ;

3) в г. Челябинске на базе ПГ «Метран», осуществляющий контроль, наблюдение и аналитику систем управления производством российских предприятий.

Все iOps связаны между собой защищенными соединениями, что позволяет выполнять различные функции силами различных инженерных групп по всему миру, исходя из их квалификации и с учетом затрат. Например, большинство работ по коррективке ПО АСУТП производится в iOps в г. Маниле.

На данный момент многие международные компании совместно с Эмерсон создают свои собствен-

ные iOps. В том числе проводится предпроектное обследование нескольких крупных площадок заказчиков в России. В качестве одного из примеров отметим iOps, успешно реализованный в Австралии для компании Santos. Этот центр оказывает неоценимую помощь в обслуживании и обеспечении бесперебойной работы труднодоступных территориально распределенных добывающих скважин. В своей работе командный центр успешно справляется не только с нештатными ситуациями, но также постоянно оказывает консультационные услуги своим коллегам «в поле», осуществляет дистанционный контроль выполнения сложных операций с помощью промышленных мобильных решений и т. д.

#### Список литературы

1. Ретана А., Слайс Д., Уайт Р. Принципы проектирования корпоративных IP-сетей. Санкт-Петербург. Вильямс. 2002. 368 с.
2. Пакет К. Создание сетей удаленного доступа Cisco. Санкт-Петербург. Вильямс. 2003. 672 с.

*Кожевников Артем Александрович — консультант по информационным сетям и iOps компании Эмерсон.  
Контактный телефон (961) 787-80-20.  
E-mail: Artyom.Kozhevnikov@Emerson.com*

## ЭФФЕКТИВНОСТЬ АСУТП

**В.Б. Исаев (Компания Эмерсон)**

*Кратко изложены организационные и технические мероприятия, направленные на повышение эффективности АСУТП.*

*Ключевые слова: эффективность АСУТП, требования пользователя, капитальные и операционные затраты, энергоэффективность, надежность.*

### Традиционный подход к проектированию АСУТП

Традиционно создание АСУТП начинается со стадии разработки документа, где формулируются многочисленные технические требования к РСУ и ПАЗ в целом, к функциям, задачам и к видам обеспечения (ГОСТ 34.602-89. «Техническое задание на создание автоматизированной системы»). Разработку технического задания (ТЗ) и дальнейшее проектирование, как правило, проводит победивший в тендере поставщик РСУ, ПАЗ.

Проектирование полевого КИП выполняется профильным институтом в соответствии с заданием на проектирование в смежных частях объекта автоматизации (РМ 25951-90 АСУТП. Задания генпроектировщику на проектирование в смежных частях проекта объекта автоматизации). На этой стадии формируются опросные листы на датчики и исполнительные механизмы, по которым потенциальные поставщики полевого оборудования разрабатывают свои технико-коммерческие предложения для участия в тендере на поставку АСУТП.

Очевидно, что такой подход при создании АСУТП изначально закладывает консервативную стратегию исполнителей, основной целью которых становится снижение стоимости технико-коммерческого предложения и выигрыш тендера.

В ГОСТ 34.601-90. «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания» подробно описаны стадии и этапы создания АСУТП. Однако заказчики и разработчики по разным причинам пропускают две начальные стадии, указанные в этом документе: формирование требований пользователя и разработку концепции АСУТП.

Такой подход не является серьезным нарушением, но именно на этих двух этапах закладывается эффективность будущей системы. В [1, 2] наиболее полно изложен концептуальный подход к техническим и организационным мероприятиям по повышению эффективности АСУТП. В данной статье рассмотрим варианты практической реализации некоторых задач в этой области.

**Формирование требований пользователя**

Прежде всего, под термином «пользователь» необходимо рассматривать все основные службы предприятия: главного метролога, главного технолога, главного механика, главного энергетика, промышленной безопасности, плановый и производственный отделы. Именно со специалистами этих подразделений разработчик концепции должен формировать требования пользователя. Кроме того, необходимо активно работать с отделом капитального строительства — владельцем бюджета на строительство/модернизацию. И главным в этом случае является *требование к снижению капитальных затрат*.

При строительстве, реконструкции или модернизации технологических установок бюджет АСУТП определяется исходя из стоимости проектирования верхнего уровня, оборудования РСУ и ПАЗ, полевого КИП, исполнительных механизмов, пусконаладочных работ. Расходы же на проектирование полевого КИП, монтаж импульсных линий, приборов КИП, обогревы, кабельную продукцию, комплектующие, строительно-монтажные работы (СМР) относятся к общим затратам на проектирование и СМР.

Такое деление бюджета не позволяет использовать преимущества многих решений, являющихся более дорогими (10...15%) в инструментальной части, но обеспечивающих значительную экономию затрат и времени при монтаже оборудования. Например, использование интегральных диафрагм с копланарными манифольдами позволяет исключить затраты на монтаж импульсных линий, запорную арматуру и значительно сократить затраты на применение обогревающих кабелей или иных способов обогрева. Использование беспроводных технологий для мониторинга некритических параметров позволяет снизить затраты на 30...40% по сравнению с проводными решениями за счет сокращения числа модулей ввода/вывода, барьеров искробезопасности, кабельной продукции, комплектующих и СМР.

Одной из затратных статей при создании АСУТП, относящейся к капитальным затратам, является система ПАЗ. *Требования к контурам ПАЗ* определяет проектный институт, как правило, основываясь на опыте предыдущих разработок. Однако, если выполнять требование на проведение оценки рисков (HAZOP) и определения уровня SIL контуров ПАЗ независимой экспертной организацией (Анализ риска — требование №-116 ФЗ, приказа № 96, ГОСТ Р МЭК 61511), можно исключить необоснованные затраты на систему ПАЗ и обеспечить безопасность производства.

*Снижение операционных затрат*, включая затраты на техническое обслуживание оборудования (ТО) является обобщенным требованием пользователя к эффективности АСУТП. Согласно исследованиям Maintenance Technology Magazine, ТО вследствие отказа оборудования составляет в среднем по отрасли 55% против 10% у лучших предприятий. Предупреж-

дающее ТО (то есть с использованием мониторинга и диагностики) составляет 12% в среднем по отрасли и 45...55% у лучших предприятий. В результате затраты на ТО у лучших предприятий в 4,5 раза ниже, чем в среднем по отрасли, а складские запасы различаются примерно в 7...8 раз. При этом передовые предприятия гибко сочетают планово-предупредительные ремонты с предупреждающими видами ТО. Проведение ранжирования динамического оборудования, КИП и исполнительных механизмов на анализ отказов и степени критичности позволяет оптимизировать затраты на диагностику и выполнить требования по сокращению расходов на ТО.

*Требования к энергоэффективности* являются одним из важнейших показателей эффективности АСУТП. На предприятиях нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности около половины операционной стоимости приходится на энергетические затраты. Оптимизация управления технологическими печами, котлами и бойлерами, паровыми сетями и т.д. позволяет сократить потребление энергии на 1...3%. В процессах дистилляции, которые потребляют до 50% тепловой энергии в нефтепереработке и нефтехимии, необходимо уделить внимание качеству регулирования контуров управления, избыточному орошению и регулированию давления в колонне. В связи с тем, что значительным потребителем энергии является компрессорное оборудование, рекомендуется использовать системы управления компрессорами, обеспечивающие режимы работы в рабочих областях с высоким КПД. Ощутимого эффекта можно достичь, используя недорогие решения по мониторингу скорости загрязнения теплообменников и контролю исправности конденсатоотводчиков. Эффективность применения дорогостоящего энергосберегающего оборудования, например, частотно-регулирующих приводов на насосном оборудовании, воздушных холодильниках и промышленных вентиляторах необходимо проанализировать и обосновать с точки зрения изменения нагрузки.

*Требования к технологическому учету.* Одним из факторов повышения эффективности производства является снижение потерь. Количественно потери определяются при расчете массового баланса в системах автоматизации MES-уровня. Проблема заключается в том, что данные, на основании которых осуществляются расчеты, не всегда являются корректными из-за погрешности средств измерений, ручного ввода данных, усредненных значений плотности продуктов. Погрешности приводят к рассогласованию данных, и в результате расчета массового баланса возникают две категории потерь: рассчитываемые (потери летучих компонентов, испарения в резервуарах, потери при наливе и пр.) и неучтенные. Для идентификации неучтенных потерь системы автоматизации MES-уровня проводят согласование данных при помощи экспертных систем или на базе статистических данных, вводя в расчеты корректиру-

ющие коэффициенты, что далеко не всегда приводит к удовлетворительным результатам. Для достижения максимальной эффективности управления потерями необходимо оценить точность средств измерений, участвующих в расчете массового баланса. Экономический анализ необходимой модернизации измерительных приборов позволяет оптимизировать затраты, добиться снижения погрешности согласования данных до уровня 0,3% и с большой точностью выявлять источники потерь.

*Требования к надежности АСУТП* являются важнейшими при создании автоматизированных систем. В этом случае для традиционных систем управления закладываются требования к резервированию и диагностике блоков питания, модулей ввода/вывода, коммуникационных модулей, управляющих контроллеров. При этом барьеры искробезопасности, преобразователи с гальванической развязкой и аналогичные компоненты в системах с традиционным вводом/выводом не имеют резервирования и внутренней диагностики своего состояния, которая была бы доступна с операторского уровня системы управления. В то же время надежность входного/выходного канала фактически полностью определяется именно их надежностью, если в системе управления применяются дублированные модули ввода/вывода. Одноканальный характеристический модуль CHARM (CHARacterization Module) системы электронной кроссировки DeltaV S-серии обеспечивает встроенную диагностику внутренних и внешних цепей ввода/вывода, которая видна на экране и в архиве диагностики системы управления. Практически для всех внешних цепей доступна диагностика на обрыв, короткое замыкание, для аналогового ввода/вывода рассогласования токового и HART значений. Кроме того, при использовании системы электронной кроссировки исчезает необходимость в использовании кроссовых шкафов и межшкафных соединений, что позволяет значительно сократить число клеммных соединений.

*Требования к задачам оптимизации и обучения операторов* крайне полезно сформулировать на стадии разработки концепции АСУТП. На основании этих требований могут быть построены системы усовершенствованного управления технологическим процессом (СУУТП). При этом на стадии проектирования АСУТП становится возможным предусмотреть: необходимое полевое оборудование, специальные функциональные модули и алгоритмы СУУТП, включающие многопараметрические регуляторы с прогнозирующей моделью и встроенным оптимизатором, улучшенные алгоритмы базового регули-

рования, виртуальные анализаторы показателей качества и т. д. Наличие в составе АСУТП встроенного функционала позволяет создать средство обучения оперативного персонала: симуляторы контроллеров РСУ и ПАЗ, средства моделирования узлов и аппаратов ТП, возможность создания инструкторских функций.

#### Разработка концепции АСУТП

Разработка концепции АСУТП требует участия специалистов широкого спектра: специалисты в области ТП и энергетике, вибродиагностике динамического оборудования и надежности, систем автоматизации и безопасности, КИП и исполнительных механизмов. Необходимо, чтобы предлагаемые решения основывались на доказанных результатах и опыте предыдущих внедрений. На стадии разработки концепции автоматизации могут возникать дополнительные требования, например, в сфере оптимизации численности персонала, поточного аналитического контроля, систем антикоррозионной защиты или изменения процедур технического обслуживания в связи с результатами ранжирования оборудования и оценки рисков. Кроме того, необходимо иметь в виду, что реализация требований требует серьезной проектной проработки, включая уровень полевого КИП.

Концепция АСУТП позволяет увидеть и оценить преимущества и недостатки решений в области автоматизации. Экономическая эффективность решений может быть представлена в виде расчетов, статистических данных или экспертных оценок. На основании выбранной пользователем концепции формируются требования к функциям АСУТП, полевому КИП, исполнительным механизмам, которые войдут в раздел технических требований ТЗ на создание АСУТП.

#### Заключение

В компании Эмерсон работают специалисты с большим опытом разработки и проектирования систем управления, способные решать описанные выше задачи. Можно с уверенностью говорить о реализации задач АСУТП любой сложности «под ключ», начиная с разработки концепции автоматизации, проектирования согласованных с пользователем решений и заканчивая вводом в эксплуатацию.

#### Список литературы

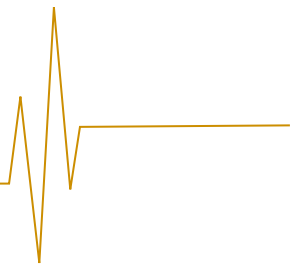
1. Ицкович Э.Л. Концепция эффективной автоматизации производства предприятий НГК // Автоматизация и ТП в нефтегазовом комплексе. 2010. №1.
2. Ицкович Э.Л. Методы комплексной автоматизации производства предприятий технологических отраслей. М: КРАСАНД. 2013. 232 с.

*Исаев Владимир Борисович — эксперт по автоматизации процессов нефтепереработки компании Эмерсон.*

*Контактный телефон (495) 981-981-1, доб.441.*

*E-mail: Vladimir.Isayev@emerson.com*





## БЕСКОНТАКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО КОНТРОЛЮ КЛАССА ДРОБЛЕННОЙ РУДЫ И ПРОЦЕССА ФЛОТАЦИИ В ГОРНО-ОБОГАТИТЕЛЬНОЙ ОТРАСЛИ

Р.С. Заводин (Компания Эмерсон)

*Рассматривается возможность улучшенного управления процессом переработки и обогащения горной руды с использованием решений бесконтактного контроля. Компания Эмерсон предлагает инновационное решение проблемы по поточному контролю класса материала на выходе дробильных установок и контролю процесса флотации в режиме реального времени.*

*Ключевые слова: автоматизация, бесконтактный контроль, система управления технологическими процессами, автоматизация процессов флотации.*

### Введение

Любая металлургия начинается с горнодобывающей промышленности — одной из ведущих отраслей глобальной экономики. По данным британской газеты Financial Times, она занимает V место в мире по уровню капитализации крупнейших компаний вслед за банковским сектором, нефтегазовой, фармацевтической и компьютерной отраслями.

В горнодобывающей промышленности уже сегодня наступает эра освоения труднодоступных месторождений и развития инновационных подходов в процессах обогащения. Спрос на ресурсы постоянно подкрепляется высоким темпом роста экономики развивающихся стран. Наблюдается значительный рост проектов по разработке новых месторождений в экстремальных температурных условиях, и работы ведутся теперь в более отдаленных и труднодоступных точках.

Несмотря на ведущие позиции России по запасам практически всех основных видов полезных ископаемых, качество подавляющего большинства этих запасов ниже, чем в добывающих странах-конкурентах. При этом в отличие от западноевропейских и некоторых других стран (например, Японии), характеризующихся высоким потреблением минеральных продуктов при фактическом отсутствии собственной минерально-сырьевой базы, но высоким уровнем экономики, Россия имеет относительно низкие показатели собственного потребления минеральных продуктов. Это является показателем развития перерабатывающих и высокотехнологичных производств, удовлетворяющих потребности общества и характеризующих его благосостояние [1].

В целом доля отечественной горнодобывающей промышленности в мировом производстве составляет 9,7%, и по этому показателю Россия находится на III месте после США и Китая. Если рассматривать долю нашей

страны в общемировой добыче отдельных видов минеральных продуктов (руд черных, цветных, драгоценных металлов, неметаллических ископаемых), то Россия в основном занимает места не ниже V. Следовательно, можно констатировать достаточно весомое положение российского горнодобывающего производства в современном мире. Но вполне реально, что уже в ближайшей перспективе может произойти снижение позиций, достигнутых российскими горнодобывающими производствами. Основные причины этого — ухудшение минерально-сырьевой базы месторождений полезных ископаемых и моральное устаревание горных технологий. Такие причины побуждают ведущих производителей горнодобывающего оборудования к поискам новых идей и решений, которые должны быть максимально эффективными при минимальных финансовых вложениях. Именно инновационные решения позволяют сегодня вести добычу в труднодоступных для человека местах и эффективно вести процесс обогащения на обедненных рудах. Уже сегодня технологические решения расширяют возможности по извлечению ценных металлов из руд со сверхнизким содержанием минералов. Появляются инновационные решения, такие как бесконтактный контроль класса дробления и бесконтактный контроль процессов флотации без какой-либо модернизации или изменений существующего ТП [2].

### Контроль класса дробления руды

В процессе горной добычи породу транспортируют на обогатительные фабрики для дальнейшего дробления и измельчения. Процесс обогащения включает измельчение руды до мелкой фракции и процесс флотации с применением различных реагентов в зависимости от свойства и типа руды.

Процессы дробления и измельчения применяются для доведения минерального сырья до необходимой крупности, требуемого гранулометрического со-

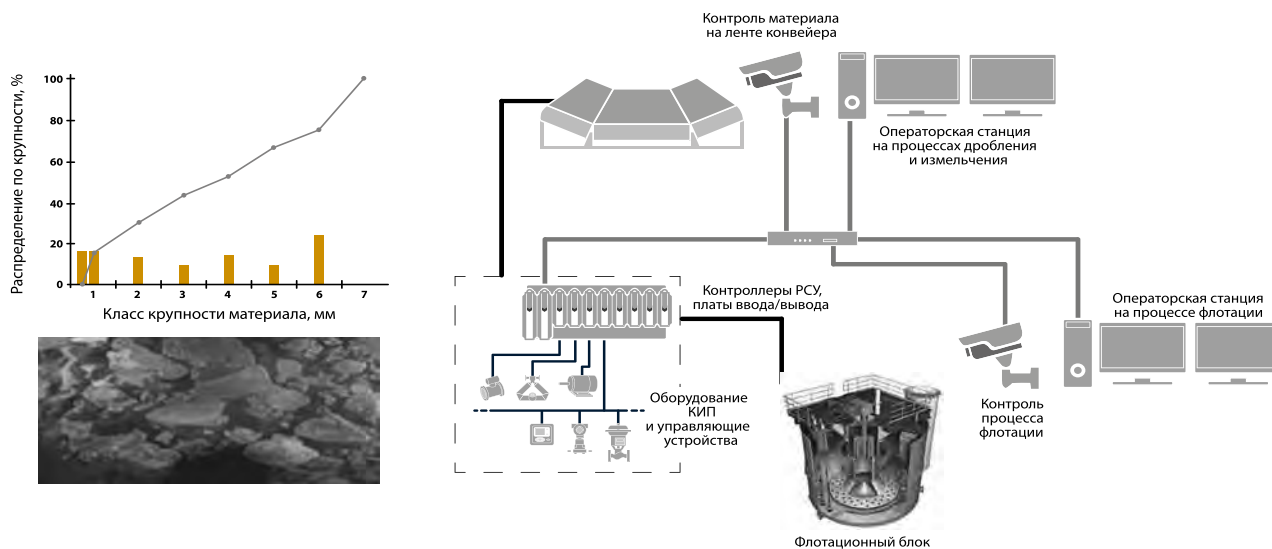


Рис. 1. Решение для бесконтактного оптического контроля класса дробления на базе системы управления DeltaV

става или заданной степени раскрытия минеральных сростков. При этом зерна разрушаются под действием внешних сил преимущественно по ослабленным сечениям, имеющим трещиноватости или другие дефекты структуры, при переходе предела прочности материала на сжатие, растяжение, изгиб и сдвиг.

В зависимости от характера внешних сил в промышленности существуют различные типы дробления/измельчения (обычное, самоизмельчение, электрогидравлическое, взрывное, вибрационное, центробежное). Принципиальной разницы между процессами дробления и измельчения нет. Условно считают, что при дроблении получают продукты крупнее 5 мм, а при измельчении мельче. Для дробления применяют дробилки, а для измельчения — мельницы. Процессы дробления и измельчения по своему назначению могут быть подготовительными и самостоятельными. Целью подготовительного дробления и измельчения полезных ископаемых перед их обогащением является раскрытие (разъединение) минералов при минимальном их переизмельчении в результате разрушения минеральных сростков. Конечная крупность дробления или измельчения определяется крупностью вкрапленности извлекаемых минералов. Чем полнее раскрыты зерна разделяемых минералов, тем эффективнее последующий процесс обогащения. В некоторых случаях, даже при достаточно полном раскрытии минералов, необходимость подготовительного дробления или измельчения обусловлена технико-экономическими соображениями или ограничениями по крупности, свойственными применяемому методу обогащения. Например, максимальная крупность материала при сухом магнитном обогащении не должна превышать 50 мм.

Одна из основных проблем, с которой сталкивается любое горнодобывающее предприятие на процессах дробления — это контроль класса крупности материала. Как контролировать размер куса породы после дробильной установки, который движется

на конвейерной ленте со скоростью 2...2,5 м/с прямоком в мельницу для дальнейшего измельчения?

Если класс крупности материала на выходе из дробильной установки не соответствует регламенту, и превышение составляет 3...5%, то дальнейшая переработка потребует значительного перерасхода ресурсов, как на процессах измельчения, так и на процессах флотации. В худшем случае возможно развитие событий, при котором результаты отрицательной работы дробильного корпуса скажутся на всех последующих процессах, и все затраты на переработку сильно повлияют на себестоимость. При таком сценарии стоимость переработки и обогащения руды будет в разы выше товарной стоимости полученного металла, и работа всего предприятия будет убыточной.

Компания Эмерсон предлагает инновационное решение проблемы контроля класса материала на выходе дробильных установок на основе оптического распознавания размеров куса породы в потоке движения на конвейерных лентах (рис. 1).

Метод определения размеров куса движущейся породы основывается на технологии определения размеров объектов от NASA. Эта же технология успешно используется на автоматических вездеходах, путешествующих по Марсу. Принципиальных различий между определением размера камня на Марсе и размера камня на ленте конвейера нет, поэтому успешное применение для определения класса материала и ранжирование его по размерам кусков гарантировано (рис. 2).

Система бесконтактного оптического контроля позволяет контролировать регламент класса дробления в ключевых точках процесса, контролировать наличие материала на ленте, организовать контур стабилизации класса с управляющим сигналом на дробильную установку и регулировать размер щели дробилки, а также осуществлять контроль работы технологического оборудования.

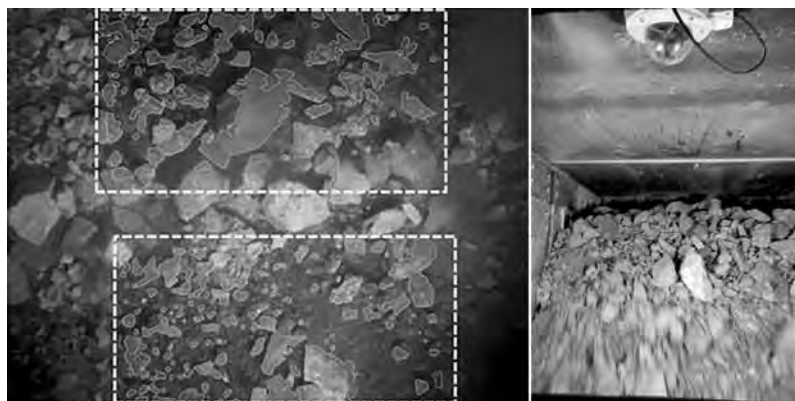


Рис. 2. Определение размера и ранжирования значений класса транспортируемого материала с помощью группы видеокамер

Группа видеокамер, установленных в требуемых точках ТП, способна не только определять размер и ранжирование значений класса транспортируемого материала, но и передавать данные в режиме реального времени в АСУТП DeltaV. Именно система DeltaV на основе полученных данных способна выполнять задачи контроля и регулирования как технологическим оборудованием, так и стабилизировать критические параметры ТП согласно регламенту и уставкам, задаваемым технологическим персоналом.

Применение этого решения позволит поднять на любом горнодобывающем предприятии показатели измельчения по классу материала на 6,2%, при этом не требуются дополнительные вложения в технологическое оборудование, такое как дробилки, мельницы, грохота. Решение по бесконтактному контролю состоит из сервера обработки данных и набора видеокамер, затраты на приобретение которых в десятки раз меньше, чем затраты связанные с изменениями в технологической цепочке или модернизации существующего технологического оборудования для достижения целей по повышению класса материала. Ожидаемые результаты незамедлительно проявятся в виде повышения безопасности обслуживающего персонала, исключения влияния человеческого фактора и автоматического поточного контроля 24/7/365.

Как показывает богатый практический опыт компании Эмерсон, решения по бесконтактному контролю отлично интегрируются в существующий ТП, повышаются показатели смежных процессов, например, работа контура стабилизации соотношения руда-вода или поддержания плотности на сливах классифицирующих аппаратов или гидроциклонов. Можно реализовать решения на базе PCU для стабилизации соотношения руда-вода на процессе измельчения или стабилизации плотности на рудных сливах. При использовании системы управления и алгоритма управления процессом измельчения ожидаемое повышение извлечения металла составляет 0,4...0,5%. Защита от аварийных ситуаций при работе системы и алгоритма автоматического регулирования также обеспечивает повышение производительности мель-

ницы и сокращение расхода электроэнергии на 3,4%.

### Контроль процесса флотации

Процесс флотации — разделение мелких твердых частиц (главным образом, минералов), основанный на различии в смачиваемости водой этих частиц. Гидрофобные (плохо смачиваемые водой) частицы избирательно закрепляются на границе раздела фаз, обычно газа и воды, и отделяются от гидрофильных (хорошо смачиваемых водой) частиц. При флотации пузырьки газа или капли масла прилипают к плохо смачиваемым водой частицам и поднимают их к поверхности.

Основная задача оператора флотационного блока заключается в оперативном принятии решений в процессе флотации по контролю и поддержанию уровня пены, объема подаваемых реагентов и воздуха для получения пенного продукта высокого качества. Опытный флотатор с большим стажем работы всегда может определить качество пены, полагаясь только на визуальную оценку и свой опыт. Но такой опыт очень тяжело и долго нарабатывается и передается от старшего персонала к младшему не один год. Также следует принять во внимание, что в разные смены работают разные операторы флотационных установок, и их интерпретации результатов данных процесса, персональный опыт, визуальная оценка процессов могут значительно различаться.

Для решения проблемы контроля сложного процесса флотации и исключения влияния субъективного фактора, основанного на решениях, которые принимает оператор, руководствуясь своим опытом, компания Эмерсон предлагает инновационное решение для автоматического бесконтактного контроля процесса флотации в режиме реального времени (рис. 3).

Система бесконтактного контроля процесса флотации обеспечивает исключение влияния субъективных факторов и круглосуточно, в режиме реального времени предоставляет информацию, которую используют операторы и технологи флотации. Данные, получаемые от системы контроля, поступают не только на экран оператора для мониторинга хода процесса флотации, но и в АСУТП DeltaV для организации контуров управления и стабилизации процесса флотации.

Система бесконтактного контроля предоставляет данные измерений важнейших свойств пенообразования:

- скорость образования и направление движения пены;
- размер и ранжирование пузырьков, их число, частоту появления;
- устойчивость пены и анализ цветового оттенка;
- интегральные данные ключевых параметров.

Полученные данные параметров пены поступают в систему DeltaV для участия в стратегии контура



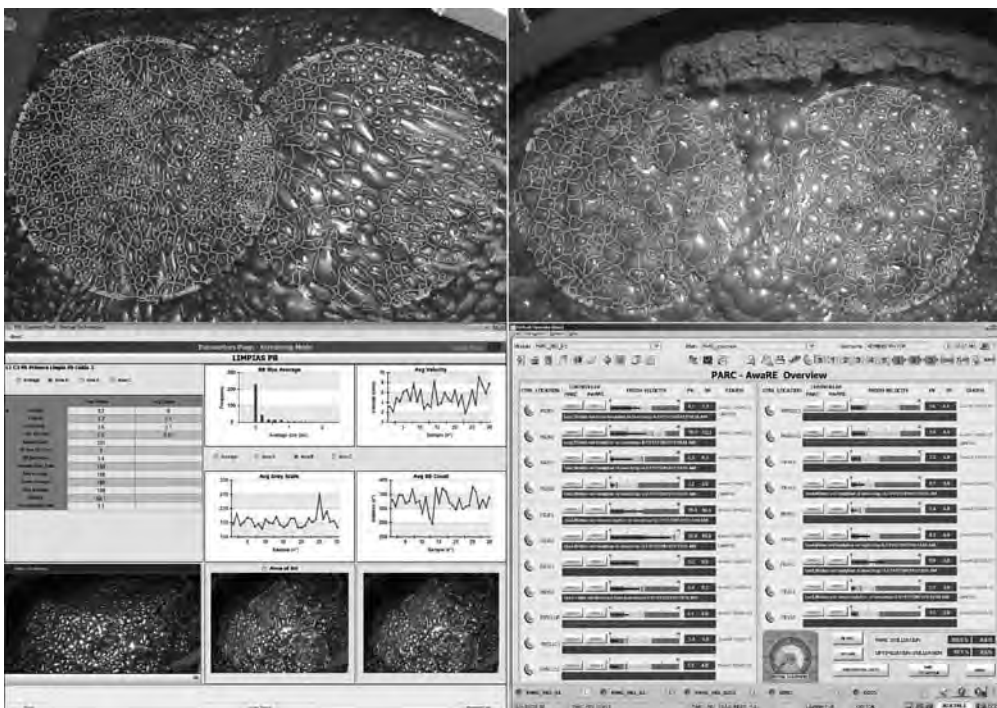


Рис. 3. Контроль процесса флотации с применением решения на базе системы управления DeltaV

управления, например, совместно с показаниями химического анализа, установленного на потоке питания. Такое интегрированное решение системы управления DeltaV с данными пенообразования позволяет создать надежную и эффективную стратегию расширенного управления процессом флотации, исключая воздействие человеческого фактора.

Основные задачи, которые способна решать система бесконтактного контроля процесса флотации на платформе DeltaV:

- контроль скорости пены — стабилизация контура флотации путем стабилизации пропускной способности флотационной камеры и поддержания оптимального уровня;
- оптимизация требуемого качества концентрата и песковых хвостов;
- максимизация извлечения.

Эти важнейшие задачи решаются благодаря использованию передовых решений по интеграции видеокамер высокого разрешения с оборудованием и системой управления DeltaV.

#### Контроль скорости пены

Производительность флотомашин или скорости съема пены из камер в концентрационные желоба напрямую связаны с показателем извлечения флотационного контура. Управление потоком пенообразования во флотационной камере происходит путем воздействия на ряд основных параметров, такие как флотационный воздух, объем и вид подаваемых реагентов. Эти параметры имеют важные свойства, такие как быстрое реагирование и сильная корреляция со скоростью образования пены в сравнении с высотой уровня пульпы

или добавлением реагента вспенивателя. Уровень пульпы и подачу реагента вспенивателя часто используют в случаях недостаточности объема подаваемого воздуха в камеру флотомашин и в случаях, когда на скорость пены необходимо повлиять по всей нитке флотомашин. Исходя из анализа вышеописанных параметров, система DeltaV определяет необходимое управляющее воздействие, например, на величину открытия пробок, объемы подачи реагента, изменение объема воздуха. Затем система анализирует скорость образования пены, сопоставляя с регламентной уставкой, если величина отличается

от уставки на превышающее значение зоны нечувствительности, то система DeltaV осуществляет управляющее воздействие в контуре регулирования.

#### Контроль уровня пульпы

Стабилизация высоты уровня пульпы в каждой флотационной камере напрямую влияет на качественные показатели результатов извлечения. Поскольку пенообразование происходит в верхнем слое пульпы, необходимо поддерживать оптимальную толщину слоя пены, путем регулирования высоты уровня пульпы до верхнего края слива флотационной камеры, тем самым позволив процессу пенообразования достичь необходимых характеристик качества пены и максимально стабилизировать слив пены. Даже небольшие колебания толщины слоя пены будут влиять на ухудшение показателей извлечения из-за постоянного избыточного или заниженного верхнего слива. Чаще всего многие предприятия используют практику управления каждой камерой независимо друг от друга при помощи одиночного локального ПИД-регулятора. Такое решение в большинстве случаев не приносит ожидаемого положительного результата решения проблемы, поскольку контуры управления высотой уровня пульпы сильно взаимосвязаны друг с другом. То есть управляющее воздействие на уровень в одной камере вызывает существенное колебание в последующей камере и до самого конца флотационной нитки.

Для решения этой распространенной проблемы система DeltaV в составе решения по бесконтактно-

му контролю процессов флотации способна реализовать стратегию каскадного регулирования уровнем по всей цепочке флотомашин. Данная стратегия одновременно контролирует уровень в каждой камере по всей линии флотации и вносит корректирующие воздействия на источники помех, такие как клапаны управления и насосы до того, как они повлияют на уровень в каждой камере.

#### Оптимизация извлечения металла на флотации

Повышение показателей извлечения — одна из важнейших задач в ТП флотации. При наличии поточного анализатора химического состава пульпы на потоке и алгоритмов расширенного управления в системе DeltaV в составе решения по бесконтактному контролю процессов флотации возможно создание полномасштабной стратегии управления извлечением. Целью расширенного управления является стабилизация работы флотационного блока как можно ближе к предельным значениям содержания ценных металлов в пульпе с применением максимально четкого и точного управления. Максимизация извлечения достигается благодаря использованию инновационного подхода для контроля процесса пенообразования и расширенному управлению на основе уникальных алгоритмов работы, сконфигурированных в системе DeltaV. Данное комплексное решение позволит автоматически стабилизировать процесс, поднять качество извлечения и поддерживать оптимальные условия по всей нитке флотации.

Поточный анализатор, установленный на потоке пульпы, предоставляет информацию химического анализа на ТП. Данные анализа представляют собой количественные определения содержания (массовых долей) химических элементов, например, на питании всей нитки флотации, и время цикла между анализами может изменяться в диапазоне 10...60 мин. Поскольку интервал между анализами может быть довольно большим, система бесконтактного контроля предоставляет данные по пенообразованию в режиме реального времени, что позволяет оператору флотации принимать оперативные решения и более точно корректировать процесс. Оператор флотации также может получать информацию как отдельно с каждой флотационной камеры, так и по всем флотоблокам в нитке.

Применение решения бесконтактного контроля от Эмерсон позволяет увеличить процент извлечения на флотации на 1,7%, при этом не требуются дополнительные вложения в технологическое оборудование. Ожидаемым результатом является исключение влияния человеческого фактора и оптимальная стабилизация параметров процесса флотации [2].

**Заводин Роман Сергеевич** — эксперт по решениям в области металлургии и горной добычи компании Эмерсон.  
 Контактный телефон 8(7172) 59-27-43.  
 E-mail: Roman.Zavodin@Emerson.com

#### Заключение по решениям бесконтактного контроля

Решения для бесконтактного контроля класса дробления и процесса флотации, описанные в статье, работают на основе специально разработанного ПО и видеокамер высокого разрешения. Эти решения могут поддерживать большое число видеокамер, установленных в различных точках контроля ключевых ТП на дроблении, измельчении и флотации.

Система бесконтактного контроля в режиме реального времени передает данные по классу материала (размер кусков породы) и качеству флотации (количество, размер пузырьков, скорость движения пены) в ПТК DeltaV, далее эти значения участвуют в контурах регулирования и стабилизации в системе DeltaV. Контур регулирования на выходе способен формировать управляющий сигнал на полевое оборудование — от дробильной установки до насосов дозаторов реагентов и клапанов подачи воздуха. Алгоритмы поведения оборудования и контура стабилизации разрабатываются с учетом всех деталей конкретного производства.

Для улучшенного управления можно использовать решения по контролю класса дробления и контролю процесса флотации одновременно. Например, система управления DeltaV регистрирует отклонение от заданного класса дробления, и начинает работать контур № 1 по стабилизации класса материала путем изменения уставок на размер щели дробилки. Далее DeltaV должна скорректировать уставки задания по объему подаваемых реагентов и воздуху на флотацию, — начинает работать контур № 2 по стабилизации качества флотационной пены. Комплексный подход одновременной работы решения № 1 и № 2 дает не только стабилизацию параметров ТП и повышение качества измельчения, но и хороший процент экономии затрат на дорогостоящие реагенты, плюс повышение извлечения металла.

Лидирующие компании рассматриваемой отрасли, такие как Copper Mountain, Fresnillo, Yukon Zinc, Imerys Talc, Goldcorp, Lake Shore Gold Corp, Barrick, Los Perlambrés, Taseko, Penoles, Angola American из Канады, Чили, Африки и Австралии уже несколько лет успешно применяют на своих производствах как технологию бесконтактного контроля процесса флотации, так и технологию бесконтактного определения и контроля класса дробления материала на потоке.

#### Список литературы

1. Кондратьев В. Б. Глобальная горнодобывающая промышленность//Перспективы. Сетевое издание Центра исследований и аналитики ФИП. Октябрь. 2012. <http://www.perspektivy.info>.
2. Ломоносов Г. Г. Эффективное горнорудное производство//Деловая слава России. 2006. № 2.

**ИНТЕГРИРОВАННОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ****М.Ю. Гиниятов (Компания Эмерсон)**

*Рассматривается полный спектр передовых технологий интеллектуального месторождения, а также решения в области автоматизации и передачи данных для процессов добычи, помогающие повысить производительность, безопасность и надежность операций, сократить эксплуатационные расходы.*

*Ключевые слова: интеллектуальное месторождение, добыча нефти и газа, автоматизация, эффективность, единое информационное пространство.*

Россия входит в первую десятку стран с крупнейшими запасами нефти, уступая только странам Ближнего Востока и Венесуэле. Доля РФ по данным BP-statistic-2010 в мировых запасах составляет 6,5%.

На настоящий момент в России в разработке находится 1580 месторождений, в которых сосредоточено 78% всех запасов страны. Практически все разрабатываемые месторождения характеризуются высокой степенью выработанности разведанных запасов — более 60%.

Источником для поддержания падающей добычи нефти в стране должны были бы стать еще не введенные в разработку 1170 нефтяных месторождений. Но эти месторождения не разрабатываются по ряду причин: мелкие по запасам, удалены от инфраструктуры, сложные геологические условия, трудные для разработки свойства нефти, в итоге — нерентабельны в современных условиях.

Текущие извлекаемые запасы нефти распределенного фонда недр по степени освоения можно разделить на три группы [1].

— *Разрабатываемые месторождения* — имеется инфраструктура, осуществляется промышленная эксплуатация. На группу таких месторождений приходится 82,5% текущих извлекаемых запасов нефти России. Основные текущие запасы разрабатываемых месторождений локализованы в ХМАО, Восточной Сибири, Приволжском ФО и ЯНАО. Это основной источник добычи нефти в России на ближайшую перспективу.

— *Подготовленные к разработке месторождения с необходимой инфраструктурой, в эксплуатацию не введены.* Объемы доказанных запасов нефти по этой группе месторождений незначительны — 5% и не могут служить источником для стабилизации или расширения добычи. Запасы группы месторождений рассредоточены по разным территориям и акваториям России.

— *Новые месторождения с отсутствием инфраструктуры.* Доля данной группы составляет 12,5%. Основные запасы локализованы в трех регионах России — ЯНАО (62%), Красноярском крае (16%) и Республике Саха + Чукотке (12%). Доля остальных регионов в разведанных запасах нефти по этой группе месторождений составляет 10%. На месторождениях данной группы можно добывать значительные объемы нефти, поэтому новые месторождения с отсутствием инфраструктуры являются перспективными для ввода

в промышленную разработку. В данное время это основной источник для компенсации падения добычи нефти по традиционным нефтяным регионам России.

Россия занимает 1 место в мире по запасам газа, 2 место по объемам ежегодной добычи, 2 место по потреблению газа и обеспечивает 20% мировой торговли данным видом топлива.

Разведанные запасы газа, равные 47 трлн. м<sup>3</sup>, сосредоточены в 770 газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях, из которых 338 с разведанными запасами в 21,6 трлн. м<sup>3</sup> вовлечены в разработку, а 73 — подготовлены к промышленному освоению. Большая часть запасов (92%) находится на суше и лишь 3,8 трлн. м<sup>3</sup> — на море. Особенность их географического размещения заключается в том, что 78% находится в пределах Западно-Сибирского региона, 10% — в Европейской части РФ, а в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке — 4%.

**Современные проблемы нефтегазового комплекса и причины их возникновения**

За последние 60 лет промышленной разработки нефтяных месторождений основные эксплуатационные объекты России находятся в поздней стадии и характеризуются высокой выработанностью залежей нефти и значительным обводнением продукции скважин. Намечилась четкая негативная тенденция: истощение традиционных запасов нефти и снижение темпов роста ее добычи.

Снижение темпов добычи на фоне роста объемов бурения и капитальных затрат газовых и особенно нефтяных компаний свидетельствует об ухудшении минерально-сырьевой базы. Одновременно ухудшается структура текущих промышленных запасов углеводородов в основных нефтегазодобывающих регионах.

Современные тенденции в нефтегазодобыче определяют потребности рынка. Активы будущего располагаются в труднодоступных областях, таких как Арктический шельф, Восточная Сибирь, разработка новых месторождений в труднодоступных областях требует большого числа высококвалифицированных кадров. Актуальными становятся технологии, требующие минимального участия человека. Степень сложности и опасности при разработке и эксплуатации возрастает, что требует сокращения времени на принятие решений, детального прогнозирования и оценки рисков. Темпы падения добычи требуют в кратчайшие сроки восполнения ресурсов по добыче,





Рис. 1. Центр коллективного ситуационного анализа (ЦКСА) месторождения

а высокие капитальные затраты на освоение новых месторождений стимулируют сокращение времени до получения «первой нефти». Реализовать все перечисленные требования можно только с использованием инновационных технологий, к которым относится «Интеллектуальное месторождение».

#### Что такое «интеллектуальное месторождение»?

Термины «интеллектуальное месторождение» или «цифровое месторождение» сегодня широко используются в нефтегазовой промышленности. Цифровое представление нефтяного месторождения — это инструмент, с помощью которого компании-операторы и сервисные компании могут получить преимущества усовершенствованного управления данными и знаниями, аналитические инструменты, системы в режиме реального времени, а также более эффективные бизнес-процессы (рис. 1).

Решения, связанные с интеллектуальным месторождением и успешно работающие в современных условиях в ведущих нефтегазовых компаниях, называются по-разному, и хотя их модели ведения бизнеса и позиции на рынке значительно отличаются в за-

висимости от региона, используются в целом схожие подходы, позволяющие решать следующие задачи.

**Разработка и управление месторождением в соответствии с ключевыми индикаторами эффективности:** повышение производительности, увеличение срока эксплуатации месторождения, сокращение эксплуатационных расходов, снижение рисков нанесения вреда здоровью людей и окружающей среде.

**Минимизация затрат при выборе и внедрении решений по управлению,** включая разработку философии управления с ориентацией на малолюдные технологии с привлечением компаний-экспертов в этой области, использование передовых инструментов и технологий измерений, обработки и передачи данных без задержек, средства моделирования как на этапе бурения для снижения неопределенности, так и на этапе эксплуатации.

**Эффективная эксплуатация месторождения:** внедрение концепции удаленного центра интегрированного управления, оптимизация рабочих процессов по обслуживанию, разработка долгосрочной стратегии эксплуатации месторождения с использованием инструментов математического моделирования.

Главной идеей интеллектуального месторождения является интеграция технологий, производственных процессов и управленческих решений в едином информационном пространстве.

На данный момент ведущие российские нефтегазодобывающие компании активно занимаются разработкой собственных концепций интеллектуальных месторождений, адаптированных к своим условиям, и планируют широкое внедрение цифровых технологий, особенно на новых и перспективных месторождениях.

#### Экономический эффект от внедрения интеллектуального месторождения

Как показывают оценки ведущих зарубежных научно-исследовательских организаций (IHS CERA Inc, McKinsey и др.), ожидаемым эффектом от внедрения интеллектуального месторождения является:

- увеличение нефтеотдачи пласта на 1,0...7,0%;
- увеличение производительности на 1,0...6,0%;
- снижение простоев в среднем на 1,0...4,0%;
- рост эффективности управления на 3,0...25,0%.

#### Компоненты интеллектуального месторождения от Эмерсон

Существенной поддержкой для стабилизации добычи нефти может стать увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН). В настоящее время средний проектный КИН в стране — около 37%. Достигнутый КИН, то есть доля извлеченных запасов в геологических запасах, составляет в России около 20%.



Рис. 2. Возможности интегрированного решения для построения геолого-технологических моделей

Для обеспечения возможности увеличения КИН предлагается полномасштабное интегрированное решение построения геолого-технологических моделей от сейсмоки к оптимизации добычи от компании Roxar, включающее следующие возможности: интерпретация данных сейсморазведки; геолого-гидродинамическое моделирование; автоматизированная адаптация по истории разработки; анализ рисков; оптимизация вариантов разработки; интегрированное моделирование; создание, поддержка и обновление баз данных (рис. 2).

В настоящее время в России значительное внимание уделяется интегрированному моделированию, направленному на поддержку задач оптимального планирования разработки месторождения и оперативного принятия решений путем проверки сценариев. Цели компании при разработке технологий интегрированного моделирования и оценки рисков: улучшение качества планирования и оценка рисков, улучшение качества принятия оперативных решений, улучшение качества исполнений решений.

Интегрированная модель объединяет модели: геолого-технологическую, движения флюида в насосно-компрессорных трубах (НКТ), движения флюида в поверхностной сети, совмещенную с технологией оценки рисков. Интегрированная модель представляет единую платформу для расчета характеристик скважин и трубопроводов, расчета характеристик системы сбора и транспорта с привязкой к гидродинамической модели, виртуальной расходомерии. Интегрированная модель применяется в подборе и учете внутрискважинного и поверхностного оборудования, прогнозе добычи при различных концепциях развития месторождения с учетом ограничений, в оценке потенциально возможной добычи и идентификация «узких мест», оценке дебитов фаз по скважинам на основе косвенных замеров (виртуальная расходо-

метрия), оптимизации режимов работы оборудования, выработке параметров регулирования, а также для управления месторождением в режиме on-line. ПО Roxar помогает определить оптимальную стратегию разработки месторождения и оценить риски принятия технологических решений.

В концепции интеллектуального месторождения автоматизация играет ключевую роль. Для оперативного управления производственными процессами нефтегазодобычи предлагается комплексная система, включающая полный спектр интеллектуальных контрольно-измерительных приборов (КИП) и исполнительных устройств, несколько линеек контроллеров телемеханики и SCADA-систему, а также обеспечивающая безотказность эксплуатации в ограниченных условиях энергопитания и связи. Данная система позволяет применять традиционную проводную, беспроводную и шинную технологии и использовать диагностические возможности интеллектуальных полевых устройств для проведения их техобслуживания до того, как они выйдут из строя. Для эффективного управления технологическими активами предлагается семейство лучших в своем классе диагностических прикладных программ AMS Suite. Алгоритмы прогнозирования AMS Suite повышают эксплуатационную готовность и производительность оборудования, включая механическое и электрооборудование, оборудование ТП, КИП и клапаны [2].

Таким образом, благодаря комплексному подходу решаются следующие задачи: контроль состояния основных активов (контроль абразива, коррозии, вибрации); контроль производительности оборудования (насосов, компрессоров, теплообменников); дистанционное обслуживание КИП (наладка, диагностика без демонтажа, калибровка); планирование и оптимизация технического обслуживания и ремонтов (переход к обслуживанию по состоянию).



Рис. 3. Пошаговая процедура взаимодействия специалистов Эмерсон и заказчика

**Стадии проекта**

На данный момент не существует общепринятого подхода в вопросах создания концепции интеллектуального месторождения, и каждая компания индивидуально определяет и разрабатывает концепцию с учетом собственной специфики, условий, в которых она работает, и экономической целесообразности.

Компания Эмерсон имеет опыт построения интеллектуального месторождения у ряда компаний — операторов в области добычи газа. Для достижения успеха была выработана пошаговая про-

цедура взаимодействия специалистов Эмерсон и заказчика (рис. 3).

Работа над проектом начинается с осознания конкретных первоочередных направлений оптимизации и области приложения усилий. Для этих целей проводится серия предварительных интервью или семинар со специалистами заказчика, анализ и выделение ключевых проблем, выработка совместных решений и подбор доступных технологий и оборудования, проведение технико-экономического расчета и определение пилотных объектов или направлений для внедрения.

Примерная программа семинара включает следующие темы:

- интеллектуальное месторождение: цели внедрения, иерархия, основные компоненты и их функции. Примеры внедрений и достигнутые результаты;
- решения по скважинам: интеллектуальная, добывающие, нагнетательные;
- решения по мониторингу коррозии и впрыску химических реагентов;
- решение для замерных установок и эксплуатационного сепаратора;
- решение для насосов;
- решения для резервуаров;
- беспроводные архитектурные решения для месторождения;
- центр интегрированного управления.

Полный спектр услуг включает обследование и оценку, предпроектные и проектные работы, комплекс работ по вводу в эксплуатацию и сервисную поддержку.

Важным преимуществом компании Эмерсон является наличие локализованного в России производства, позволяющего снизить сроки поставки оборудования и сгладить колебания курса рубля. Сервисные центры, расположенные близко к заказчику, также являются отличительной особенностью, позволяющей решать все проблемы на этапе эксплуатации оборудования и систем автоматизации. Компания Эмерсон более 10 лет производит на территории России постоянно расширяемую номенклатуру средств автоматизации с долей российских комплектующих около 70% — средства измерения, регулирующие, метрологическое и функциональное оборудование, оборудование для систем управления, а также выполняет инжиниринговые проекты и оказывает сервисное обслуживание.

#### Опыт успешных применений

Специалистами компании Эмерсон заложен фундамент для создания «интеллектуального месторождения» посредством разработанных и действующих математических моделей месторождений в сочетании

*Гиниятов Марат Юнусович — консультант по автоматизации в нефтегазовой отрасли компании Эмерсон. Контактный телефон (960) 476-00-55. E-mail: Marat.Giniyatov@Emerson.com*

с современными средствами автоматизации и телекоммуникаций. Эти современные технологии успешно внедряются на месторождениях ведущих предприятий России и СНГ. Примерами реализации комплексных проектов по автоматизации месторождений, начиная с уровня полевых приборов и заканчивая системами оперативно-диспетчерского управления, с использованием линейки оборудования и программных компонентов Эмерсон являются такие проекты, как обустройство Ванкорского и Верхнечонского месторождений, месторождений им. Требса и Титова, им. Ю. Корчагина — в России, Азери в Азербайджане и др.

Например, видимый результат, полученный на одной из площадок крупного оператора по добыче нефти и газа, был достигнут после внедрения решений по автоматизации функций мониторинга технологического оборудования, ранее выполнявшихся с помощью полевых операторов. Как показывает практический опыт, внедрение удаленного мониторинга состояния скважин, систем дозирования химреагентов и станций катодной защиты трубопроводов позволило вдвое сократить число рутинных визитов на эти объекты. При этом окупаемость указанных решений составила менее 2-х лет.

Другим примером может служить внедрение технологии Эмерсон для сбора данных от интеллектуальных устройств на Астраханском газоконденсатном месторождении (ООО «Газпром добыча Астрахань», более 6000 скважин). Астраханский газохимический комплекс, расположенный в 70 км от г. Астрахани, — большое уникальное предприятие. Содержание в пластовой смеси свыше 28% сероводорода, пластовая температура 110 °С и давление более 600 атм. на глубине 4000 м требуют высокой степени автоматизации всех уровней ТП и обеспечения высокой степени надежности систем и оборудования. В рамках развития концепции интеллектуального месторождения на объекте применена система диагностики интеллектуального КИП на базе ПО AMS Device Manager. Примененный подход позволяет на основе анализа информации о работе оборудования принимать управленческие решения, направленные на повышение надежности и качества эксплуатации газового месторождения, что подтверждает актуальность и экономическую эффективность применения системы диагностики.

#### Список литературы

1. Справочная книга по добыче нефти. Под. ред. Матвеева С.Н. НГДУ «Комсомольскнефть», 2001.
2. Савоськин В.В., Черкашин М.В. Решения по вибрационному контролю и диагностике состояния динамического оборудования // Автоматизация в промышленности. 2016. №3.



## Комплексная автоматизация ГЭС и ГАЭС

### 3.А. Шавлович (Компания Эмерсон)

*Изложены подходы и решения компании Эмерсон по комплексной автоматизации ГЭС и ГАЭС на базе решений российского экспертного центра в области управления гидроагрегатами и гидроэлектростанцией в целом, позволяющих повысить качество управления и оптимизировать ТП.*

*Ключевые слова: ГЭС, ГАЭС, автоматизация, системы управления гидротурбинами, оптимизация, оценка экономического эффекта.*

#### Особенности и текущие проблемы автоматизации, характерные для отечественных ГЭС и ГАЭС

Гидроэлектростанции и гидроаккумулирующие электростанции (ГЭС и ГАЭС) в вопросах автоматизации стоят несколько обособленно от других объектов электроэнергетики (например, ТЭЦ и ПГУ). Основное их отличие с точки зрения объемов автоматизации — это минимальный объем вспомогательного оборудования и контрольно-измерительных приборов на агрегатном уровне. Однако число гидроагрегатов на станции может быть более 24 ед., а длина машинного зала — свыше 1 км. Общестанционные и агрегатные системы расположены на значительном расстоянии друг от друга, а электрическая часть ГЭС и особенно ГАЭС достаточно сложна. Протяженность плотин может превышать несколько километров. Водопускные и водоприемные сооружения, которым также требуется централизованное управление, зачастую удалены от основного здания ГЭС на расстояние более 10 км.

Такая специфика ГЭС и ГАЭС требует надежного интеллектуального оборудования, способного проводить самодиагностику, управлять и контролировать процесс выработки электроэнергии с минимальным участием человека и консолидировать основные показатели процесса на удаленных рабочих местах операторов и для руководства предприятия [1].

Сегодня на многих ГЭС завершена модернизация основного и вспомогательного оборудования, а также систем автоматического управления. Основные цели модернизации — повышение прибыльности предприятия, снижение стоимости обслуживания, повышение надежности и безопасности производства, соответствие новым требованиям Системного Оператора (СТО 59012820.27.100.003-2012: «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования»). Зачастую поставленные задачи были решены не в полной мере. Время выявило проблемы, которые изначально не были учтены, в частности:

- уровень автоматизации вспомогательного оборудования (маслонапорная установка, лекажный агрегат, задвижки техводоснабжения, дренажные насосы, компрессорные установки и т. д.) во многих случаях не достаточен для его полноценного управления и диагностирования;
- состав КИП ограничен и не позволяет полноценно проводить мониторинг гидроагрегата с анализом развития негативных процессов во времени;
- используется КИПиА самого простого исполнения, без самодиагностики и возможности их включения в журналы сервисного обслуживания с АРМ метролога;

- периодическая поверка щитовых измерительных приборов требует их частой отправки в специализированные лаборатории, что приводит к дополнительным затратам;
- не разработана методика комплексной диагностики гидроагрегатов и справочная система оператора;
- не внедрены сервисные функции, такие как автоматизированный журнал технического обслуживания и т.д.;
- не всегда присутствует квалифицированная сервисная поддержка на русском языке;
- невозможность получения исполнительной (As Built) документации по факту наладки;
- увеличение стоимости сервисных работ на обслуживание гидромеханической части системы регулирования;
- избыточность и высокая стоимость гидромеханического оборудования системы управления;
- отсутствие преемственности поколений систем управления.

Недостаточная автоматизация вспомогательного оборудования связана с тем, что изначально неправильно построена концепция автоматизации. Таким понятиям, как внутренняя и внешняя диагностика механизмов нижнего уровня, призванным предоставлять оператору максимальную информацию об объекте управления, не уделялось должного внимания в первую очередь из-за невозможности получения достаточного набора сигналов с самого оборудования. Сложившаяся ситуация может привести к потере времени на обнаружение неисправностей и их устранение. И, как следствие, к увеличению времени простоя оборудования и экономическим потерям.

Отсутствие комплексной диагностики и прогноза развития проблем состояния оборудования вызывает:

- значительное увеличение времени поиска и устранения неисправностей;
- аварийные остановы агрегатов вместо планового устранения развивающейся проблемы;
- дополнительные финансовые потери при срочном ремонте оборудования от его простоя и получения штрафных санкций, а в период паводка — и от вынужденного холостого водосброса;
- потерю имиджа генерирующей компании как надежного поставщика электроэнергии.

Нехватка КИПиА на агрегате и вспомогательных системах, установка простейших приборов во многих случаях связаны с двумя основными факторами: желанием сэкономить и отсутствием концепции автоматизации. Такое положение вещей не дает возможности получить максимально полный мониторинг оборудования. Еще есть места, куда оператор вынужден ходить и снимать вруч-

ную показания приборов. Как правило, это удаленные или труднодоступные места. В этих случаях прямое участие человека в процессе мониторинга необходимо. Неинтеллектуальный КИПиА не обладает функциями самодиагностики, а это означает, что риск ложного останова по неисправности датчика высок. Также невозможно вовремя отследить, что у прибора появились проблемы с измерением или подключением.

Концепция автоматизации фактически предусматривает создание и ведение «медицинской карты» агрегата и его вспомогательных систем на базе минимально достаточного и максимально информативного оборудования. В большинстве случаев такой концепции нет, и это затрудняет планирование объемов текущих и капитальных ремонтов, не способствует повышению безопасности системы управления.

Многие системы управления не связаны со средой разработки проектной документации, что не дает возможности предприятию иметь по-настоящему окончательную версию исполнительной документации и автоматически вносить в нее изменения в период эксплуатации системы.

Важный вопрос — квалифицированная поддержка на русском языке. Ни для кого не секрет, что практически всегда в начале эксплуатации системы управления у персонала появляется много вопросов, которые требуют немедленных ответов. Реакция на проблему может перерасти в недельные переписки и звонки, переводы с русского на английский и обратно, отсутствие такой поддержки может привести к простоям оборудования, ложным остановам, или, что еще хуже, к несрабатыванию системы аварийной защиты. Результат — штрафы от системного оператора и экономические потери из-за недопроизводства электроэнергии.

Большая проблема сегодня — высокая чувствительность гидравлических компонентов системы регулирования к чистоте маслосистемы. Современные требования к качеству электроэнергии являются основой того, что в гидромеханической части САР стали использоваться высокоточные электрогидравлические усилители. Но за такими устройствами требуется повышенный контроль, например, высокая степень очистки рабочей среды. Практически невозможно получить требуемый класс очистки, когда объем масляных баков может достигать более 20 м<sup>2</sup>. Устанавливаемые фильтры не решают проблему. Их приходится часто менять. Например, для поворотно-лопастных гидромашин частота замены может достигать 1 раза в неделю. Такое частое обслуживание увеличивает затраты на сервис почти вдвое относительно ситуации со старыми системами, так как приходится чаще закупать фильтроэлементы, а также бороться с утечками по корпусным элементам фильтра, которые появляются из-за их частой разборки.

Две основные проблемы, связанные с гидромеханической частью системы управления, поставляемой в рамках реконструкции гидроагрегатов некоторыми производителями основного оборудования — избыточность и высокая стоимость обслуживания.

Такая ситуация во многом складывается по причине того, что стоимость оборудования для управления незначительна по сравнению со стоимостью гидроагрегата. Поэтому многие производители, сокращая издержки

на непрофильные активы своих компаний, прибегают к помощи партнеров, специализирующихся на производстве гидроаппаратуры и не всегда имеющих понятие о специфике и традициях ГЭС и ГАЭС. Как результат, поставляется дорогое качественное, но явно избыточное оборудование и зачастую не соответствующее ожиданиям эксплуатации. Например, регулируемые аксиально-поршневые насосы, используемые вместо традиционных винтовых, требуют высокой чистоты масла, регулярной его замены (примерно 1 раз в 2...3 г.), поддержания заданного температурного диапазона во время работы, периодической смены подшипников и т. п. Эти требования накладывают необходимость поставки дополнительных фильтрующих и поддерживающих температурный режим установок, а затраты на сервис системы возрастают в несколько раз. Кроме того, обычно гидромеханическое оборудование для управления новыми гидроагрегатами ввозится из-за границы уже в собранном виде, что затрудняет гарантийный и постгарантийный сервис.

Вопрос преемственности поколений систем управления остро стоит сейчас перед каждым предприятием. Ежегодно появляются новые требования к интерфейсным связям, ОС Windows снимаются с поддержки, устаревают компьютеры и сетевое оборудование. Для многих систем управления со структурой ПЛК это практически означает установку новой системы. То есть каждые 10...12 лет, а то и чаще появляется необходимость вкладывать значительные суммы в реконструкцию.

#### Подходы компании Эмерсон к комплексной автоматизации ГЭС и ГАЭС

Компания Эмерсон, понимая все эти проблемы, а также отслеживая постоянно растущие требования современных предприятий, стремится предоставлять оптимальный пакет оборудования и услуг на базе своих новейших технологий и разработок, позволяющих прогнозировать появление неисправностей, для выполнения комплекса работ, предотвращающих их развитие. Сертификат системы менеджмента качества ИСО 9001, многочисленные патенты, полученные российскими специалистами — это свидетельство технического и организационного уровня компании.

При плотном сотрудничестве специалистов Эмерсон со службой эксплуатации предприятия, знающей особенности своего оборудования, концепция управления, мониторинга и защиты спланирована с самого начала работ на объектах гидроэнергетики,

Комплексный подход помогает обойти удвоение КИПиА за счет того, что изначально были учтены все возможные точки контроля с учетом последующей модернизации гидроагрегатов при этапной реконструкции оборудования ГЭС и ГАЭС. А это примерно 600 тыс. руб. для каждого гидроагрегата. Внедренные системы автоматической диагностики помогают планировать объемы ремонтных работ, сокращая ненужные издержки. АРМ метролога помогает отслеживать состояние «полевых» устройств и вести электронные журналы обслуживания, что дает возможность менеджменту оптимизировать численность персонала за счет передачи части функций си-



Рис. 1. Цикл исполнения

системе AMS (автоматизированное место метролога). Система автоматизированного проектирования отвечает потребностям планово-технической службы, делая ее работу более продуктивной. Миллионные штрафы за загрязнение окружающей среды утечками масла становятся далеким прошлым при использовании новейших разработок Эмерсон для гидромеханической части систем автоматического управления.

Проблемы преемственности поколений систем автоматического управления в ПТК АСУТП «Овация» нет, и, в первую очередь благодаря тому, что архитектура системы изначально создавалась для электроэнергетики. Новые линейки мощных контроллеров устанавливаются на место старых без каких-либо изменений конструкции. Поскольку контроллеры и система ввода/вывода не привязаны к ОС Windows, то никаких операций по изменению прикладного ПО и логики не требуется. Аналогично смена версий ПО «Овация», связанная с необходимостью выполнения новых требований, не влечет изменений в логике. Новые решения в ПТК АСУТП «Овация» на базе платформы виртуализации позволяют обойти проблемы старения компьютерной техники и отсутствия поддержки ОС Windows.

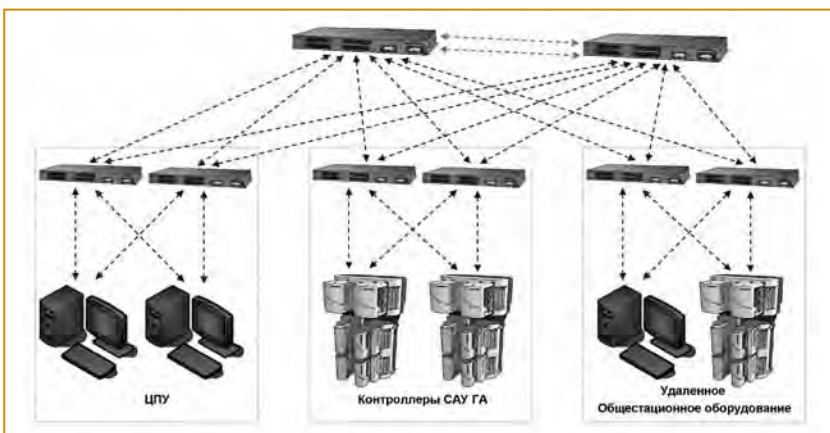


Рис. 2. Одноранговая структура управления ГЭС и ГАЭС

Эмерсон предлагает полный цикл услуг по автоматизации: от объектного обследования до сдачи объекта в промышленную эксплуатацию и сервисного обслуживания (рис. 1).

Проектное обследование и экспертная оценка выполняются опытными специалистами из экспертного центра энергетики СНГ в Санкт-Петербурге. В результате работы создается отчет, содержащий описание текущей ситуации, выявленные проблемы и рекомендации по дальнейшим действиям. В ряде случаев Эмерсон выступает как независимый аудитор выполненных или планируемых другими компаниями работ.

В ходе объектного обследования, переговоров со специалистами предприятия и уточнения технических требований, формируются объемы поставки и услуг. Вся документация выполняется в формате САПР. При разработке проекта используется специальный программный продукт Ovation documentation builder (ODB), который основан на объектном проектировании и призван оптимизировать участие человека, минимизировать ошибки при проектировании, а также затраты времени на выпуск документации As built. Автоматизированный пакет проектирования ODB выполнен на единой основе с базой данных АСУТП, что позволяет в считанные минуты корректировать проект при внесении любого изменения, например, в систему ввода/вывода или в подключение «полевого» устройства.

Снижение затрат на проектирование и программирование за счет единой базы данных для САПР и АСУТП, а также возможность иметь исполнительную документацию в самой последней редакции делают для предприятий привлекательным исполнение проекта специалистами Эмерсон.

Проект гидромеханического оборудования также ведется в формате САПР (AutoCAD Inventor), что позволяет минимизировать цикл от получения исходных данных до момента отгрузки. С учетом того, что конструкторы и производство находятся на территории РФ, производственный цикл таких сложнейших устройств как колонка управления и блок главных золотников, удалось свести к 4 мес.

**ПТК АСУТП «Овация» как платформа для комплексной автоматизации**

Комплексный подход к организации и исполнению проекта — это необходимое, но не достаточное условие для автоматизации ГЭС и ГАЭС. Не менее важными является пакет технических решений, призванных сокращать затраты на эксплуатацию и повышать безопасность производства.





управления ГЭС и ГАЭС электро-технического и гидромеханического оборудования. Пакет AMS собирает, диагностирует и хранит все сведения об установленных датчиках, а также ведет автоматизированный журнал сервисного обслуживания [2]. Графический интерфейс ПТК АСУТП «Овация» для ГЭС и ГАЭС разрабатывается в строгом соответствии с требованиями технической политики конкретного заказчика (рис. 5).

**Уровни автоматизации ГЭС и ГАЭС на базе решений компании Эмерсон**

Сводный спектр услуг и технологий, комплексно внедряемых Эмерсон на объектах гидроэнергетики показан на рис. 6. Все инженерные работы выполняются экспертной командой из Санкт-Петербурга и инженерного центра в г. Челябинске.

Основная часть оборудования для ГЭС и ГАЭС производится и собирается на заводе Метран, включая: шкафы контроллеров и модулей ввода/вывода «Овация», КИП Метран и Rosemount, шкафы системы виброконтроля CSI6500. Также отечественными специалистами выполняется проектирование шкафов и полевого оборудования, сборка шкафов управления, программирование, внедрение, наладка, сдача в эксплуатацию. В проектах используются интеллектуальные пакеты: оптимизация комбинаторной зависимости; автоматическая диагностика; оптимизационный пакет по снижению влияния частотного регулирования на повышенный износ втулок рабочих колес и др.

Основываясь на классическом опыте отечественного гидротурбиностроения, а также его систем управления, компания Эмерсон уже более 10 лет производит в России гидромеханическую часть регулятора скорости, систем аварийной защиты, вспомогательного оборудования, полностью отвечающие всем требованиям по безопасности и сложным условиям эксплуатации. Новые планы — это проектирование, разработка и изготовление в России поршневых азотных гидроаккумуляторов.

**Инженерный потенциал компании Эмерсон в России**

В рамках программы локализации производства в Челябинске, уже сейчас около 65% составляющих ПТК АСУТП «Овация» производится и собирается в России. При выборе партнеров, преимущество отдается отечественным поставщикам. Например, шкафы для контрольного оборудования поставляются компанией Провенто, система бесперебойного питания — ЗАО «Связь инжиниринг», антивирусное ПО — «Лабораторией Каперского».

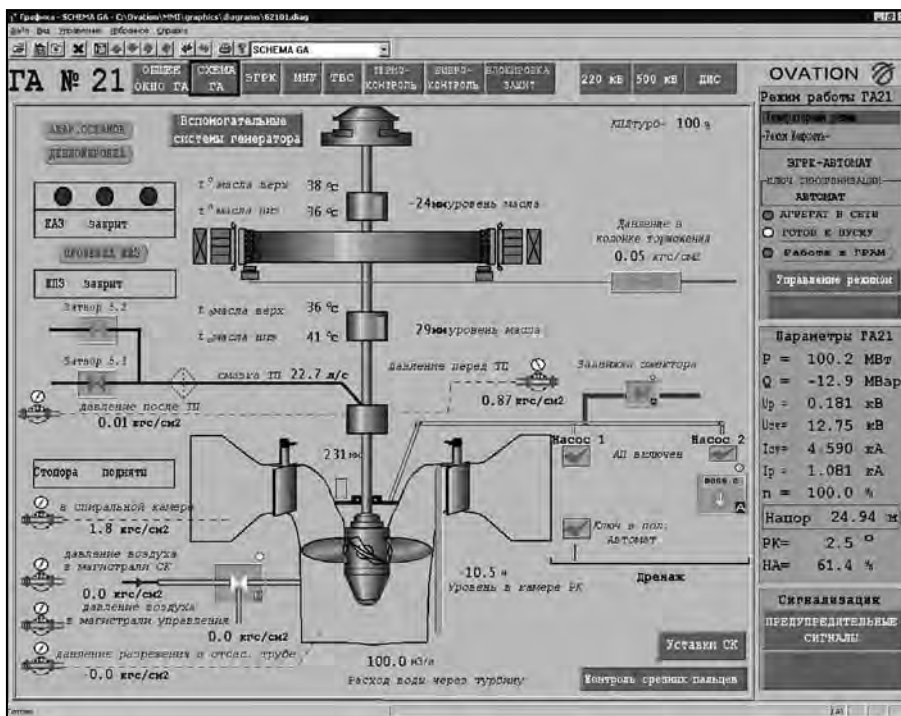


Рис. 5. Общий вид гидроагрегата

Сегодня в экспертном центре Эмерсон г. Санкт-Петербург собрана одна из сильнейших в мире инженерная команда, работающая не только в РФ, но и в США, Бразилии, Корее, Панаме, Швеции и многих других странах, принося туда технологии отечественной школы управления гидроагрегатами. Сильная команда инженеров в Челябинске обеспечивают квалифицированную поддержку на всех стадиях исполнения проекта, и далее, в исполнении качественных сервисных услуг.

Открытие нового завода в г. Челябинск позволило собрать все производственные площадки в одном месте и минимизировать затраты на производство, логистику, кооперацию, что в конечном итоге привело к снижению стоимости продукции и сокращению времени производственного цикла. Русскоязычные сервисные центры завершают цикл комплексного подхода к автоматизации ГЭС и ГАЭС в части человеческих ресурсов.

**Примеры комплексной автоматизации ГЭС и ГАЭС на базе решений компании Эмерсон**

Примером комплексной автоматизации, проведенной специалистами Эмерсон, может служить Нарвская ГЭС. Проект начался с разработки концепции автоматизации при плотной работе с персоналом станции.

Были применены следующие технические средства:

- самодиагностика «полевых» устройств;
- определено необходимое число точек для мониторинга и построения системы диагностирования основного и вспомогательного оборудования;
- система виброконтроля CSI6500, полностью отвечающая требованиям СТО 17330282.27.140.001-2006;
- электронный/групповой регуляторы частоты и мощности на базе технологии FeedForward;

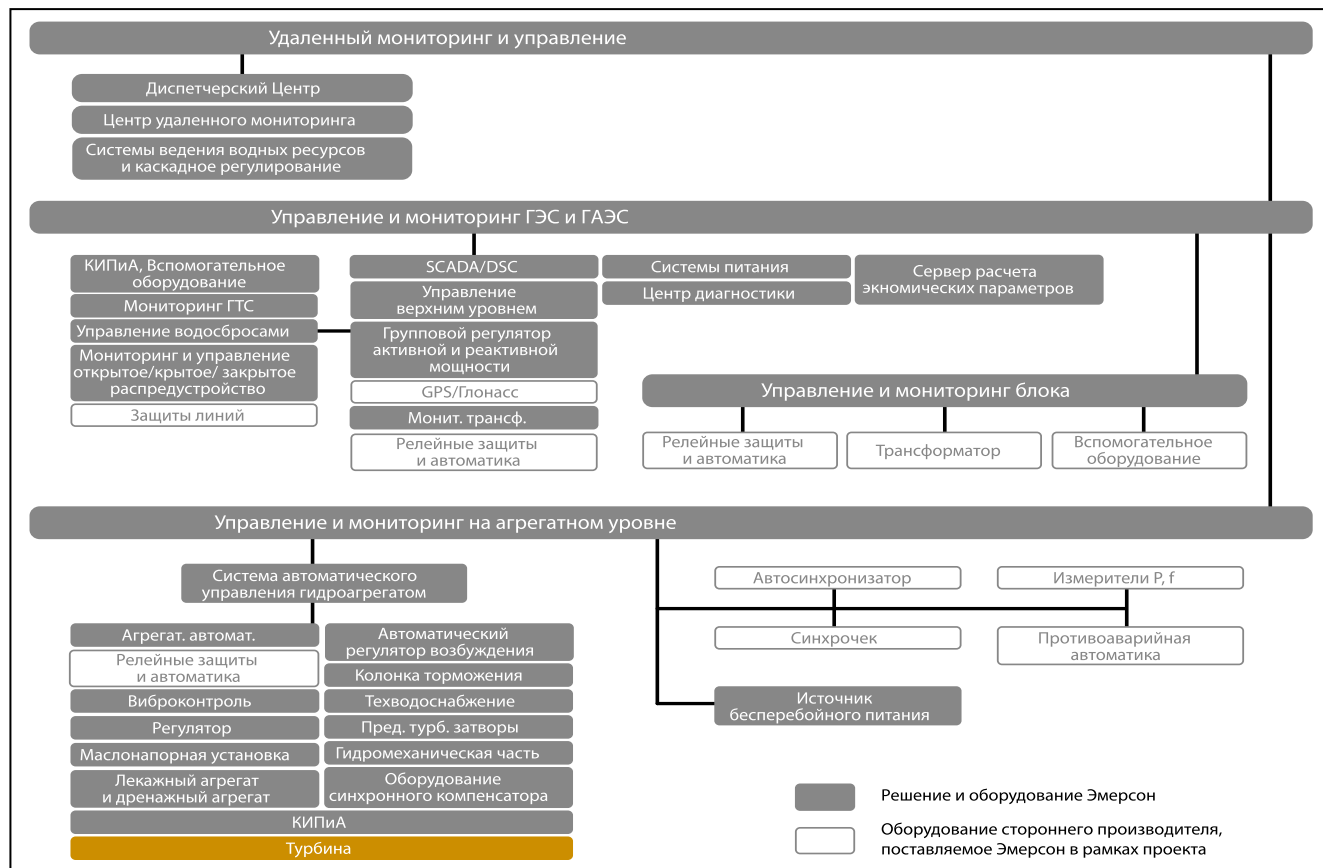


Рис. 6. Комплексная автоматизации ГЭС и ГАЭС (серый цвет – решение и оборудование Эмерсон, белый цвет – оборудование стороннего производителя, поставляемое Эмерсон в рамках проекта), где ВО – вспомогательное оборудование, ОРУ/КРУ/ЗРУ – открытое/крытое/ закрытое распредустройство, РУ – распредустройство, ВУ – верхний уровень, ГРАРМ – групповой регулятор активной и реактивной мощности, РЗА/РЗиА – релейные защиты и автоматика, САУ ГА – система автоматического управления гидроагрегатом, МНУ – маслonaпорная установка, ЛА – лекажный агрегат, ДА – дренажный агрегат, АВВ – автоматический регулятор возбуждения, ТВС – техводоснабжение, ГМЧ – гидромеханическая часть, СК – синхронный компенсатор, ПА – противоаварийная автоматика, ИБП – источник бесперебойного питания

• система аварийной защиты, соответствующая требованиям Ростехнадзора.

В части защиты по самому критическому параметру — давлению в котле МНУ был применен новый для ГЭС принцип голосования «2 из 3-х». 90% КИПиА составили интеллектуальные датчики Метран.

В объем работ по гидромеханической части системы регулирования и вспомогательного оборудования, которые были спроектированы, изготовлены и налажены компанией Эмерсон вошли: замена колонки регулирования, главных золотников, трубопроводов, колонки торможения и внедрение системы аварийной защиты.

Современные системы управления требуют высокоточных электрогидравлических усилителей, чувствительных к классу очистки рабочей среды. На Нарвской ГЭС применялось стандартное решение на базе электромеханических приводов, которые абсолютно не зависят от чистоты масла.

Новая система аварийной защиты включает: золотник аварийной защиты, золотник противоразгонной защиты, независимый электронный автомат безопасности, выполненный на уровне SIL3, блок золотников аварийной защиты (уровень промбезопасности SIL3).

Блок золотников аварийной защиты, с одной стороны, полностью соответствует требованиям Ростехнадзора и закрывает аварийно направляющий аппарат при потере питания, разгоне или формировании сигнала «СТОП-3» от агрегатной автоматики. С другой стороны, блок предотвращает ложное срабатывание при неисправности одного из каналов, так как выполнен на базе электрогидравлической логики «2 из 3-х». Помимо надежности, такая конструкция позволяет проводить расхаживание каждого канала на работающей гидроагрегате без риска его останова.

Другой пример комплексной автоматизации — это Воткинская ГЭС. Работы были начаты в 2005 г. с агрегатной автоматики. На сегодняшний день на ГЭС эксплуатируются: регулятор частоты и мощности; АРМ метролога AMS; САУ ГА; ГРАРМ. При этом плотное сотрудничество со станцией продолжается: в процессе разработки находится АСУ верхнего уровня на базе ПТК «Овация», которая объединит локальные системы и в самое ближайшее время позволит управлять всем оборудованием ГЭС с единого рабочего места.

Расширение и модернизация системы управления ПТК «Овация», установленной на Воткинской ГЭС и от-



работавшей более 10 лет, идет с минимальными затратами для владельцев генерирующего оборудования. Все существующие «полевые» подключения и система ввода/вывода сохраняются, а это 60% системы управления.

Десятый гидроагрегат Воткинской ГЭС первым в стране получил сертификат соответствия участию в НПРЧ (нормированном первичном регулировании частоты).

#### Стратегия Эмерсон — лучшие решения для ГЭС и ГАЭС

Мы искренне надеемся, что описанная стратегия Эмерсон, максимально направленная на комплексное ре-

*Шавлович Зоя Анатольевна — канд. техн. наук, руководитель экспертного центра отдела энергетики в СНГ компании Эмерсон.*

*Контактный телефон (965) 085-68-14.  
E-mail: Zoya.Shavlovich@emerson.com*

шение проблем предприятий в части автоматизации ГЭС и ГАЭС, поможет многим российским предприятиям повысить энергоэффективность, безопасность и уровень надежности.

#### Список литературы

1. Филиппова Т.А., Мисриханов М.Ш., Сидоркин Ю.М., Русина А.Г. Гидроэнергетика. Уч. Пособие. Новосибирск. НГТУ. 2013. 613 с.
2. Савоськин В.В., Черкашин М.В. Решения по вибрационному контролю и диагностике состояния динамического оборудования // Автоматизация в промышленности. 2016. №3.

## СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ: СОСТАВ, СТРУКТУРА, ФУНКЦИИ И ХАРАКТЕРИСТИКИ

**В.Б. Исаев, Ю.П. Башутин, С.А. Цыгипа, М.Н. Дудкин (Компания Эмерсон)**

*Описаны функциональные возможности решений компании Эмерсон в области автоматизации ТП в резервуарных парках. Приводятся структурные схемы систем учета продукции в резервуарах Rosemount Tank Gauging и МЕТРАН ГСУР-10, перечисляется входящее в их состав измерительное и коммуникационное оборудование, программное обеспечение.*

*Ключевые слова: автоматизация, резервуарные парки, учет продукции, эксплуатационные расходы, измерительные системы.*

#### Назначение систем измерения в резервуарных парках

Товарно-сырьевые парки нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий относятся к объектам общезаводского хозяйства и являются важным элементом производства. Внутри парка резервуары можно разделить на группы в зависимости от назначения. К первой и наиболее ответственной группе относятся резервуары, предназначенные для приемки, отгрузки и хранения товарной нефти и товарных нефтепродуктов. Они используются в учетно-расчетных операциях (коммерческий учет) или в качестве резервных схем для таких операций.

Требования к средствам и методикам (методам) измерения массы нефти и нефтепродуктов в резервуарах, участвующих в учетно-расчетных операциях, сформулированы в обязательных к исполнению нормативных документах (ГОСТ Р 8.595-2004. «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений». ГОСТ Р 8.563-2009. «ГСИ Методики (методы) измерений»).

В системах коммерческого учета для вычисления объема и массы продукта необходимы измерения параметров с максимально высокой точностью. В этом случае в составе системы используются средства измерения уровня, температуры и давления (для автоматического вычисления плотности) с минимальными значениями погрешностей. Измерение хотя бы одного из этих параметров с низкой точностью может привести к существенному увеличению погрешности вычисления объема или массы. Кроме того, необходимо обе-

спечить высокий уровень надежности, так как отказ системы измерения при приемке сырья или отгрузки товарной продукции чреват большими потерями.

Следующую группу резервуаров можно условно отнести к процессам смешения. Например, товарные бензины приготавливаются в процессе смешения из компонентов, число которых может достигать до двух десятков. Для составления рецептуры и приготовления партии товарного продукта необходима точная оперативная информация о количестве каждого компонента в резервуаре. Таким образом, основным требованием к резервуарам для хранения компонентов является оперативный учет объема и массы нефтепродуктов.

В процессе эксплуатации нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств возникают ситуации, когда проводится плановый ремонт группы установок. Процессы пуска и остановки занимают значительное время, в течение которого производится некондиционная продукция. Аналогичная ситуация возникает, когда необходим оперативный ремонт установки, участвующей в технологической цепочке, в результате чего остальные установки производят продукт, не отвечающий требованиям регламента. В этих случаях необходимы измерения массы в резервуарах хранения некондиционных продуктов для их дальнейшей переработки.

Таким образом, расчет объема и массы продукта является необходимым требованием для всех групп резервуаров. Это объясняется еще и тем, что для составления массового баланса предприятия необходи-

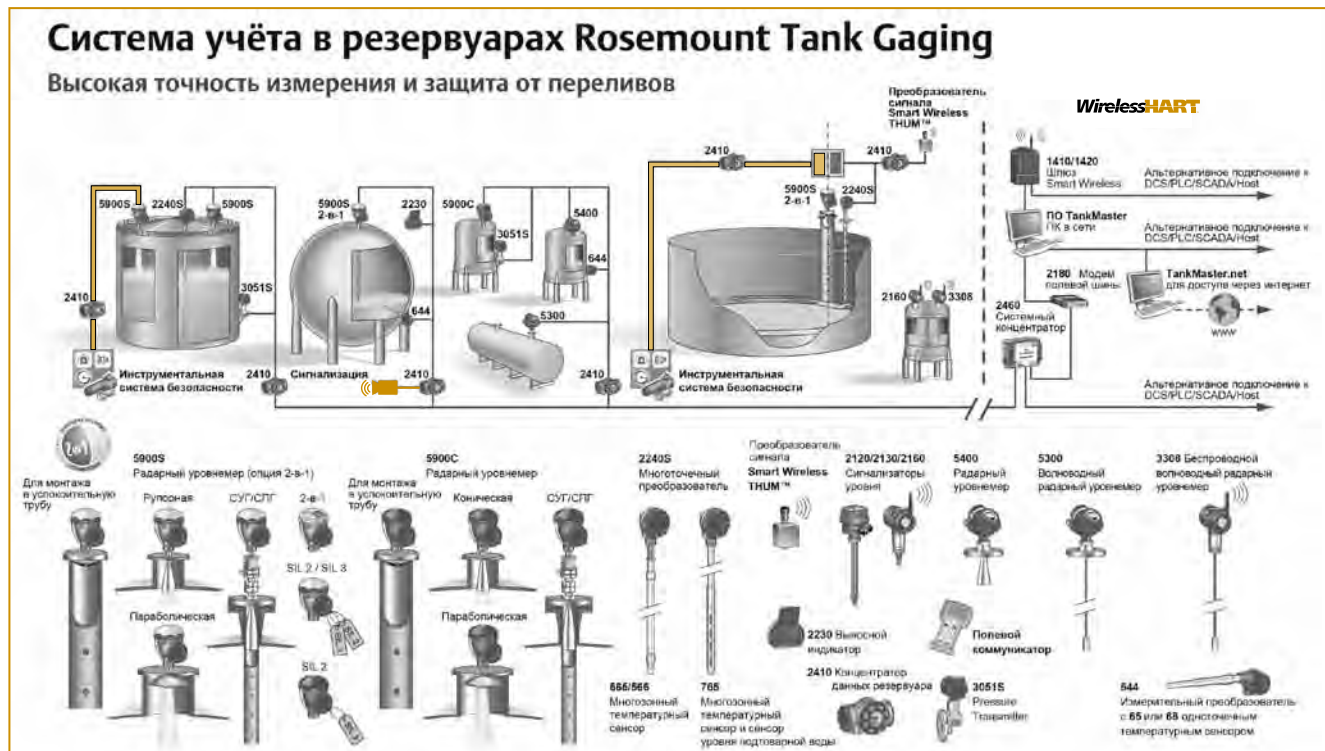


Рис. 1. Структурная схема системы ROSEMOUNT TANK GAUGING и оборудование, входящее в ее состав

ма информация об инвентарных остатках, которые аккумулируются в резервуарных парках. Обнаружение потерь и их источников при расчете массового баланса во многом зависят от погрешности измерения массы нефтепродуктов в резервуарах на момент расчета массового баланса. Таким образом, при выборе системы измерения необходимо соблюдать разумный компромисс между экономической целесообразностью и требованиями к погрешности измерения массы.

Требования к безопасности (системе ПАЗ) для раз-

ных групп резервуаров зависят от многих факторов, и поэтому их необходимо формировать на основании оценки рисков (HAZOP) и определения уровня SIL контуров ПАЗ независимой экспертной организацией (ГОСТ Р МЭК 61511. п.3. Риски и полнота безопасности. Общие требования. Требование №-116 ФЗ, приказа № 96). Это позволит исключить необоснованные затраты на систему ПАЗ и обеспечить безопасность производства [1, 2].



Рис. 2. Структурная схема системы Метран ГСУР-10

#### Функциональные возможности измерительных систем Rosemount Tank Gauging и МЕТРАН ГСУР-10

Информационно-измерительные системы Rosemount Tank Gauging (рис. 1) и МЕТРАН ГСУР-10 (рис. 2) отвечают всем вышеперечисленным требованиям и могут использоваться в различных модификациях. В зависимости от решаемых задач они выполняют функции системы коммерческого или оперативного учета и системы обеспечения безопасности производства.

Системы имеют две основные функции — измерение (уровень, температура, гидростатическое давление, давление паров и пр.) и вычисление (объем, плотность и масса) с требуемой для ведения учетных операций точно-

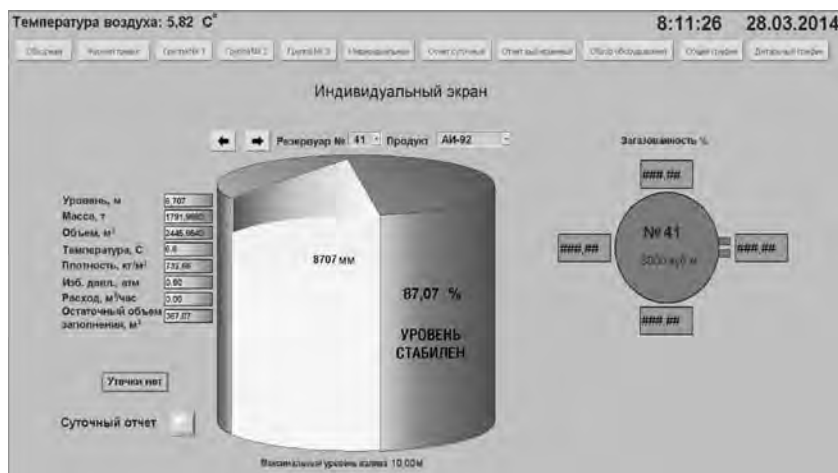


Рис. 3. Пример графического интерфейса пользователя

стью либо с точностью, достаточной для оперативного контроля. Системы обеспечивают полный контроль за состоянием резервуарных парков, параметрами продукта в резервуарах, а также вычисление объема и массы нефти и нефтепродуктов в резервуарах любых типов: под давлением и без избыточного давления, с фиксированной или плавающей крышей, в вертикальных или горизонтальных цилиндрических и сферических резервуарах. Системы позволяют гибко изменять конфигурацию на основе использования стандартных протоколов связи. Особым достоинством системы Rosemount Tank Gauging является ее полное соответствие требованиям уровня SIL2 и SIL3 по обеспечению безопасности производства согласно требованиям IEC 61508.

Вычисление объема и массы продукта проводится по показаниям датчиков уровня, температуры, давления и уровня подтоварной воды (уровень межфазного раздела "продукт-вода"). Вычисления осуществляются на основе стандартов API, ISO и ГОСТ. Значение уровня продукта калибруется по показаниям эталонной измерительной рулетки относительно реперной точки, являющейся базовой высотой. Вычисление средней температуры производится с использованием алгоритмов API, основанных на учете показаний термоэлементов, находящихся в продукте. Дополнительно могут вычисляться расход продукта ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ), приведенная плотность, масса, объем брутто, приведенный объем брутто.

Вычисление объема продукта производится с использованием градуировочной таблицы резервуара, которая вводится в БД — максимально до 5000 точек. Вычисление объема в сферических и горизонтальных цилиндрических резервуарах осуществляется с использованием квадратичной интерполяции, что позволяет уменьшить число вводимых точек градуировочной таблицы резервуара.

Расчет массы продукта производится в реальном масштабе времени с использованием данных об уровне продукта, средней температуры и его плотности, определяемой на основе показаний датчика

гидростатического давления жидкости (продукта). В некоторых случаях необходимо использовать датчик измерения избыточного давления для компенсации давления в газовом пространстве резервуара.

Значения измеренных параметров от установленных на резервуаре датчиков передаются по полевой шине Tankbus в концентратор данных Rosemount 2410, который устанавливается в резервуарном парке.

Системные концентраторы данных Rosemount 2160/2460 осуществляют сбор данных измерений с модулей Rosemount 2410 и/или с уровнемеров и передают эти данные на рабочую станцию с ПО TankMaster, а также

одновременно на вход контроллера системы управления. Кроме этого, датчики, устанавливаемые на резервуаре, могут подключаться по шине Foundation Fieldbus напрямую к контроллерам систем управления без использования модуля связи Rosemount 2410. Режим «Эмуляции» позволяет включать уровнемеры Rosemount 5900S в состав существующих систем других производителей. Это может быть использовано при поэтапной замене устаревших измерительных систем в резервуарных парках, расходы на эксплуатацию которых ежегодно увеличиваются.

Полевая шина Tankbus работает с использованием стандарта передачи данных Foundation Fieldbus, который обеспечивает включение в состав системы любого полевого устройства, работающего с использованием этого протокола связи.

Подключение системы Rosemount Tank Gauging к системам "верхнего уровня" может быть осуществлено с использованием промышленных стандартов: по протоколу Modbus, по технологии OPC или по протоколу IEC 62591 (WirelessHART). Использование WirelessHART существенно сокращает затраты на проектирование, закупку, прокладку кабельных трасс и ввод в эксплуатацию оборудования автоматизации резервуарных парков. При этом не требуется проведение огневых и сварочных работ. По сравнению с другими системами интервал времени между началом проектирования и вводом в эксплуатацию для системы Smart Wireless значительно меньше. Для передачи данных между резервуаром и центром сбора информации не требуется прямая видимость. Использование беспроводных линий связи в системе позволяет снизить затраты на подсистему передачи данных более чем на 40%. Беспроводные линии связи позволяют включить в состав системы удаленные резервуары, работа с которыми в составе системы была бы технически невозможна из-за длины кабельной трассы более 4 км. Использование этих резервуаров позволяет исключить ручные замеры, повысить оперативность и надежность



контроля за состоянием продукта, а также эффективность их использования.

Система МЕТРАН ГСУР-10 использует протокол IEC 62591 (WirelessHART) для беспроводного сбора данных от средств измерений, установленных на резервуарах передачи их на «верхний уровень». Система МЕТРАН ГСУР-10 является отечественным продуктом и производится АО «ПГ «Метран» (г. Челябинск).

#### Программное обеспечение Rosemount Tank Gauging и МЕТРАН ГСУР-10

Программное обеспечение рассматриваемых систем обеспечивает настройку полевого оборудования, а также настройку систем для выполнения задач учета и передачи данных измерений и вычисления в систему более высокого уровня. Кроме того, ПО предоставляет возможность создания графического интерфейса пользователя для отображения информации, измеряемой и вычисляемой системами (рис. 3). Отображение всех значений параметров продукта в резервуаре (измеренных и вычисленных) осуществляется в одном окне.

Программное обеспечение может выполнять также следующие функции:

- сигнализация достижения контролируемыми параметрами заданных значений;
- контроль за значениями параметров продукта, и выдача сигнала тревоги в случае их выхода за установленные пределы;
- контроль за возможными утечками продукта в резервуарах по значениям уровня и объема, приведенного к эталонной температуре;
- прогноз времени заполнения и опорожнения резервуаров.

В ПО возможно организовать разграничение функций и полномочий пользователей (до 20 уровней).

При группировке резервуаров по сортам или видам продукта, по расположению или другому признаку в группы на экран дисплея рабочего места оператора (и/или на печать) может выводиться любая информация по каждому резервуару и суммарная по группе резервуаров.

Реализация систем позволяет сократить эксплуатационные расходы, повысить эффективность работы персонала, обеспечить снижение потерь нефтепродуктов на этапах приема, хранения и отгрузки за счет повышения точности измерения и учета. Только повышение точности учета позволяет окупить затраты на установку системы за 1...2 г.

Системы обеспечивают централизацию и повышение эффективности управления и контроля ТП в резервуарных парках, а также информируют персонал в штатных режимах и аварийных ситуациях.

*Исаев Владимир Борисович — эксперт по автоматизации процессов нефтепереработки,*

*Башутин Юрий Павлович — специалист по автоматизации ТП,*

*Цыгина Сергей Александрович — руководитель подразделения регуляторов,*

*Дудкин Максим Николаевич — специалист по автоматизации резервуарных парков компании Эмерсон.*

*Контактный телефон (495) 995-95-59.*

*E-mail: Vladimir.Isayev@Emerson.com*

#### Средства обеспечения надежности и безопасности

Системы учета продукции в резервуарах могут быть дополнены аппаратно-программным обеспечением, расширяющим функции АСУТП в резервуарных парках. Эти средства направлены на: повышение надежности и безопасности эксплуатации; обеспечение защиты во всем спектре возможных аварийных ситуаций; исключение непредвиденных расходов при устранении последствий аварий; повышение качества готового продукта и снижение его себестоимости; минимизацию количества опасных выбросов в атмосферу. Все это достигается за счет применения инновационных запатентованных технологий и конструкции, адаптированных к суровым российским условиям эксплуатации.

К таким программно-аппаратным комплексам относятся:

- системы поддержания и восстановления газовой подушки;
- предохранительные клапаны с максимальным быстродействием и пропускной способностью;
- регуляторы, обладающие классом протечки VI по ANSI, точностью поддержания давления не хуже 1,5% на беспрецедентно низком уровне в единицы миллибар;
- огнепреградители, пламегасители и прерыватели детонации с максимально низким сопротивлением потоку;
- системы рекуперации паров;
- инновационные смотровые и пробоотборные люки, исключая утечки в атмосферу;
- системы материально-технического обеспечения (отгрузки в ж/д цистерны, автоцистерны, пр.).

Все перечисленные системы и оборудование производятся компанией Эмерсон, в том числе на российском предприятии компании АО «ПГ «Метран».

#### Заключение

Таким образом, компания Эмерсон предлагает «из одних рук» комплексное решение для автоматизации технологических и учетных операций для резервуарных парков различного назначения, направленное на повышение эффективности, надежности, безопасности производства, сокращению потерь продукции и эксплуатационных расходов.

#### Список литературы

1. *Паришин А.Д., Кирюшин П.Н.* Прогрессивное развитие систем ПА3: DeltaV SIS с технологией электронной кроссировки//Автоматизация в промышленности. 2016. № 3.
2. *Кирюшин П.Н.* Система ПА3 от риска к безопасности//Автоматизация в промышленности. 2016. № 3.



## ПРОГРЕССИВНОЕ РАЗВИТИЕ СИСТЕМ ПАЗ: DELTA V SIS С ТЕХНОЛОГИЕЙ ЭЛЕКТРОННОЙ КРОССИРОВКИ

А.Д. Паршин, П.Н. Кирюшин (Компания Эмерсон)

Приводится сравнительный анализ систем ПАЗ, построенных по классической схеме и на базе электронной кроссировки, в области надежности системы, увеличения диагностического покрытия и снижения стоимости обслуживания.

Ключевые слова: противоаварийная защита, электронная кроссировка, характеристические модули, централизованная архитектура, распределенная архитектура.

При разработке систем противоаварийной защиты (ПАЗ) в первую очередь отдают предпочтение проверенным технологиям, чтобы обеспечить необходимый уровень безопасности протекания ТП, выполнить требования, предъявляемые Ростехнадзором, и обеспечить должный уровень надежности системы. Но часто предприятия сталкиваются с факторами, которые отрицательно влияют на срок сдачи проекта: это утраченная или неготовая документация и вносимые до последнего дня изменения в проект. Площадь аппаратной бывает ограничена и не располагает резервами для размещения кроссовых шкафов, а к системным шкафам предъявляются сверхвысокие требования по плотности монтажа. Традиционное множество полевых кабелей и трасс, а также необходимость межшкафных перемычек являются значительными статьями в бюджете проекта.

Рассмотрим пути преодоления ограничений и сложностей существующего подхода к проектированию систем ПАЗ. Выявим преимущества новой технологии электронной кроссировки. Покажем варианты ее применения в системах ПАЗ.

При создании или модернизации системы ПАЗ в рамках АСУТП выделим ключевые возможности по сокращению затрат при сохранении необходимых показателей безопасности и надежности:

- сокращение номенклатуры элементов, упрощение структуры системы ПАЗ;
- выбор в пользу унифицированных решений (от типовых схем подключения до визуализации на станции оператора);
- минимизация влияния качества исходных данных на сроки сдачи и качество проекта системы автоматизации;
- упрощение интеграции со сторонними системами;

- повышение уровня диагностического покрытия (от датчика до исполнительного устройства).

Реализация многих из перечисленных возможностей стала доступной с появлением электронной кроссировки в системе ПАЗ. Проведем сравнительный анализ традиционного подхода построения системы ПАЗ с архитектурными возможностями, предоставляемыми технологией электронной кроссировки.

### Традиционное построение системы ПАЗ

Традиционная система ПАЗ включает следующие компоненты (рис. 1):

- 1) КИП и исполнительные механизмы с индивидуальными кабелями;
- 2) полевая клеммная коробка, служащая местом перехода от индивидуальных кабелей на групповой магистральный кабель;
- 3) кроссовый шкаф, необходимый для подключения группового магистрального кабеля к индивидуальным

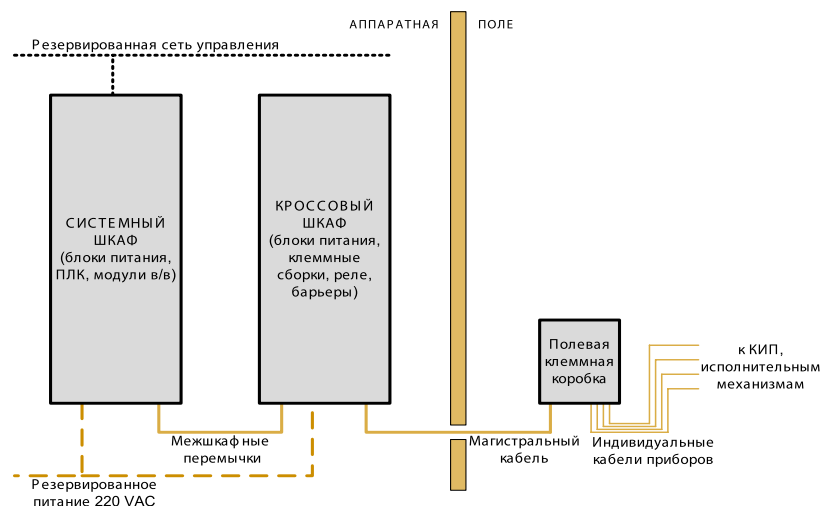


Рис. 1. Традиционный подход к построению системы ПАЗ в составе АСУТП

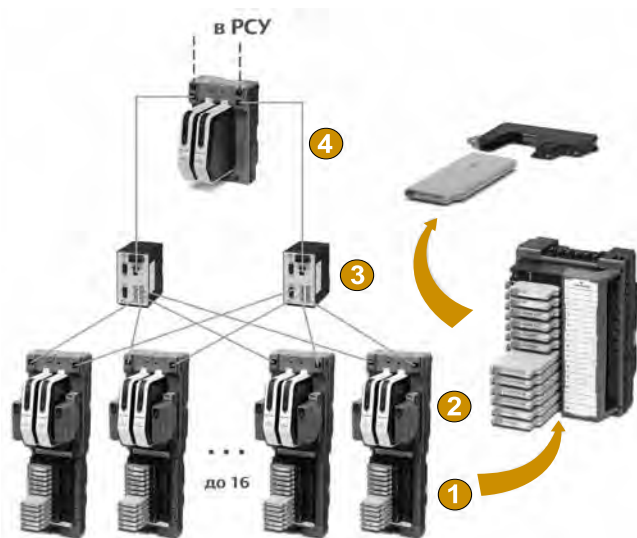


Рис 2. Пример архитектуры и компоненты DeltaV SIS с электронной кроссировкой

альным клеммам, реле, барьерам искробезопасности и т. д.;

4) системный шкаф, включая контроллер с модулями ввода/вывода и коммуникационным оборудованием для выхода в сеть управления. Связь с кроссовым шкафом осуществляется посредством межшкафных перемычек.

Отметим, что кроссовый шкаф на многих предприятиях служит границей разделения ответственности между службами: КИП отвечает за участок от датчика до кроссового шкафа, включая сам шкаф, служба АСУ — от кроссового шкафа и выше по иерархии уровней системы управления.

Традиционный подход к построению системы ПАЗ имеет следующие основные сложности реализации:

1) сроки реализации зависят от полноты и качества исходных данных, таких как таблицы ввода/вывода, функциональные схемы автоматизации, планы расположений;

2) огромный объем проводных подключений — это массивные кабельные трассы, пространство для размещения кросса, высокая вероятность ошибок подключения и надежность всей линии КИП;

3) поздние изменения проекта, такие как увеличение числа или изменение типа КИП и исполнительных устройств, могут потребовать прокладки дополнительных кабелей, изменение заказных спецификаций на крупногабаритные и дорогостоящие узлы системы, что сказывается на сроках реализации проекта;

4) большое число элементов требует значительных затрат на обслуживание;

5) система занимает много места в аппаратной;

6) уровень диагностического покрытия системы заканчивается на уровне модулей ввода/вывода.

#### Появление электронной кроссировки

Система ПАЗ подчиняется закону прогрессивного развития. Переход к новым моделям и поколениям

систем ПАЗ вызван необходимостью устранения в используемых технических системах выявленных недостатков или дефектов, что обычно связано с улучшением критериев эффективности и происходит при наличии необходимых и достаточных внешних факторов, таких как запросы пользователей и развитие технологического уровня производства [1].

Создание в 2009 г. компанией Эмерсон PCU DeltaV с электронной кроссировкой стало эволюцией технологий построения АСУТП. С 2012 г. электронная кроссировка стала успешно применяться в системах ПАЗ. В России систему ПАЗ с электронной кроссировкой сертифицировали в 2014 г.

Электронная кроссировка представляет собой отказ от классической аппаратной кроссировки и ее замену электронной. Новая технология обеспечивает гибкость при добавлении сигналов ввода/вывода, изменении типа подключения путем замены характеристических модулей без внесения изменений в шкафы управления, без замены полевой проводки.

Разработанная в соответствии с IEC 61508 и сертифицированная по уровню полноты безопасности SIL3 система DeltaV SIS с электронной кроссировкой является развитием классической системы ПАЗ DeltaV SIS (с вычислителями Smart Logic Solver 1508) с преемственными инструментами разработки прикладного ПО и обслуживания [3].

Основные аппаратные компоненты системы ПАЗ DeltaV SIS с электронной кроссировкой (рис. 2):

1. CHARM — характеристические модули для подключения «полевых» сигналов. Разработано более 20 видов модулей, включая искробезопасные и резервированные варианты;

2. CSLS — модуль ввода/вывода и процессорный модуль;

3. LSN — коммутаторы локальной сети безопасности;

4. SZ — контроллер связи с PCU, поддерживает прямой интерфейс с сетью управления DeltaV. Интеграция со сторонними PCU осуществляется посредством резервированного Modbus TCP.

*Основные технические характеристики системы DeltaV SIS с электронной кроссировкой:*

— технология четырехкратного резервирования (QMR, 2oo4D) модулей CSLS;

— дублированное системное и «полевое» питание;

— дублированные коммуникационные линии CHARM — CSLS — SZ — PCU;

— использование протокола HART в диагностике: обнаружение паразитного тока утечки в полевой линии 4...20 мА, завышающего показания от прибора, использование возможностей прогностической диагностики датчиков для своевременной реакции на их неисправности, которые могут привести к срабатыванию защит, тестирование частичным ходом (Partial Stroke Test — PST) отсечных клапанов, станция инженера КИП (с ПО AMS Suite). Каждый характеристический одноканальный модуль CHARM 4...20 мА имеет индивидуальный встроенный



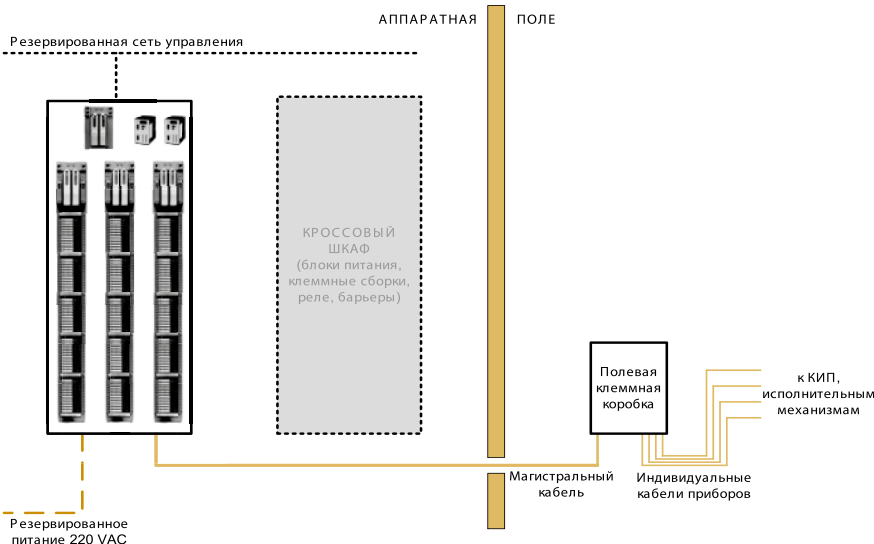


Рис. 3. Централизованная система ПАЗ DeltaV SIS с электронной кроссировкой

HART-процессор со скоростью опроса и обработки диагностической информации от датчиков 1 раз/с;

- до 96 каналов ввода/вывода на один модуль CSLS, до 16 модулей CSLS на один контроллер SZ, до 1536 каналов в рамках одной локальной сети безопасности LSN, возможно расширение числа сигналов ввода/вывода за счет глобальной сети безопасности GSN;
- до 480 каналов ввода/вывода на системный шкаф ПАЗ (800x800x2100 двухстороннего доступа);
- on-line замена модулей без останова ТП;
- on-line внесение изменений;
- система сертифицирована для установки во взрывоопасной зоне 2 (ATEX);
- рабочий диапазон температур компонентов системы — -40...70 °С.

#### Преимущества систем ПАЗ на базе электронной кроссировки

Функциональность системы DeltaV SIS с электронной кроссировкой соответствует функционально-

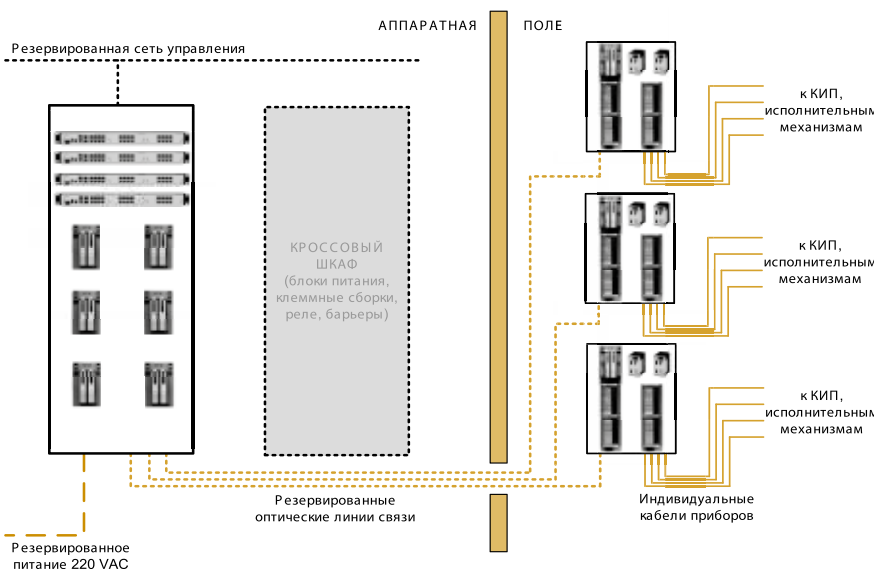


Рис. 4. Распределенная система ПАЗ DeltaV SIS с электронной кроссировкой

сти классической ПАЗ DeltaV SIS с увеличением числа сигналов ввода/вывода и программной памяти.

**Технология:** отказ от классического кросса и применение электронного обеспечивает компактность и легкость составных частей системы, повышение надежности за счет исключения лишних компонентов, увеличение диагностического покрытия от датчика до исполнительного устройства и упрощение обслуживания. Клеммная колодка модуля CHARM может служить границей разделения ответственности между службами КИП и АСУ на предприятии.

**Экономика:** сокращение объемов инженерных работ до 50% и нивелирование влияния поздних изменений проекта с помощью установки конкретного типа модуля на завершающих этапах проекта внедрения.

Вместе с тем, есть возможность уменьшения численности шкафного оборудования и экономии рабочего пространства помещения аппаратной более чем в 2 раза, что ведет к уменьшению сметы строительных и монтажных работ. Не требуются внешние барьеры искробезопасности и реле (в зависимости от токовой нагрузки).

**Эргономика:** снижение массогабаритных показателей, унификация схем подключения и шкафного оборудования.

Так, в одном из последних проектов по созданию АСУТП установки комплексной подготовки газа к транспорту выявилась проблема: вследствие продолжительного срока проектирования объекта и изменений политики поставщика по поставке оборудования площадь запроектированной аппаратной оказалась

недостаточной для размещения шкафов системы ПАЗ. Использование системы ПАЗ DeltaV SIS с электронной кроссировкой позволило не изменять строительную часть проекта и разместить оборудование на выделенной площади.

#### Подходы к построению системы ПАЗ на основе электронной кроссировки

Технология электронной кроссировки дает возможность реализации двух подходов к построению системы ПАЗ: централизованного и распределенного. Выбор подхода зависит от концепции автоматизации конкретного предприятия и осуществляется до того, как выполнено основное проектирование.

Централизованная система ПАЗ DeltaV SIS с электронной кроссировкой (рис. 3) не может ликвидировать «тяжелый» медный магистральный кабель, но позволяет избавиться от кроссового шкафа, сокращая необходимое для системы пространство на 50%.

В целях исключения магистрального кабеля и уменьшения в разы площади аппаратной была разработана распределенная архитектура системы ПАЗ DeltaV SIS с электронной кроссировкой (рис. 4).

В качестве полевых клеммных коробок применяются специализированные полевые шкафы СТО (Configure To Order) с установленным оборудованием: модули CHARM, CSLS, LSN, электрическая часть. В аппаратной располагается только сетевой шкаф системы ПАЗ с установленным оборудованием: SZ, LSN, GSN, электрическая часть.

Также используется сертифицированная версия шкафов СТО для установки во взрывоопасной зоне 2 (ATEX). Все оборудование системы DeltaV SIS с электронной кроссировкой работает в температурном диапазоне -40...70 °С.

Таким образом, большая часть системы переносится в «поле», освобождая пространство в аппаратной и позволяя заменить тяжелый магистральный кабель на резервированные оптические линии связи.

#### Безопасность системы ПАЗ DeltaV SIS с электронной кроссировкой

В системах ПАЗ критериями сравнения выступают показатели безопасности:

- SIL — уровень полноты безопасности;
- PFDavg — средняя вероятность отказа при наличии запроса на останов;
- RRF — фактор снижения риска.

Рассмотрим контур защиты на базе классической ПАЗ DeltaV SIS и системы ПАЗ с технологией электронной кроссировки (рис. 5).

Расчет выполнен с применением ПО exSILentia (EXIDA) со следующими допущениями:

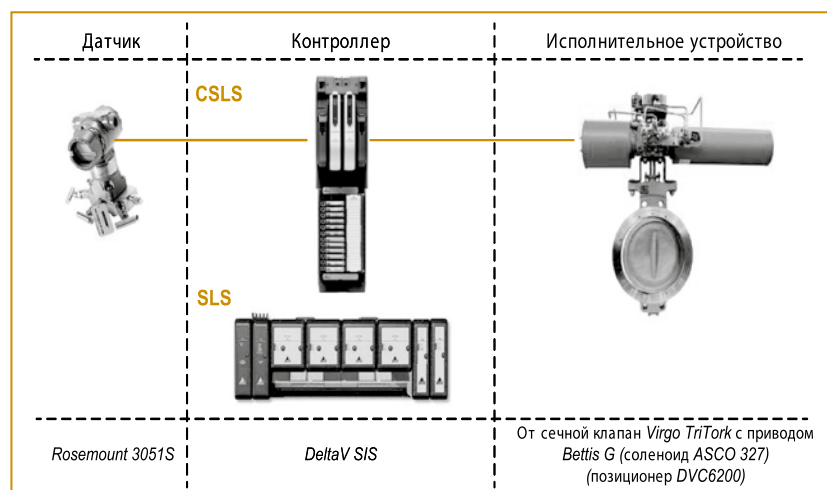


Рис. 5. Пример контура защиты системы ПАЗ с электронной или классической кроссировкой

— контур защиты (SIF) работает с низкой частотой запросов согласно ГОСТ Р МЭК 61508;

— архитектурные ограничения определяются в соответствии с табл. 2, 3 по ГОСТ Р МЭК 61508-2-2012;

— срок службы 15 лет (mission time);

— интервал тестирования элементов контура (proof test interval) — 24 мес.;

— интервал тестирования частичным ходом (PST) клапана — 3 мес. (покрытие теста — 70%), тестирование полным ходом — 24 мес.

Следует отметить, что каждый отдельный компонент имеет сертификацию SIL2 или SIL3, но при расчете вероятности отказа при запросе (PFD) элементов контура защиты складываются, и, исходя из типа прибора и доли безопасных отказов (SFF), учитываются архитектурные ограничения.

Из таблиц следует, что весь контур, представленный на рис. 5, соответствует уровню полноты безопасности SIL3. Применение DeltaV SIS с электронной кроссировкой позволяет улучшить показатели безопасности.

#### Надежность системы ПАЗ DeltaV SIS с электронной кроссировкой

Система ПАЗ с электронной кроссировкой обладает высоким уровнем надежности благодаря повышению уровня диагностического покрытия системы ввиду отсутствия внешних нормирующих устройств.

В сравнении с традиционной подсистемой ввода/вывода одноканальные характеристические модули CHARM являются аналогами одноканальных внешних характеристических преобразователей, которые применяются для нормализации входного/выходного сигнала перед подачей его на модули ввода/вывода. Примером таких преобразователей могут служить: искробезопасные изоляторы, гальваноразвязывающие преобразователи дискретного сигнала из 220 В переменного тока в 24 В постоянного тока или наоборот и т.п. Перечисленные нормирующие устройства систем с традиционным вводом/выводом

не имеют резервирования и внутренней диагностики своего состояния, которая была бы доступна оператору. Надежность входного/выходного канала фактически полностью определяется надежностью нормирующих устройств, если в системе управления применяются дублированные модули ввода/вывода. Не менее 90% входных/выходных сигналов имеют внешние нормирующие преобразователи (для проектов АСУТП в РФ).

Применение модулей CHARM обеспечивает надежность системы ПАЗ, их отличие от традиционных внешних нормирующих преобразователей заключается в следующем.

1. Со стороны модуля CSLS сигнал от/к модулям CHARM является циф-

ровым и идет по резервированной коммуникационной линии. Для традиционных нормирующих преобразователей сигнал от/к системе ПАЗ идет нерезервированным аналоговым или дискретным сигналом.

2. Модули CHARM имеют встроенную диагностику внутренних и внешних цепей, которая видна на экране и в архиве диагностики АСУТП. Таким образом, практически для всех внешних цепей доступна диагностика обрыва, короткого замыкания, рассогласования токового сигнала и параметров, передаваемых по цифровому протоколу HART. Для внешних нормирующих преобразователей доступ к их внутренней диагностике из АСУТП невозможен.

3. Для модулей CHARM внутрисистемные проводные межшкафные соединения отсутствуют в отличие от традиционной подсистемы ввода-вывода.

Возможный отказ модуля CHARM диагностируется системой и локализуется на уровне одного канала с возможностью замены модуля без останова ТП.

По результатам расчета на примере АСУТП на 1656 параметров ввода/вывода средняя наработка на отказ (MTBF) АСУТП с электронной кроссировкой в 3 раза выше по сравнению с традиционной АСУТП с резервированной подсистемой ввода/вывода.

Таблица. Результаты расчета контура

	SIL	PFDavg	RRF
DeltaV SIS	3	4.49E-04	2229
DeltaV SIS с электронной кроссировкой	3	3.93E-04	2542

### Заключение

Применение технологии электронной кроссировки позволяет нивелировать влияние качества исходных данных на процесс проектирования и повысить адаптивность к поздним изменениям, дает

возможность одновременно повысить надежность и сократить число тяжелых полевых кабелей, уменьшить площадь, занимаемую системой, повысить диагностическое покрытие системы за счет исключения внешних нормирующих преобразователей и обеспечить снижение стоимости обслуживания в силу меньшего числа компонентов и номенклатуры ЗИП. При этом система на базе электронной кроссировки включает все самое лучшее от классической системы ПАЗ DeltaV SIS [2].

С 2012 г. по всему миру свыше 60 установок химической, нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей и других отраслей находятся под защитой системы ПАЗ DeltaV SIS CHARM от Эмерсон, где применено более 20 тыс. модулей CHARM.

### Список литературы

1. Некрасов С.И., Некрасова Н.А. Философия науки и техники. 2010.
2. Выблый А.Ю. Инструментальная система безопасности DeltaV SIS // Автоматизация в промышленности. 2012. №6.

*Паршин Андрей Дмитриевич* — консультант по применению систем автоматизации,  
*Кирюшин Павел Николаевич* — эксперт по системам ПАЗ компании Эмерсон, TUV FS Eng 1633/09.  
 Контактный телефон +7(495)995-95-59.  
 E-mail: Pavel.Kiryushin@Emerson.com

## АНТИПОМПАЖНЫЕ КЛАПАНЫ FISHER В СИСТЕМАХ АНТИПОМПАЖНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И ЗАЩИТЫ КОМПРЕССОРОВ

Ю.Н. Автономов (Компания Эмерсон)

*Рассматриваются технические особенности конструкций, связанные с проектированием и производством антипомпажных клапанов, а также методические подходы к тестированию и настройке на примере антипомпажного регулирующего клапана Fisher.*

*Ключевые слова: антипомпажный клапан, система антипомпажного регулирования и защиты (САРiЗ) компрессоров.*

Компрессоры используются на многих производствах, при этом они могут быть основой всего производства в целом, например, на заводах производства сжиженного природного газа (СПГ) или производства этилена. Именно поэтому при запуске и эксплуатации компрессора основное место занимает надежная система его защиты от помпажа. Этот быстропотекающий процесс с высокой энергией способен полностью вывести из строя компрессор за короткое время [1, 2].

С одной стороны, для предотвращения помпажа компрессор должен работать в зоне, далекой от границы возникновения помпажа, но тогда полные возможности компрессора остаются нереализованными. Максимальное приближение рабочих характеристик

к точке помпажа увеличивает производительность компрессора и прибыльность производства. Задача управления компрессором в заданных границах становится особенно сложной на многоступенчатых компрессорах или при работе нескольких компрессоров параллельно.

Для максимального увеличения эффективности с учетом предотвращения помпажа интегрированная система управления применяет улучшенные алгоритмы с использованием техники открытых и замкнутых контуров. Для многоступенчатых компрессоров динамическая развязка между ступенями чрезвычайно важна для равномерного функционирования. На многоступенчатом компрессоре открытие





Рис. 1. Ротор компрессора в результате воздействия помпажа

антипомпажного клапана на ступени низкого давления уменьшит поток к ступеням высокого давления и тем самым подтолкнет их к помпажу. Поэтому для предотвращения помпажа на ступенях высокого давления клапаны вокруг каждой ступени должны открываться одновременно, каждый на определенную величину для стабилизации взаимодействующих антипомпажных контуров. Таким образом роль регулирующих клапанов в этой задаче становится критической. Здесь требуется быстрое реагирование и четкая управляемость для уверенности в том, что функции управления обеспечиваются должным образом, а также предотвращается взаимодействие ступеней компрессора. Все это требует функционирования регулирующих клапанов вне традиционных рамок. Важно, чтобы антипомпажный клапан мог обеспечить безопасную поддержку рабочего режима на максимально близком расстоянии к границе помпажа.

Основой всей системы антипомпажной защиты является быстродействующий интеллектуальный контроллер. Однако эффективность быстрой и точной работы контроллера может быть сведена к нулю, если антипомпажные клапаны работают недостаточно быстро или неточно. Согласно статистическим данным, полученным проектной компанией OREDA<sup>1</sup> за период 2000-2009 гг. [1], большая часть отказов в любых современных системах управления приходится на механические исполнительные механизмы (около 50%), вероятность отказов контроллеров во много раз меньше (< 8%). Поэтому от качества работы и надежности регулирующего антипомпажного клапана зависит эффективная работа компрессорной установки в целом и ее надежность (рис. 1).

Помпаж характеризуется быстрыми переходными процессами, поэтому антипомпажный клапан должен открываться быстро. По этой причине при проектировании системы управления компрессором традиционно предъявляется только одно стандартное требование к антипомпажному клапану — скорость перехода из полностью закрытого в полностью открытое положение (полный ход) и не учитываются

все особенности работы такого клапана. От антипомпажного клапана требуется в большей степени именно регулирование потока, а это требует не только быстрого полного хода, но также и способности реагировать на небольшие изменения уставки быстро и точно.

Компрессор — один из наиболее дорогостоящих производственных активов. По этой причине разработчики клапанов Fisher установили целый ряд своих собственных требований, которым должен удовлетворять современный антипомпажный клапан. Эти критерии сведены в две спецификации — «Методика испытаний производительности антипомпажного клапана на заводе» (FGS4L11) и «Методика испытаний производительности антипомпажного клапана на месте установки» (FGS4L12). По этим методикам оцениваются статические и динамические характеристики клапана и качество управления им.

#### Основные критерии, которым должен удовлетворять антипомпажный клапан

*Критерии асимметрии динамики* задают ограничения по времени срабатывания при управлении с помощью позиционера и соленоида, а также в зависимости от направления хода. При асимметрии в зависимости от направления движения может оказаться сложно настроить позиционер, чтобы получить желаемую реакцию системы.

- Время полного хода открывания при управлении позиционером и ступенчатом изменении сигнала с 20 до 4 мА —  $\leq 2$  с.
- Время полного хода закрывания при управлении позиционером и ступенчатом изменении сигнала с 4 до 20 мА —  $\leq 3$  с.
- Время полного хода при открывании соленоидом —  $< 1$  с.

*Критерий отклика на большое изменение управляющего сигнала* не является традиционным для антипомпажных клапанов. Когда компрессор оказывается на границе помпажа, или помпаж только начался, алгоритм работы контроллера потребует быстро открыть клапан и вернуть компрессор в стабильную точку. Этот тест, который начинается с базовой линии в 10% полного хода, используется для гарантии того, что отклик будет быстрым в обоих направлениях, и не возникнет неожиданных сюрпризов в результате переходных процессов во время быстрого движения клапана.

- Отклик на большой сигнал с шагом 10, 20...80% от базовой линии в 10%  $\leq 1$  импульса перерегулирования с максимальной амплитудой  $\leq 3\%$  на каждый шаг.
- Движение штока в ответ на изменяющийся сигнал 20%/мин в диапазоне 4...20 мА и обратно — плавно без рывков.
- Движение клапана в ответ на синусоидальное изменение управляющего сигнала в 1% от базовой линии 5% и 50% — клапан должен двигаться в обе стороны.

<sup>1</sup> OREDA является проектной организацией при поддержке восьми глобальных нефтегазовых компаний. Основная задача OREDA состоит в сборе и обмене данными о надежности оборудования среди компаний-участниц.

- Линейность полного хода (измеряется отдельным датчиком) —  $\leq \pm 1\%$
- Максимальное изменение управляющего сигнала для страгивания с седла и начала движения —  $\leq \pm 2\%$ .

Тест на частотный отклик стандартен для расчета характеристик позиционера и обычно выполняется еще на стадии разработки устройства.

- Частотный отклик на синусоидальный сигнал с изменяющейся частотой и амплитудой 10% относительно базовой линии 50% — ход должен быть непрерывным и без резонансных пиков и провалов.

Этот тест не требуется, когда устройство запущено в производство. Однако многие антипомпажные клапаны, особенно большого размера, собираются и конфигурируются с набором пневматических устройств, типа соленоидов и объемных бустеров, которые привносят свою динамику в систему. Тест на частотный отклик, при котором используется синусоидальный сигнал изменяющейся частоты, обычно помогает количественно оценить устойчивость динамики и выявить детали характеристики, которые нельзя получить с помощью теста на ступенчатое изменение сигнала. Амплитуда сигнала выбрана таким образом, чтобы все устройства обвязки были гарантированно задействованы (рис. 2).

Для удовлетворения всем этим требованиям был разработан оптимизированный антипомпажный регулирующий клапан Fisher. Благодаря более чем 130-летнему опыту работы в области производства клапанов и управления ТП удалось объединить все составные части регулирующего клапана — сам клапан, привод, цифровой контроллер клапана FIELDVUE™ и компоненты пневматической обвязки в единую высокоэффективную антипомпажную конструкцию.

#### Конструктивные элементы антипомпажного регулирующего клапана Fisher

##### Клапан

Клапан должен обладать большой пропускной способностью (в соответствии с характеристиками компрессора) и минимальным уровнем шума при максимальном расходе через клапан. В антипомпажных клапанах Fisher используется полностью разгруженный плунжер. Такая конструкция позволяет избежать воздействия на сам плунжер резких скачков давления в клапане, а также снизить вибрации при большом потоке и работе на малых процентах открытия, то есть вблизи седла.

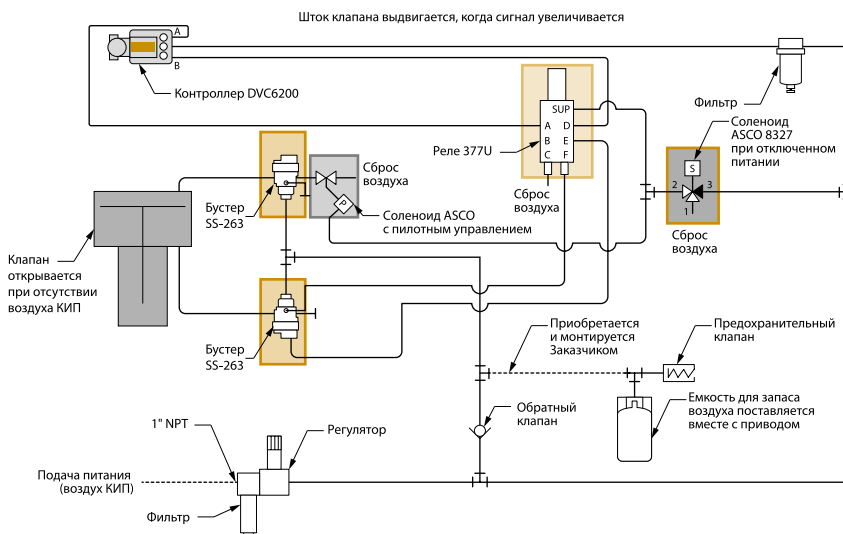


Рис. 2. Схема пневматической обвязки оптимизированного антипомпажного клапана Fisher

Главным преимуществом антипомпажных клапанов Fisher является антишумовая клетка WhisperFlo® (рис. 3). Запатентованная в 1998 г. конструкция остается лучшим антишумовым решением на рынке до сегодняшнего дня, обеспечивая снижение уровня шума на 40 дБА. Конструктивно клетка выполнена из набора пластин, собранных в определенном порядке, в которых с помощью плазменной резки сформированы каналы специальной формы, разделяющие основной поток на множество отдельных, не взаимодействующих между собой струй. Клетки WhisperFlo® эффективно работают даже при соотношениях давлений  $\Delta P/P_1 \geq 0,9$ .

В зависимости от характеристик компрессора могут применяться антишумовые клетки других конструкций — Whisper® III и Whisper® I с меньшим коэффициентом ослабления шума.

##### Привод

Использование эффективных антишумовых клеток при сохранении большой пропускной способности требует перемещения плунжера в большем диапазоне, то есть требуется привод, обеспечивающий ход до 600 мм и более. Во всем диапазоне хода требуется точное перемещение с высокой скоростью, без коле-



Рис. 3. Антишумовая клетка WhisperFlo™

бательных процессов в точках остановки и в крайних положениях.

Когда плунжер клапана большого размера очень быстро переходит из полностью закрытого положения в полностью открытое, возникают большие моменты силы, которые прикладываются к ограничителям хода. В обычных приводах таким ограничителем служит корпус привода.

При ходе более 200 мм в оптимизированных клапанах Fisher применяются упругие компенсаторы для защиты клапана и привода. Эти компенсаторы задействуются только на последних процентах хода, обеспечивая контролируемое замедление. Важно, что при этом они являются однонаправленными устройствами, то есть работают только в одну сторону, что позволяет приводу начинать движение в обратную сторону с максимальной скоростью.

#### *Бустеры*

Для обеспечения быстрой работы привода необходим большой объем управляющего воздуха. Объемный бустер новой модели SS-263 применяется для управления приводами большого размера. Новая конструкция бустера обеспечивает пропускную способность в 3 раза больше, чем у традиционной модели 2625, и составляет 9,5 CV (KB≈11). Для уменьшения шума при работе привода, когда на сброс через бустер проходит большой объем воздуха, в самом бустере также применена система шумопонижения с трехстадийным тримом.

#### *Позиционер*

Интеллектуальный цифровой контроллер клапана FIELDVUE™ DVC6200, кроме стандартных диагностических возможностей, обладает уникальными функциями антипомпажной настройки. Для настройки оптимизированных антипомпажных клапанов Fisher как правило не требуется участие специалистов завода-производителя. Специалисту КИПиА достаточно воспользоваться функцией настройки рабочих характеристик в ПО ValveLink™ или функцией «Стабилизировать/Оптимизировать» (Stabilize/Optimize). Данная функция дает возможность управлять откликом клапана и быстро корректировать коэффициенты усиления для оптимизации рабочих характеристик. Для улучшения отклика на небольшие изменения уставки можно использовать мастер настройки фильтра «Опережение/Запаздывание» (Lead/Lag). Настраивать опережение и запаздывание можно независимо от открытия/закрытия клапана. Графическое отображение информации в режиме реального времени позволяет оператору подстраивать клапан и тут же видеть результат на экране. С помощью данных функций можно настроить клапан Fisher, не прерывая его работу, а в случае изменения требований параметры настроек можно изменять удаленно из операторной.

Все вышеописанные технические решения во много раз уменьшают время, затрачиваемое на настройку клапана в сборе. Например, для настройки традиционной конструкции антипомпажного клапана требуется 6...12 ч. Оптимизированный антипомпажный клапан Fisher настраивается за 15 мин и, как правило, не требует перенастройки.

В 2007 г. в Челябинске было открыто производство клапанов Fisher. Технологические возможности производства позволяют производить, собирать и тестировать клапаны размером до DN250 включительно. Специалистами завода также освоен выпуск антипомпажных клапанов начального уровня с проведением соответствующих тестов. В 2015 г. была выпущена первая партия антипомпажных клапанов с клетками Whisper® III.

#### **Заключение**

Подводя итог, выделим несколько преимуществ антипомпажных клапанов Fisher.

- Поддержка непрерывного безопасного рабочего режима благодаря диагностике клапана при неполных ходах в реальном времени с помощью цифрового контроллера клапана FIELDVUE™ и программного пакета AMS ValveLink™.
- Предотвращение помпажа за счет быстрого и точного срабатывания клапана, а также за счет настройки в реальном времени.
- Защита компонентов клапана и привода благодаря применению механико-пневматических амортизаторов, встроенных в цилиндр высокоскоростного привода, обеспечивающих контролируемое замедление.
- Снижение уровня вибрации и шума благодаря антишумовой многоступенчатой клетке WhisperFlo® уникальной конструкции, способной снизить уровень шума на 40 дБА.
- Быстрый ввод в эксплуатацию с помощью ПО AMS ValveLink™ и функции антипомпажной настройки цифрового контроллера FIELDVUE™. Меньшее число дополнительных принадлежностей и диагностические функции Fisher сводят время настройки к считанным минутам.
- Клапан Fisher разработан с учетом особенностей работы системы антипомпажной защиты в целом.
- Каждый клапан тестируется в сборе в соответствии с критериями методик тестирования для обеспечения максимальной производительности и эффективности.
- Антипомпажный клапан рассчитан на работу в сложных условиях эксплуатации.
- Запуск в эксплуатацию и обслуживание клапана Fisher не требует специальных знаний и навыков.

#### **Список литературы**

1. Михайлов А.К., Ворошилов В.П. Компрессорные машины. Учебник для ВУЗов. Энергоатомиздат. 1989. 288 с.
2. Евдокимов Я. Регулирование ГПА: возникающие проблемы и пути их решения // СТА. 2009. №2.

*Автономов Юрий Николаевич — менеджер по продукции Fisher компании Эмерсон.  
Контактный телефон +7(843)210-04-72.  
E-mail: Yuri.Avtonomov@Emerson.com*



## ТЕХНОЛОГИЯ ПОЛНОМАСШТАБНОГО КОНТРОЛЯ НА БАЗЕ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ ROSEMOUNT

Д.Н. Тагиров (Компания Эмерсон)

*Представлена технология полномасштабного контроля, позволяющая расширить взгляд на производство и увидеть работу предприятия с точки зрения бизнеса, а не только параметров ТП. Данные, собираемые с сотен и тысяч датчиков, агрегируются в доступную и понятную информацию, позволяющую производственным предприятиям повысить уровень безопасности, надежности, энергоэффективности и других аспектов, критичных для конкурентоспособности бизнеса. Преимущества подтверждены внедрениями на многих предприятиях, в том числе нефтегазовой, химической, энергетической и горнодобывающей отраслей.*

*Ключевые слова: полномасштабный контроль, конкурентоспособность, беспроводная связь, контрольно-измерительные приборы, мониторинг, конденсатоотводчик, теплообменник.*

Для принятия бизнес-решений нужны ясные, полные и достоверные данные, основанные на обширной сети средств измерений, которые станут полноценными «ушами» и «глазами» руководителя. Это стало возможным благодаря новым технологиям. Теперь можно узнать важные для экономики производства параметры ТП в тех точках, где ранее он протекал «вслепую», где установка дополнительных датчиков, не относящихся к традиционным задачам управления, ранее считалась дорогой или технически сложной. Благодаря новой информации полномасштабный контроль позволяет повысить безопасность предприятия, надежность обслуживания и эффективность энергопотребления даже в текущих условиях без реконструкции и модернизации самого ТП. Получаемая информация позволяет действовать в нужном месте и в нужное время, характеризуя и прогнозируя состояние системы в целом с разбиением по установкам и агрегатам, рассчитывая в режиме on-line экономические потери от нештатных ситуаций и эффект от корректирующих мероприятий.

### Технологии в основе полномасштабного контроля

Основными барьерами для полномасштабных измерений долгое время была стоимость внедрения, сложность технологии и отсутствие интерпретации данных. Какие же технологии сделали полномасштабные измерения возможными? Отметим лишь некоторые из них:

- беспроводные решения, позволяющие проводить измерения в ранее труднодоступных технологических установках (например, вращающиеся печи, факелы), на удаленных площадках, где прокладка кабеля была экономически-неэффективной, на объектах без энергоснабжения и т.п. Технология Smart Wireless, усовершенствованные датчики и методы установки обеспечивают быстрый возврат инвестиций, надежную установку без внепланового останова оборудования, характеризуются низкими эксплуатационными затратами в сочетании с простотой использования датчиков;

- компактные датчики, которые сделаны, как правило, из сверхпрочных полимерных материалов и отличаются от своих аналогов небольшими размерами и массой, благодаря чему становится возможной установка сотен и тысяч датчиков на движущихся агрегатах (например, в горно-обогатительной отрасли), подвижном составе железной дороги, на морских платформах и объектах судоходства. Компактность и простота мон-

тажа беспроводных датчиков являются критичными. Одной из новинок этого года является разработанный челябинскими инженерами малогабаритный датчик Rosemount 520, который позволяет точно измерить гидростатическое давление топлива и балластной воды в танкерах;

- неразрушающие методы измерения, например, датчик температуры Rosemount с технологией Pipe Clamp, который устанавливается без врезки в трубопровод;

- многопараметрические датчики, измеряющие сразу несколько параметров, сокращают число врезок в трубопровод, затраты на монтаж, обслуживание и повышают безопасность установки, например, датчики давления Rosemount 3051SMV, которые позволяют с помощью одного устройства измерять разницу давлений, статическое давление и температуру. Это дает возможность конечному пользователю сократить число средств измерений и сопутствующих затрат на их монтаж и обслуживание;

- новые методы измерений: ультразвуковые, акустические, инфракрасные;

- замена физических компонентов датчиков на цифровые коммуникации, как, например, в системе измерения уровня ERS, в которой импульсные линии заменены на информационные кабели, что значительно упростило монтаж.

### Успешные примеры применений контрольно-измерительных приборов для решения бизнес задач

#### Мониторинг состояния конденсатоотводчиков

Конденсатоотводчики играют важную роль в системе парового хозяйства, но из-за особенностей конструкции они подвержены механическому износу и периодически случаются отказы. Из-за заклинивания в открытом положении происходит пропуск пара в линию возврата конденсата, расходуется энергия и повышаются затраты. И наоборот, заклинивание в закрытом положении блокирует вывод конденсата из системы, что является угрозой безопасности работы оборудования и персонала, поскольку наличие конденсата повышает вероятность повреждения оборудования, гидроударов, приводит к быстрому износу, снижает эффективность транспортировки пара.

Для мониторинга и определения неисправности конденсатоотводчиков традиционно используется либо метод

визуального контроля при периодическом техническом обслуживании, либо трудоемкие регулярные обходы и осмотры. Однако даже регулярные обходы не позволяют достаточно своевременно выявить неисправность. Для мониторинга состояния конденсатоотводчиков компанией Эмерсон был специально разработан беспроводной акустический преобразователь Rosemount 708 (рис. 1). Это полностью автономный бесконтактный прибор, закрепляющийся хомутом на конденсатоотводчик без врезки в трубопровод. Акустический преобразователь постоянно «слушает» ультразвуковой шум, создаваемый паром или конденсатом. Встроенный датчик температуры измеряет температуру на входе в конденсационный горшок. Необработанные данные акустических измерений и температуры передаются в компьютерную программу SteamLogic через беспроводной шлюз по беспроводному протоколу WirelessHART. Программа, используя различные профили шума и температуры конденсата и пара, определяет исправность работы конденсатоотводчика, при этом отображается конкретный тип неисправности (рис. 2). Состояние всех конденсатоотводчиков наглядно отображается программой, позволяя техническим специалистам принимать решения, какой из них требует замены или обслуживания.

Благодаря данной системе можно значительно снизить энергозатраты за счет снижения потерь пара, на выработку которого предприятие тратит значительные средства. Более того, повышается безопасность работы оборудования и персонала. Так, на одном из российских нефтехимических предприятий система позволила оперативно выявить и предотвратить потери на миллионы рублей, доказав свою окупаемость в течение нескольких месяцев.

За время испытаний в среднем выявляются полные или частичные отказы трех из десяти критичных конденсатоотводчиков, что в течение одного месяца работы приводит к потерям пара порядка 800 тыс. руб. (исходя из цены пара 1200 руб./т). Это наглядно демонстрирует, что система мониторинга конденсатоотводчиков с помощью акустических преобразователей Rosemount 708 обеспечивает быстрый возврат инвестиций и важный вклад в реализацию программы энергоэффективности.

#### **Мониторинг теплообменников**

Ухудшение характеристик теплообменников может привести к увеличению энергетических затрат и от-



Рис. 1. Преобразователь Rosemount 708 на конденсатоотводчике



Рис. 2. Отказавший конденсатоотводчик

отложений, для чего, как правило, требуется несколько суток, привлечение кранов и т.п. Таким образом, теплообменник следует очищать в подходящее для этого время, принимая в расчет перечисленные выше факторы. В противном случае потери могут измеряться миллионами руб. [2].

Сегодня на предприятиях обычно не знают степени загрязненности каждого из теплообменников. Измерения теплоносителей вручную на теплообменниках, расположенных один над другим, трудоемки и требуют больших временных затрат. Таким образом, на предприятии могут не знать об ускорившемся загрязнении. Недостаток информации не позволяет принимать решения и осуществлять планирование. Невозможно понять, что будет наиболее эффективным на данный момент — произвести очистку агрегата или нести дополнительные затраты на сжигание топлива.

Вторая проблема состоит в том, что жидкий теплоноситель покидает загрязненный теплообменник и переходит в следующий, имея более высокую температуру, чем та, на которую рассчитан этот теплообменник. Такая ситуация может привести к выходу из строя оборудования. Если теплообменник сильно загрязнен, то может произойти закупоривание, не позволяющее жидкостям проходить по системе.

клонению от технологических режимов работы оборудования. А поскольку теплообменники представлены во многих отраслях производства, решение задачи по оценке эффективности их работы является весьма актуальной [1].

Главная трудность при эксплуатации теплообменников состоит в загрязнении, связанном с осаждением асфальтенов, парафиновых накоплений, твердых осадений или коррозии. По мере загрязнения теплообменника, технологической печи, расположенной ниже по потоку, приходится наверстывать тепловые параметры, повышая затраты на топливо. После того, как печь достигнет своей максимальной мощности, приходится уменьшать производительность, чтобы выполнить требования ТП по температуре, что приводит к неполному использованию агрегата.

Слишком частая очистка теплообменника непрактична, так как обычно для этого требуется остановка ТП. Если теплообменник сильно загрязнен, то может потребоваться аварийный демонтаж и обслуживание для удаления

Обслуживающему персоналу необходимы данные о производительности теплообменника как минимум ежедневно, чтобы позволить вовремя проанализировать загрязнения и запланировать техническое обслуживание. Единственный практичный подход — автоматический мониторинг степени загрязнения каждого теплообменника. Этого можно достичь с помощью нового решения, обеспечивающего измерение температур на входах/выходах горячей и холодной сторон теплообменника с помощью беспроводных преобразователей температуры накладного монтажа.

Необработанные данные измерений передаются в компьютерную программу мониторинга оборудования и архив предприятия через беспроводной шлюз. Далее они используются вместе с данными по расходу для расчета тепловых нагрузок горячей и холодной сторон, средней тепловой нагрузки, погрешности тепловой нагрузки, наблюдаемого коэффициента теплообмена, коэффициента загрязнения и т. д. ПО Asset Graphics оценивает тенденцию скорости деградации передачи тепла (загрязнения) во всех теплообменниках. Оно также передает информацию о том, требует ли теплообменник очистки, предоставляя операторам сведения, на основании которых принимаются решения: нести затраты на топливо для дополнительного подогрева или вывести из теплообменника эксплуатацию на очистку.

Сигналы тревоги по температуре предупреждают о приближении параметров того или иного теплообменника к своим расчетным пределам. Измерение падения давления в теплообменнике на его горячей и холодной стороне также позволяет обнаружить наметившуюся закупорку на раннем этапе.

Таким образом, технологию беспроводного мониторинга теплообменников можно использовать для предупредительного планирования действий, которые снизят потери энергии и сократят остановки производственного процесса. Также снижаются затраты на техническое обслуживание, благодаря устранению излишних операций очистки и затрат на утилизацию химических веществ. Кроме того, данная технология позволяет избежать повреждения теплообменников от перегрева и предотвратить сильные засорения, требующие замены оборудования.

Пример небольшого нефтехимического комплекса мощностью 612 тыс. т/г показывает, что своевременный мониторинг и оптимизация очистки теплообменников позволяют уменьшить энергозатраты на 0,15%, увеличив при этом пропускную способность на 0,5%. В денежном эквиваленте это составляет около 5 млн. руб./г.

#### Полномасштабный контроль в России

Среди основных преимуществ контрольно-измерительных приборов Rosemount, делающих внедрение технологии полномасштабного контроля возможной, — глубокая локализация на территории России. В г. Че-

лябинске Промышленная группа «Метран» разрабатывает, производит и обслуживает средства измерений давления, температуры, уровня, расхода, беспроводные решения. Это позволяет снизить сроки поставки, обеспечить собственный метрологический сервис и выполнение процедур первичной поверки на местном уровне в поддержку правительственной программы импортозамещения.

Многие решения были специально разработаны в России и для России. Беспроводные датчики давления Rosemount 3051S, температуры Rosemount 648 и преобразователь дискретных сигналов Rosemount 702 низкотемпературного исполнения были разработаны при участии российских инженеров Эмерсон специально для компаний, работающих в экстремальных условиях российской зимы. С помощью данных приборов можно производить замеры технологических параметров, когда температура окружающего воздуха опускается до -55 °С. Теперь для получения достоверной информации о состоянии объектов и оборудования не нужно закрывать средства измерений чехлами или устанавливать дорогостоящие обогреваемые шкафы. Это позволяет сократить затраты на автоматизацию ТП в условиях суровой российской зимы более чем на 20%, а с учетом эксплуатационных затрат (особенно затрат энергии на обогрев) — сократить многократно.

Новый завод ПГ «Метран» в г. Челябинске обеспечивает все стадии жизненного цикла продукции: разработку, изготовление, техническую поддержку, продажи, сервисное обслуживание и обучение заказчиков. Сервисные центры, расположенные практически в каждом регионе, позволяют оперативно справляться с поставленными задачами. Благодаря команде опытных инженеров реализация проекта осуществляется на уровне мировых стандартов.

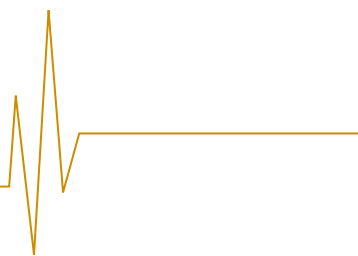
Проекты, основанные на технологии полномасштабного контроля, позволяют компаниям оптимизировать и повышать эффективность управления процессами на объектах, улучшать технико-экономические показатели за счет расширения функций контроля, которые реализуются с помощью современных технических средств. Более того, новые технологии повышают безопасность работы персонала и надежность работы оборудования. Предприятия России и СНГ все больше доверяют таким инновационным решениям, активно внедряя их в самых разнообразных отраслях промышленности.

#### Список литературы

1. Справочник по теплообменникам: В 2 т. Т.1. Пер. с англ. под ред. Б.С. Петухова, В.К. Шикова. М.: Энергоатомиздат, 1987, С. 560.
2. Реализация программы контроля состояния конденсатоотводчиков и их ремонта [Электронный ресурс] Государственная информационная система в области энергосбережения и повышения. Экспертный портал по вопросам энергосбережения. <http://gisee.ru/articles/energy-solutions/793/>

*Тагиров Денис Наильевич — руководитель направления «Беспроводные технологии» компании Эмерсон.  
Контактный телефон (351) 799-51-52 доб. 1402.  
E-mail: Denis.Tagirov@Emerson.com*





## КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ — СТРАШНЫЙ СОН ИЛИ ДОЛГОЖДАННАЯ ВОЗМОЖНОСТЬ

В.М. Покидов (Компания Эмерсон)

Правильно и заранее спланированный капитальный ремонт предоставляет значительные возможности для улучшения показателей выпуска продукции, надежности производства, повышению безопасности, продлению ресурса оборудования, бесперебойной эксплуатации в течение всего последующего межремонтного цикла, увеличению продолжительности такого межремонтного интервала на достаточно существенный срок. Это главная возможность для внедрения новых технологий, проведения модернизаций и замены оборудования, повышения общей производительности и рентабельности предприятия.

**Ключевые слова:** капитальный ремонт, прогностическая диагностика, обнаружение проблем на ранних стадиях, заблаговременное планирование, повышение надежности, безаварийность, техническое обследование и аудит, межремонтный цикл, экономическая эффективность.

### Введение

Необходимость останавливать производство для проведения восстановительных, регламентных и профилактических мероприятий неизбежна. Предприятия точно знают, какой производственный участок и когда будет остановлен и выведен в ремонт. Даты могут варьироваться в зависимости от внешних факторов — взаимосвязанности и взаимозависимости ТП, производственных графиков, текущей конъюнктуры на рынке, внедрения новых технологий, особенности технологического оборудования, требований безопасности и законодательных норм.

Продолжительность останова определяется исключительно внутренними факторами: изношенностью оборудования, доступностью ресурсов: человеческих, финансовых, технических, и объемом предстоящих задач, выполнение которых действительно и обоснованно необходимо.

Контрольно-измерительное оборудование, регулирующая и запорная арматура и автоматизированные системы управления процессами являются неосновным, вспомогательным относительно технологического оборудования, непосредственно задействованного в производстве. И по причине «вспомогательности» часто планированию его обслуживания уделяется неосновное внимание и неосновные ресурсы.

Таблица. Иллюстрация встречающихся подходов в обеспечении ресурсами для целей проведения ремонтов предприятий

	Категория предприятия в обеспечении ресурсами	
	Сверх необходимого	Менее необходимого
<b>Наличие ЗИП</b>	Существенные запасы ЗИП на складах. Обеспеченность по числу и номенклатуре близка к 100%.	ЗИП всегда не хватает. ЗИП не всегда тот, что нужно.
<b>Ремонтный и обслуживающий персонал</b>	Преимущественно собственный многочисленный персонал по численности больший, чем у похожих предприятий. Не испытывают существенных проблем с обоснованием численности.	Персонала меньше, чем у похожих предприятий. Численность каждый раз отстает «с боем».
<b>Подход к устранению технических несоответствий оборудования</b>	«Не откладывай на завтра то, что можно отремонтировать сегодня»	Если можно отложить до следующего останова, отложат до следующего останова.
<b>Проблемы с оборудованием в межремонтный период</b>	Нечастые. Достаточно быстро устраняются благодаря наличию ЗИП. Редко приводят к вмешательству в производственные задачи.	Случаются. Устраняются «героизмом» персонала и из подручных средств. Зачастую приводят к неплановым остановам либо уменьшению выпуска продукции.
<b>Общие затраты на обслуживание оборудования (не включает затраты на его замену)</b>	Выше среднего	Ниже среднего
<b>Общая эксплуатационная готовность</b>	Выше среднего	Ниже среднего

Рассмотрим преимущества для предприятий, тщательно планирующих капремонты этой группы оборудования, а также особенности, риски и возможности, существующие при капремонтах у специалистов предприятия, ответственных за автоматизацию ТП.

### Ресурсы на обслуживание — с запасом или в дефиците?

Отечественные предприятия, как правило, придерживаются двух крайностей в обеспечении ресурсов: сверх необходимого и менее необходимого. Для целей статьи обе крайности намеренно гиперболизированы, характерные плюсы и минусы «полюсов» приведены в таблице.

Оба подхода, несмотря на кажущуюся диаметрально противоположность, обусловлены одинаковыми предпосылками: сложностью с достоверным определением действительно необходимого, технически, технологически и финансово оправданного минимума требуемых ресурсов, диктуемых необходимой достаточностью ставящихся для капремонта задач. В итоге одни предприятия в такой ситуации вынужденного «гадания» перезакладываются на неопределенность и имеют для этого административные и финансовые ресурсы, а другие входят в ремонт на «голодном ресурсном пайке», не имея аналогичного уровня административной возможности обосновать выделение необходимых средств.

На первый взгляд, предприятия из категории «Сверх необходимого» выглядят более уверенно в решении задач поддержания эксплуатационной готовности, что и является основной целью любого планового ремонта. Однако значительные средства на обслуживание и рабочее время персонала, которое можно было бы инвестировать в решение действительно насущных задач затрачивается сверх необходимого минимума. Также в условиях необходимости сокращения графиков ремонтов и бюджетов становится все тяжелее поддерживать высокую степень обеспеченности необходимыми ресурсами. Да и ресурсы с каждым годом становятся все дороже и более ограниченными, особенно это относится к человеческим ресурсам, квалификации собственного либо привлекаемого на время ремонтов персонала. И все более актуальным становится определение *действительно и обоснованно необходимого* объема ремонтных мероприятий и задач, тщательное их планирование и квалифицированное исполнение [1, 2].

#### **Риски и возможности плановых остановов**

Плановые остановки играют важную роль в жизненном цикле предприятия. Это время для ремонта, обновления, замены и реконструкции с целью увеличения потенциала предприятия. Ремонт может нести определенные, порой достаточно существенные, риски для предприятия, и в то же время предоставляет значительные возможности для улучшения.

Рассмотрим риски, имеющие место при недостаточной подготовке к этому событию.

- *Реактивное обслуживание только проблемного оборудования.* При исполнении планов ремонтов зачастую ремонтируется либо подвергается замене оборудование, по которому уже обнаружены проблемы. То есть мероприятие в целом предполагается планово-профилактическим, а фактически является планово-реактивным.

- *Срыв сроков ремонта.*
- *Выход из бюджета.*
- *Повышение риска производственных травм.* Каждому предприятию приходилось сталкиваться с ситуациями, когда все «на грани», по графику — пуск, а установка не выходит на режим, клапаны неисправ-

ны, показания измерительных приборов недостоверны. Спасает авральная работа, заблаговременно и «с запасом» пополненные резервы ЗИП, надежные подрядчики, готовые на трудовые подвиги. Итог: перерасход средств и риск повышенного травматизма.

- *Невозможность достичь поставленных целей снижения стоимости ремонтов без ухудшения их качества.*

- *Невозможность достичь целей снижения сроков ремонтов без ухудшения качества.* Из года в год руководство предприятий ставит все более амбициозные цели по снижению стоимости ремонтов или сокращению их сроков. Отсутствие применения новых подходов позволяет решить эти задачи, сокращая объемы либо ухудшая качество ремонта, которое в свою очередь повлечет задержку пусковых работ, и невыявленные проблемы могут привести к аварийным ситуациям и экологическим катастрофам. Низкое качество выполнения мероприятий планового останова может привести к внеплановым простоям, ведущим к производственным потерям, возможным штрафам и снижению прибыльности, что в конечном итоге негативно скажется на жизненном цикле предприятия и сроке службы оборудования.

И в то же время плановый останов при достаточном планировании предоставляет значительные возможности по улучшению показателей выпуска продукции, надежности производства, повышению безопасности, продлению ресурса оборудования, бесперебойной эксплуатации в течение всего последующего межремонтного цикла, увеличению продолжительности такого межремонтного интервала на достаточно существенный срок.

#### **Подходы, способы и технологии, позволяющие использовать возможности капремонтов**

##### **Технологии прогностической диагностики**

Приведем показательный пример. Любое большое производство содержит значительное число запорно-регулирующей арматуры, подверженной естественному механическому износу. Величина износа зависит от множества параметров: агрессивность среды, наличие твердых частиц в среде, соответствие подобранных характеристик действительным условиям эксплуатации и т. д. Для восстановления работоспособности и обеспечения надежности проводятся мероприятия техобслуживания клапанов. Мероприятие является плановым, проводится во время планового останова, для чего большое число клапанов демонтируется, доставляется в ремонтный цех, вскрывается, проводится их ревизия, по результатам которой определяется необходимость восстановления. Далее проводится непосредственно сам ремонт, в ходе которого заменяются запасные части. По завершению клапаны доставляются и устанавливаются обратно на производственную установку. Во время планового останова в процесс вовлечено множество сотрудников, используется значительное число подъемной техники, привлекаются подрядчики.

Однако на момент ремонта не все клапаны действительно нуждаются в восстановлении и соответственно в предшествующем ему демонтаже и вскрытии. Хорошо, если ресурсов хватает на то, чтобы таким образом проверить 100% клапанов. В этом случае предприятие просто затратит избыточное время и деньги, а характеристики исправных на момент вскрытия клапанов только ухудшатся, так как ненужное вмешательство в рабочий клапан не приводит к улучшению его характеристик и не повышает его надежности, а любой ремонт всегда проигрывает по качеству заводскому «родному» исполнению. Если поверка всего парка не запланирована, «ремонт» исправных клапанов отвлечет время от проверки действительно требующих обслуживания, что рано или поздно приведет к выходу из строя. Опрос руководителей цехов КИП и механиков на ряде предприятий показал, что далеко не все снятые клапаны действительно подвергались полноценным ремонтам, многие из них возвращались обратно практически в предановочном состоянии. По опыту Эмерсон, 60...70% объема описанных мероприятий излишни. Что же делать?

#### Основа эффективности — в применении технологий прогностической диагностики оборудования

Определяя объем предстоящего ремонта запорно-регулирующей арматуры, многие предприятия уже подходят к этому серьезному вопросу, применяя технологии прогностической диагностики. Полученные в результате диагностики данные по работоспособности и условиях эксплуатации оборудования позволяют более достоверно оценить объем ремонта и подходить к самому ремонту более предметно, точно и более эффективно с точки зрения затрат. Такие предприятия заранее и достоверно знают, какие именно единицы оборудования нуждаются в ремонте, какой объем ремонтных работ действительно необходим и в какой последовательности.

Существующие и апробированные диагностические технологии позволяют выполнять проверку клапанов без необходимости их снятия и повторного монтажа. Это экономит много времени и остальных ресурсов на проведение операций техобслуживания. Сокращается объем работ подрядчиков, клапаны снимаются со своих позиций не сотнями, а десятками, качество ремонта повышается, меньше аврала и травматизма.

Компания Эмерсон одной из первых применила методы прогностической диагностики к решению реальных задач техобслуживания на российских предприятиях. С 2006 г. услуги по диагностике оказываются заказчикам на регулярной основе. Предприятия, опробовавшие на практике такие диагностические услуги, уже не представляют иного подхода к подготовке и проведению капитальных ремонтов. Идя навстречу требованиям заказчиков, сервисная служба Эмерсон приступила к оказанию услуг по диагностике регулируемых клапанов и других производителей. Для клапанов, оснащенных интеллектуальными позиционера-

*Если у тебя есть человек, которому можно рассказать сны, ты не имеешь права считать себя одиноким...*

Ф. Раневская

ми FIELDVUE™, услуги оказываются с применением ПО ValveLink, что существенно повышает производительность их оказания. В случаях, когда клапаны не оснащены интеллектуальными позиционерами, услуга оказывается с применением портативного диагностического комплекса Flowsanner 6000™, позволяющего точно и эффективно оценить состояние регулирующих клапанов любых изготовителей и моделей. Нет необходимости снимать или разбирать проверяемые клапаны, все производится непосредственно на месте установки.

Многолетний опыт масштабного оказания услуг по диагностике клапанов в условиях российских производственных предприятий показал свою эффективность и достоверность. Получаемые данные о состоянии клапана и подготавливаемые на их основе заключения и рекомендации являются достаточным основанием для принятия обоснованных решений по необходимости вывода в ремонт того или иного клапана, по объему ремонтных работ и необходимости в запасных частях. Неопределенности больше нет, в части регулирующих клапанов с непредсказуемым объемом ремонта покончено, «сюрпризы» с превышением бюджета или отсутствием нужного ЗИП остались в прошлом.

Из преимуществ такого подхода специалисты предприятий наиболее часто подчеркивают следующие:

- существенное (в разы) уменьшение числа клапанов, снимаемых для ремонта;
- обнаружение проблем на ранних стадиях, без необходимости демонтажа и разборки;
- заблаговременное планирование запчастей и других ресурсов благодаря точным данным о состоянии клапанов;
- контроль 100% клапанов — нет непредвиденных случайностей;
- учет износа путем сопоставления с предыдущими результатами тестов, что-то вроде «истории болезни» по каждому клапану;
- сокращение времени на инспекцию состояния клапанов в период ремонтов;
- состояние клапана и позиционера всегда подтверждено и задокументировано, как и необходимость ремонта;
- более точная подготовка к плановым ремонтам в части знания необходимой номенклатуры ЗИП, численности ремонтного персонала;
- лучшее качество ремонтов благодаря заблаговременной подготовке и знанию причин проблемы;
- возможность объективно оценивать качество ремонта путем сопоставления послеремонтных рабочих характеристик клапана с эталонными (диагностический тест "подпись клапана").

На рис. 1 и 2 на примере одного российского нефтеперерабатывающего предприятия проиллюст-



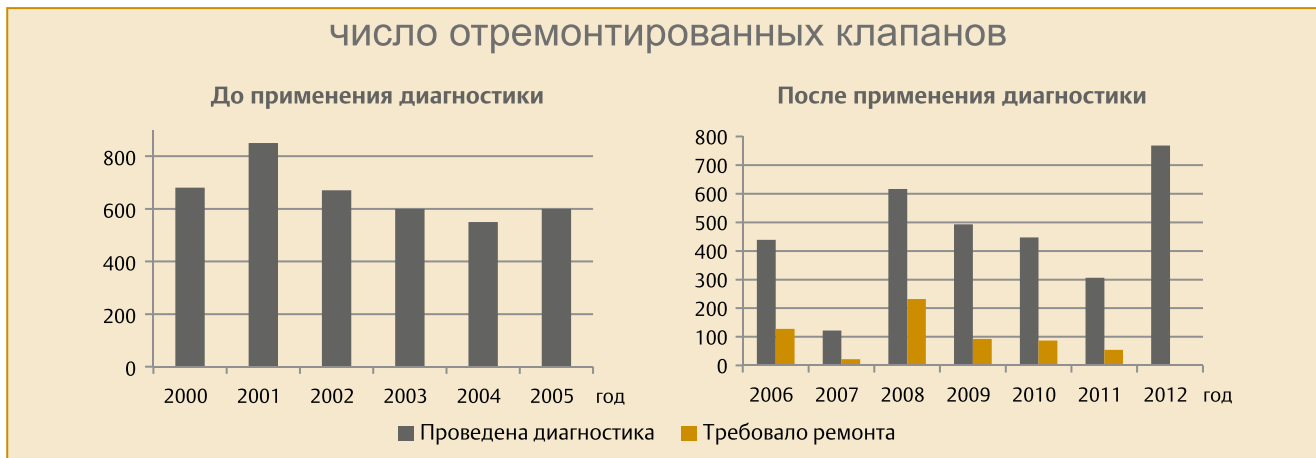


Рис. 1. Изменение числа клапанов, выводимых в ремонт в результате применения методов диагностики

рировано, как изменяется число ремонтируемых клапанов после применения диагностических услуг при сохранении надежности и общего числа проверяемых клапанов, насколько существенно уменьшаются общие затраты на их ремонт, и как меняется сама структура затрат на их обслуживание.

В планах Эмерсон расширить применение высокотехнологичных методов диагностики и контроля на все виды клапанов (не только регулирующие) через оказание услуги обнаружения протечек в седлах клапанов. Услуга также будет оказываться на месте установки, без демонтажа как метод диагностики, предшествующий останову и ремонтным работам, без вмешательства в ТП для локализации проблем с герметичностью клапанов. Программа обнаружения протечек в седлах клапанов использует апробированный в промышленности метод обнаружения протечек в клапанах на основе акустической эмиссии, позволяя быстро находить место и количественно оценивать протечки в седлах клапанов. Тем самым в ремонт можно выводить только те клапаны, протечки в которых превышают нормы.

**Техническое обследование и аудит перед капремонтом**

Другим подходом, позволяющим в полной мере использовать возможности капремонта, является техническое обследование и аудит парка КИП перед его проведением.

К сожалению, многим специалистам в отрасли известны недавние аварии, когда неисправность КИП привела в разливу нефтепродукта и взрыву.

Такие аварийные ситуации произошли при пуске после проведенного ремонта. На то он и плановый ремонт, чтобы все предусмотреть, обеспечить необходимые ресурсы, оборудование и материалы, намеченное выполнить качественно и в срок, не выходя из бюджета и без подобных эксцессов. Чего-то в обозначенных ситуациях не хватило. Вряд ли средств на приобретение более надежного оборудования для контроля уровня, вряд ли времени и специалистов КИП для проверки работоспособности. Возможно, не было уделено должного внимания планированию действий по обследованию и замене измерительных приборов

по причине их «вспомогательности», и не хватило экспертного понимания возможных проблем.

Компания Эмерсон обладает экспертными знаниями, высокой квалификацией и богатейшим опытом своих специалистов по сервисному обслуживанию. Компания оказывает услуги технического обследования и аудита, направленные на планирование мероприятий подготовки к ремонтам, предметные рекомендации по проведению техобслуживания КИП до/во время ремонта, рекомендаций по замене оборудования с целью повышения надежности, улучшений условий работы, устойчивого и бесперебойного функционирования.

В ходе обследования сервисные эксперты Эмерсон проводят анализ установленной базы полевых измерительных приборов, по результатам которого выдают рекомендации по оптимизации базы КИП, сокращению номенклатуры, ее стандартизации и повышению взаимозаменяемости, надежности, сокращению складских запасов. Дополнительное преимущество обследования — актуализация данных по текущей установленной базе измерительных приборов по следующим признакам: серийный №, номер позиции, производитель, место установки, возраст, условия процесса, среда.

На основе этой информации составляется детальный план по заменам с учетом таких важных аспектов, как условия эксплуатации, место установки, предназначение, особенности технологии производства, ре-

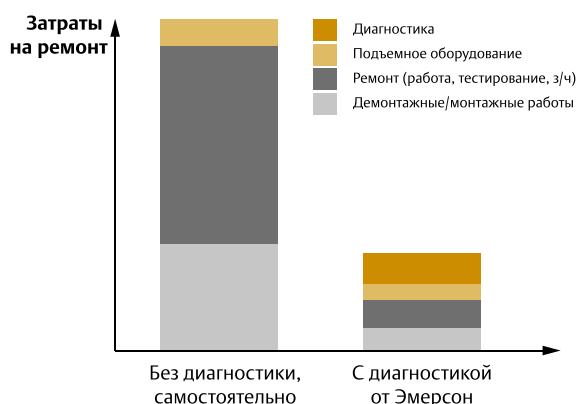


Рис. 2. Структура затрат на обслуживание регулирующих клапанов до и после применения диагностики

зервирование, текущее состояние. В частности, когда целью обследования ставится возможность улучшения эксплуатационных характеристик оборудования, составляется попозиционный план-график замен, предметный и обосновывающий: почему меняется именно этот прибор и именно в такой последовательности. Учитывается возможность обновления парка приборов с существенно более длительным межповерочным интервалом. Сервисные инженеры Эмерсон также проводят аудиты и обследования на предприятиях, направленные на решение и других задач, например, улучшение практик техобслуживания оборудования автоматизации, повышение точности измерений, нахождение «узких мест» и погрешностей в текущем материальном балансе. Опыт выполненных работ показывает, как часто невыявленные вовремя простые неисправности КИП приводили к ненужным выездам, обслуживанию, ремонтам; «слепому» протеканию ТП, повышению риска аварий, недостоверным коммерческим расчетам.

#### Стадии проекта — думать на 1,5...2 г. вперед

Первый шаг к правильному планированию ремонта — это приглашение представителя Эмерсон для обсуждения предстоящего капитального ремонта и его задач заблаговременно, за 1,5...2 г. до останова, так как подготовка требует времени, и процессы бюджетирования проводятся заранее.

Используя отработанную процедуру планирования и реализации задач капитального ремонта, Эмерсон обеспечивает выполнение технического обслуживания без перебоев, эффективно и в кратчайшие сроки.

Этапы подготовки и реализации:

- определением объема работ;
- обследование и определение оборудования, требующего ремонта или замены;
- расстановка приоритетов, оценка воздействия на весь ТП и составление плана для каждого этапа реализации работ, оценка необходимости в комплектующих, материалах и ресурсах;
- поддержка в управлении проектом: планирование, выполнение и анализ исполнения планово-предупредительного ремонта своевременно и в рамках бюджета;
- анализ выполнения этих мероприятий и предоставление подробного заключительного отчета с результатами испытаний и рекомендациями по последующему техобслуживанию.

Во время планово-предупредительного ремонта выполняются:

- диагностика и ремонт клапанов, калибровка и поверка измерительных приборов;
- формирование специального «ЗИП-контейнера» на время проведения ремонта для непредвиденных экстренных случаев;
- обновление и модернизация АСУТП с применением лучших мировых практик модернизации, низким уровнем риска и минимальными затратами;

- испытания инструментальной системы безопасности (Safety Instrumented System), проверка функционирования каждого ее элемента, включая датчики, логические решающие устройства и исполнительные механизмы, документирование всех отказов и недостатков и их устранение;

- услуги по обеспечению целостности системы электропитания и заземления;

- помощь во время пуска и ввода в эксплуатацию;

- обучение персонала правильной эксплуатации оборудования, диагностики, поиску и устранению неисправностей.

#### Экономический эффект

В текущих экономических условиях переход на более длительные межремонтные интервалы, сокращение времени самих ремонтов и тем более внеплановых остановов становятся все более актуальными. Все больше промышленных предприятий ставят целью уменьшение внеплановых простоев, переосмысление системы ремонтов и обслуживания оборудования предприятия, уход от обслуживания по принципу «сломалось — ремонтируем». Переход к более эффективным практикам техобслуживания, на более длительные межремонтные циклы усиливает важность мероприятий по планированию и подготовке.

Например, детальный анализ деятельности по организации ремонтов на одном из металлургических предприятий выявил возможность повышения эффективности мероприятий по обслуживанию на 18%. Резерв скрывался в организационных простоях, возникавших по причинам несогласованности действий различных структур и недостаточности планирования. Опыт одного из нефтеперерабатывающих предприятий, опробовавших на практике новые методы организации ремонтов, также дает схожую цифру повышения эффективности ремонтных мероприятий и эксплуатационной готовности на 17% (или порядка 293 млн. руб. дополнительного дохода) за счет сокращения сроков выполнения капитального ремонта при сохранении объема и качества выполнения работ. Формирование единого перечня работ, графиков их проведения, перечня операций, исполнителей, необходимых материалов, оборудования существенно сокращает время и зачастую бюджеты проведения капремонтов, при этом позволяя более четко управлять самим процессом, собственными ремонтными службами и действиями подрядчиков.

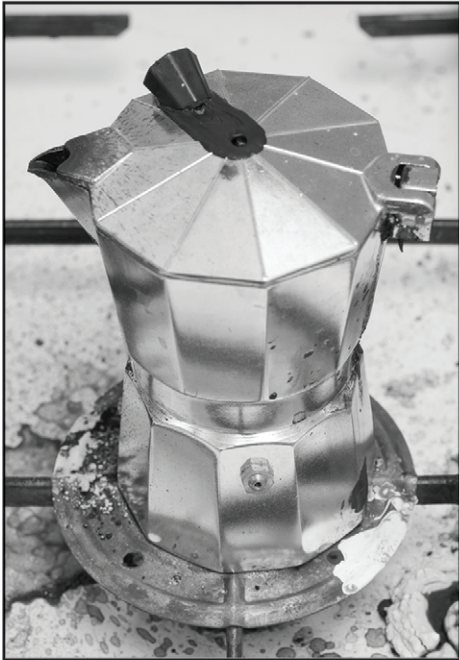
#### Список литературы

1. Антоненко И.Н., Крюков И.Э. Эволюция практик и информационных систем управления ТОиР // Автоматизация в промышленности. 2011. №10.
2. Фролов В. Максимальная готовность // Сибирская нефть. 2011. №6 (83).

*Покидов Вадим Михайлович — руководитель отдела продаж сервисных услуг компании Эмерсон.*

*Контактный телефон (495) 995-95-59 доб. 593.*

*Email: Vadim.Pokidov@Emerson.com*



**Своевременно обнаруженный конденсат в системах пароснабжения может стать причиной производственных потерь, отказа оборудования или даже угрозы безопасности на предприятии. Если бы только была возможность узнать о состоянии конденсатоотводчиков.**

## **ВЫ МОЖЕТЕ СДЕЛАТЬ ЭТО**

**ROSEMOUNT™ Автоматический мониторинг конденсатоотводчиков в режиме реального времени позволит точно определить потенциальную угрозу безопасности и выявить производственные потери.** Зная о состоянии конденсатоотводчиков, вы сможете предотвращать серьезные аварийные ситуации и минимизировать производственные потери. Беспроводной акустический преобразователь Rosemount 708 обеспечивает быстрый доступ к информации о состоянии всех критических конденсатоотводчиков благодаря беспроводной системе мониторинга WirelessHART®. Разработанный опытными специалистами Emerson в области интеллектуальных беспроводных КИП преобразователь Rosemount 708 позволит избежать серьезных несчастных случаев и свести к минимуму производственные потери без выхода персонала на технологические объекты.

Вам не нужно быть экспертом по беспроводным технологиям, обращайтесь к экспертам Emerson.



<http://emrnsn.co/Rosemount708ru>



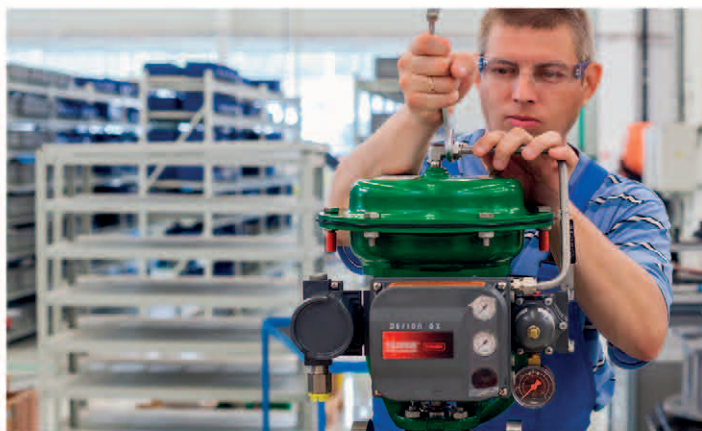
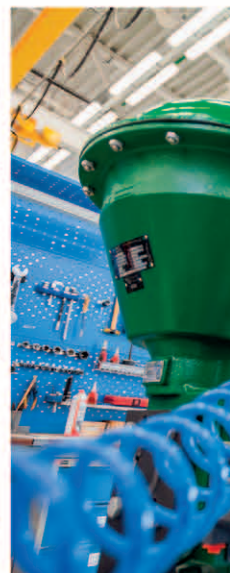
Логотип Emerson является торговой маркой и знаком обслуживания Emerson Electric Co. © 2016 Emerson Electric Co.

**EMERSON. CONSIDER IT SOLVED.™**





**СДЕЛАНО В РОССИИ**



**МЕТРАН™**