АСУ ТП как основа существенного повышения уровня автоматизации

ЗИЛЕНКО В. А., канд. техн. наук,
технический директор ЗАО "Интеравтоматика"

С момента своего возникновения (1993 г.) ЗАО "Интеравтоматика" видело свою основную задачу в создании для российских электростанций автоматизированных систем управления технологическими процессами, которые обеспечивали бы современный уровень их автоматизации, не уступающий зарубежным аналогам. Под современным уровнем автоматизации понимается такая организация управления, при которой практически весь объем управляющих функций в рабочем диапазоне нагрузок, в штатных режимах пуска и останова оборудования, а также в аварийных режимах выполняется полностью автоматически.

Полученные за прошедшие годы результаты (более 50 объектов оснащены нашими АСУ ТП, наиболее крупные разработки приведены в таблице) полностью подтвердили реальную возможность достижения такого уровня автоматизации энергетического оборудования в России. Причем крайне важно, что эта задача успешно решается не только для вновь создаваемых объектов, число которых пока невелико, но и для существующих энергоблоков, срок эксплуатации которых составляет 20 – 40 лет. Следует отметить, что при этом там, где это возможно, практически без изменения сохраняется ранее установленное периферийное оборудование (датчики, арматура, приводы).

Структурная схема, демонстрирующая подход ЗАО "Интеравтоматика" к достижению современного уровня автоматизации, представлена на рис. 1.

Цель разработки АСУ ТП на базе используемых нами программно-технических средств — получение максимально возможного объема автоматизации с учетом состава и характеристик основного оборудования и режимов его эксплуатации. Высокая степень автоматизации обеспечивает высокое же качество поддержания технологических параметров во всех режимах работы оборудования и сводит к минимуму влияние на качество ведения режима ошибок оперативного персонала. Следствие такого объема автоматизации — принципиальное изменение характера действий оператора. Взамен обычных, особенно в процессе пуска и останова оборудования, непосредственных воздействий на органы управления основными функциями оператор осуществляет теперь контроль хода автоматизированного процесса и координацию, а в необходимых случаях и коррекцию работы автоматики, а также выполнение

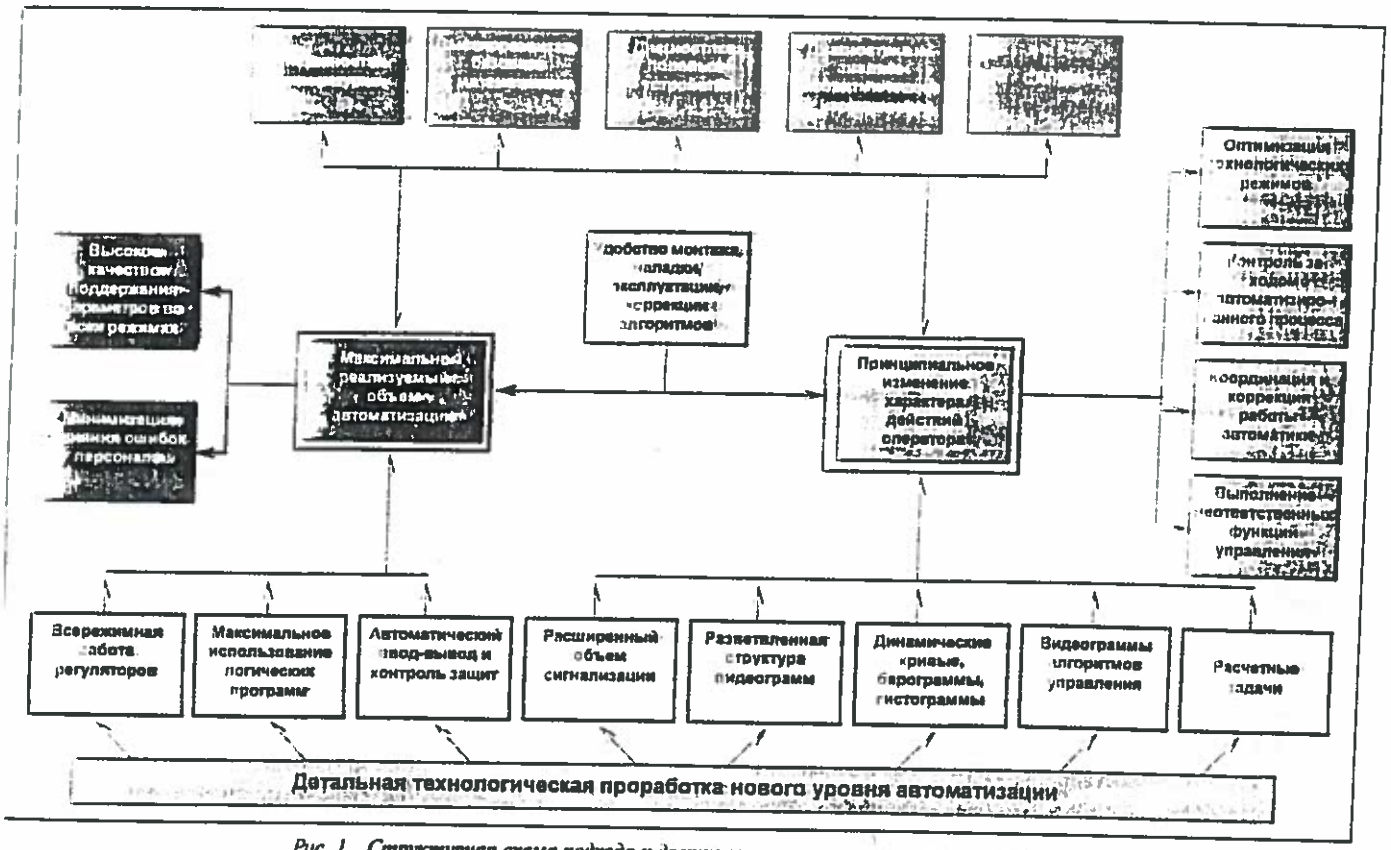

Рис. 1. Структурная схема подхода к достижению нового уровня автоматизации

Энергоблок	Топливо	Год внедрения	Объем внедрения	
			АСУ ТП	САРЧМ
ПГУ мощностью 800 МВт ТЭС Суйджун, Китай (новое строительство):	Уголь			
станционный № 1		1999	+	–
станционный № 2		2000	+	–
ПГУ мощностью 800 МВт Березовской ГРЭС (реконструкция):	"			
станционный № 1		2001	+	–
станционный № 2		2003	+	–
ПГУ мощностью 800 МВт Пермской ГРЭС (реконструкция):	Газ			
станционный № 2		2003	+	–
станционный № 1		2006	–	+
ПГУ мощностью 500 МВт Рефтинской ГРЭС (реконструкция):	Уголь			
станционный № 10		1997	+	–
станционный № 9		2006	–	+
ПГУ мощностью 300 МВт Змиевской ГРЭС, Украина (реконструкция):	"			
станционный № 8		2003	+	–
ПГУ мощностью 300 МВт ТЭС Аксу, Казахстан (реконструкция):	"			
станционный № 4		2003	+	–
станционный № 3		2006	+	–
ПГУ мощностью 300 МВт Среднеуральской ГРЭС (реконструкция):	Газ/мазут			
станционный № 10		2003	+	–
ПГУ мощностью 300 МВт Конаковской ГРЭС (реконструкция)	"			
станционный № 8		2004	–	+
ПГУ мощностью 300 МВт Иркутской ГРЭС (реконструкция):	"			
станционный № 1		2004	–	+
станционный № 5		2005	–	+
станционный № 3		2005	–	+
станционный № 4		2006	–	+
ПГУ мощностью 300 МВт Киришской ГРЭС (реконструкция):	"			
станционный № 4		2006	–	+
ПГУ мощностью 300 МВт Ставропольской ГРЭС (реконструкция):	"			
станционный № 5		2006	+	–
ПГУ мощностью 200 МВт Сургутской ГРЭС-1 (реконструкция):	Газ			
станционный № 16		2003	+	–
ПГУ мощностью 200 МВт Харанорской ГРЭС (реконструкция):	Уголь			
станционный № 2		2004, 2006	–, +	+, –
станционный № 1		2005	–	+
ПГУ мощностью 450 МВт Северо-Западной ТЭЦ (новое строительство):	Газ/дизельное топливо			
станционный № 1		2020	+	–
станционный № 2		2006	+	–
ПГУ мощностью 450 МВт Калининградской ТЭЦ-2 (новое строительство):	"			
станционный № 1		2005	+	–
ПГУ мощностью 325 МВт Ивановской ГРЭС (новое строительство):	"			
станционный № 2		2007	+	–

неответственных функций управления. Такое изменение работы оператора позволяет ему уделять больше внимания оптимизации технологических режимов, реализуемой, в первую очередь, путем изменения заданных значений технологических параметров (воздействием на задатчики регуляторов верхнего уровня). Кроме того, в этих условиях видеомониторы программно-технического комплекса (ПТК) для оператора являются достаточным и единственным средством контроля и управления технологическим процессом. Традиционные органы управления остаются в минимальном количестве в качестве резервных для аварийного останова оборудования.

ЗАО "Интеравтоматика" разрабатывает АСУ ТП на базе ПТК фирмы Siemens. В течение долгого времени (по 2003 г.) это был ПТК "Teleperm XP-R". Начиная с 2004 г. наряду с ним используется ПТК "Simatic PCS7" со специализированной библиотекой алгоритмов для электроэнергетики Power Solutions. В первую очередь последний ПТК применялся для проектов частичной модернизации существующих систем контроля и управления (СКУ) энергоблоков в объеме систем автоматического регулирования частоты и мощности (САРЧМ) и ряда других подсистем. И, наконец, в 2007 г. мы начали поставки АСУ ТП на базе новейшего ПТК фирмы Siemens — SPPA-T3000.

Все перечисленные ПТК преемственны друг другу, особенно в базовом математическом обеспечении (МО), что позволяет эффективно использовать опыт, накопленный в части реализации технологических алгоритмов, вне зависимости от типа используемого ПТК.

Из приведенных характеристик ПТК (верхняя часть рис. 1), определяющих возможность достижения высокого уровня автоматизации, наряду с обычно выделяемыми характеристиками (надежность аппаратуры, высокоразвитое базовое МО, наличие САПР) необходимо особо отметить **диагностику полевого оборудования**. Не секрет, что именно ненадежность работы отечественного полевого оборудования (отказы датчиков, неоткрытие арматуры, ложная информация о состоянии концевых выключателей) не позволяла обеспечить работоспособность пошаговых программ и других сложных алгоритмов из-за необходимости постоянного контроля их работы оперативным персоналом. Использование в базовом программном обеспечении ПТК алгоритмов автоматической диагностики периферийных устройств, усовершенствованных ЗАО "Интеравтоматика" с учетом особенностей отечественного периферийного оборудования и условий его эксплуатации (в частности, организации электропитания), позволило обеспечить широкое внедрение по-

Рис. 2. Структурная схема многосвязной АСР основных параметров пылеугольного прямоточного котла

шаговых программ всех уровней, отключаемых блокировок и т.п. Диагностируются такие события, как появление сигнала о срабатывании моментной муфты на задвижке ранее прихода сигнала концевого выключателя, одновременное появление сигналов концевых выключателей "Больше" и "Меньше" задвижки или регулирующего клапана или сигналов "Включен" и "Выключен" электродвигателя, исчезновение электропитания с арматуры или двигателя, превышение заданного времени открытия или закрытия задвижки, включения или отключения двигателя и т.п. Для каждого из таких событий предусмотрены сигнализация оператору и соответствующие условия квитирования.

Обеспечение постоянного нахождения в работе большого числа сложных алгоритмов управления невозможно без **диагностики и анализа алгоритмических нарушений.** Стандартными средствами используемых ПТК диагностируются превышение небаланса на входе регулятора, исчерпание времени сбора условий шага пошаговой логической программы или его выполнения, неготовность АВР. На сегодняшний день разработаны алгоритмы диагностики "застревания" регулирующего клапана, отсутствия условий своевременного ввода защит и т.п. Специализированный операторский интерфейс позволяет достаточно быстро выявить причину обнаруженного алгоритмами диагностики нарушения.

Основой достижения нового уровня автоматизации при реконструкции СКУ существующего энергоблока является понимание того факта, что, как правило, необходима не автоматизация принятой технологии реализации переменных режимов, а существенное усовершенствование ее за счет возможностей средств АСУ ТП по расширению объема и развитию функций управления.

В части **автоматического регулирования** в повышение уровня и увеличение объема автоматизации входят:

включение в состав автоматически управляемых всех регулирующих органов энергоблока;

обеспечение управления этими регулирующими органами во всех режимах их использования, т.е. фактически от момента открытия соответствующего запорного органа до его закрытия;

автоматическое формирование оптимальных заданных значений регулируемых величин за счет временных программ изменения технологических параметров в процессе пуска и останова, корректирующих регуляторов, режимных зависимостей.

Улучшение качества процессов регулирования и существенное расширение диапазонов режимов использования регуляторов достигаются за счет следующих алгоритмических решений:

усовершенствование законов регулирования локальных автоматических систем регулирования (АСР) инерционных технологических параметров (в первую очередь, температур) путем использования упрощенных моделей участков регулирования;

нейтрализация взаимовлияния контуров регулирования за счет реализации различных способов их динамической развязки путем ввода между ними устройств компенсации;

изменение структур АСР при изменении режимов работы оборудования и исчерпании диапазонов регулирующих органов (включая так называемую схему "переворота");

введение автоподстройки параметров настройки с сочетанием непрерывного (при изменении режима и неизменной структуре АСР) и дискретного (при изменении структуры) законов их изменения;

принципиальное увеличение объема взаимодействия с логическими программами путем обеспечения включения и выключения из работы регуляторов, а также изменения их структуры по командам логических программ;

повышение живучести АСР за счет своевременной диагностики отказов датчиков и регулирующих органов и

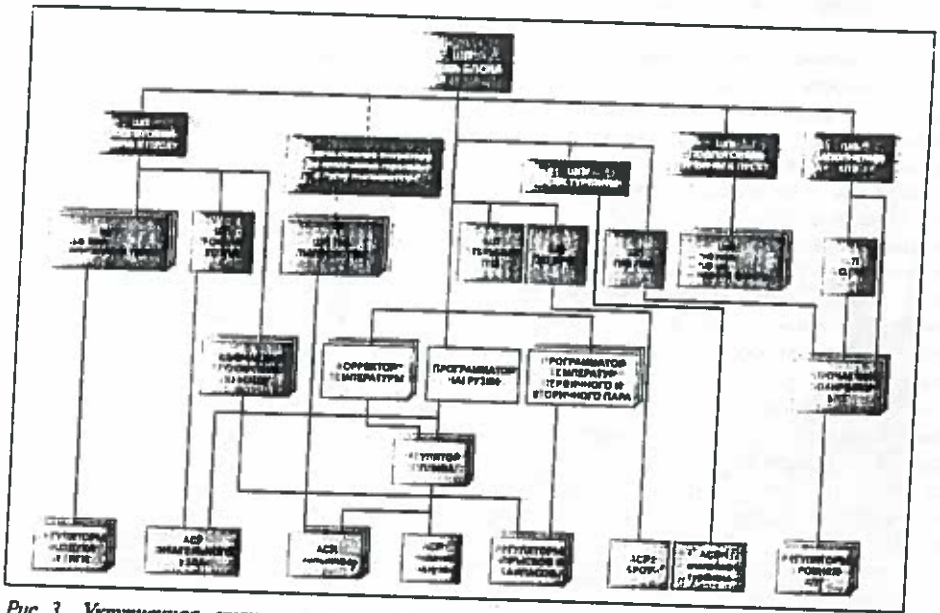

Рис. 3. Укрупненная структурная схема логического управления энергоблоком мощностью 500 МВт

осуществления соответствующей реструктуризации данной и/или связанных с ней локальных АСР.

В качестве примера на рис. 2 представлена укрупненная структурная схема многосвязной АСР основных параметров пылеугольного прямоточного котла (энергоблок мощностью 800 МВт Березовской ГРЭС).

В части **дискретного управления** основным инструментом повышения уровня автоматизации стало широкое внедрение логических программ верхних уровней: пошаговых программ (ШП) и отключаемых (или сложных) блокировок (ОБ). При этом широко используется возможность произвольного построения иерархической структуры логического управления с неограниченным числом уровней и произвольным размещением на них ШП и СБ. Пример такой структуры для энергоблока 500 МВт Рефтинской ГРЭС приведен на рис. 3.

В качестве средств, обеспечивающих широкое применение пошагового логического управления, следует назвать следующие:

автоматический выбор начального шага, соответствующего текущему состоянию технологического режима шага с автоматическим "проскакиванием" шагов, соответствующих уже выполненным технологическим операциям;

ветвление программы;

"проталкивание" шага оператором при отсутствии условий его выполнения, не препятствующих последовательности технологического процесса (например, при отказе датчика);

выделение в отдельные шаги операций по управлению неэлектрифицированной арматурой с информированием оператора о необходимости выполнения шага и наличием виртуальной кнопки подтверждения оператором его выполнения.

Принципиально важной представляется возможность координации дискретного и непрерывного управления оборудованием за счет использования ШП. Наиболее важные логические программы, такие как пуск турбоагрегата, прогрев паропроводов, пуск и останов пылеприготовительных систем и т.п., обеспечивают положительный эффект за счет тесной увязки выполнения дискретных операций и работы программаторов и регуляторов.

Важнейшим фактором достижения высокого уровня автоматизации безусловно является и реализация **операторского интерфейса**, обеспечивающего комфортность деятельности оператора по контролю и управлению автоматизированным технологическим процессом. Решается эта задача за счет следующих мероприятий:

обеспечения динамических характеристик диалога оператора с АСУ ТП

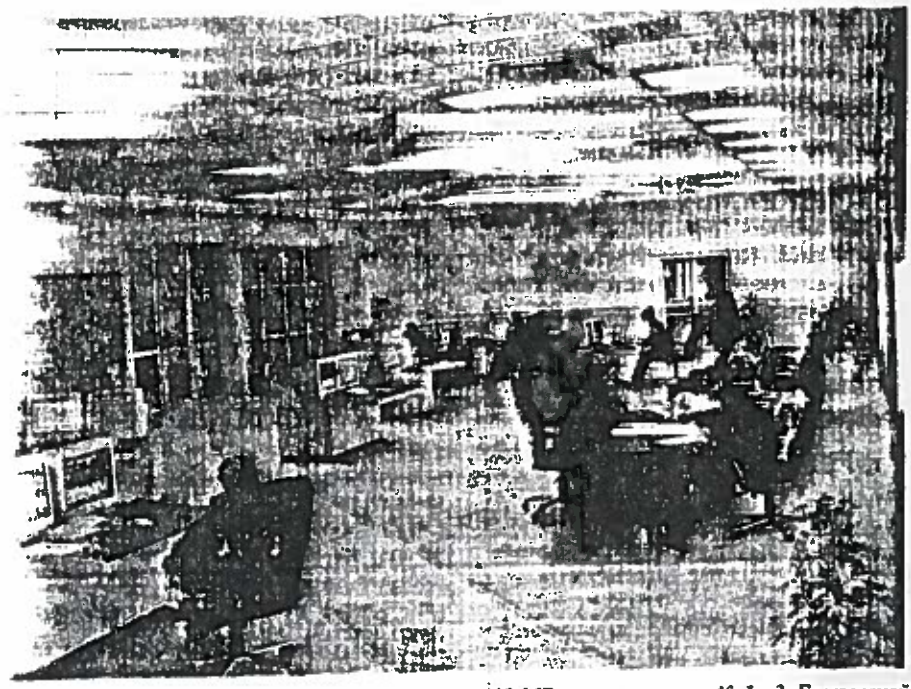

Рис. 4. Помещение БЩУ энергоблока мощностью 800 МВт, станционные № 1 и 2, Березовский ГРЭС

(через видеомониторы), близких к аналогичным характеристикам при использовании традиционных средств (время от подачи команды до получения информации о ее выполнении составляет в среднем 1 с);

сочетания видеограмм разного уровня с различной степенью детализации процесса;

возможности вызова любого видеокадра при произвольной сложности иерархической структуры видеограмм (200 – 300 фрагментов мнемосхем) за два-три нажатия кнопки "мыши";

удобства многооконного режима организации воздействий и детализации информации о возникших затруднениях в управлении процессом;

существенно расширенного объема технологической и функциональной (по работе алгоритмов и средств АСУ ТП) сигнализации с возможностью "прямого попадания" на видеограмму того фрагмента технологической схемы, в котором произошло сигнализируемое событие, из обзорного окна или протокола сигнализации;

возможности представления алгоритмов управления и автоматического выявления причин нарушения хода их выполнения;

архивирования всего объема исходной и обработанной информации о самом технологическом процессе и внутренних переменных алгоритмов управления с возможностью оперативного и постоперативного эффективного анализа с использованием разнообразных форм представления информации (динамические и характеристические кривые, барограммы и гистограммы, таблицы и протоколы, структурные схемы алгоритмов с внутренними значениями переменных) и их комбинации.

Принципиально новый уровень операторского интерфейса и условия для повышения уровня автоматизации обеспечивает новый ПТК SPPA-T3000, в котором основой новых возможностей является интеграция в едином сервере традиционно выполняемых в виде отдельных устройств сервера операторского интерфейса, инженерной и диагностической станций.

Основными результатами работ на энергоблоках, оснащенных АСУ ТП поставки ЗАО "Интеравтоматика", в части достижения принципиально нового уровня автоматизации можно назвать следующее:

автоматическое управление процессом горения крупных пылеугольных котлов с прямым вдуванием пыли, включая многосвязные АСР каждой пылесистемы, многосвязную АСР общего топлива и питания с многоконтурной температурной коррекцией; автоматический учет всех типов ограничений; шаговые программы пуска-останова каждой пылесистемы и их координации;

обеспечение автоматизации практически всех ответственных операций пуска энергоблоков, включая координацию розжига горелок и программу нагружения котла; переход с сепараторного на прямоточный режим работы прямоточного котла;

прогрев паропроводов, толчок, разворот и нагружение турбины; программы подъема температур первичного и вторичного пара; подключение по пару деаэратора, ПНД и ПВД и т.п.;

внедрение более 20 САРЧМ на газомазутных и пылеугольных энергоблоках с получением сертификата об их готовности к выполнению системных требований, в том числе получение осенью 2006 г. четырех из первых шести сертификатов на соответствие Стандарту СО – ЦДУ ЕЭС по полному участию в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты; еще четыре – шесть энергоблоков будут сертифицированы в 2007 г.;

внедрение АСУ ТП первых в России ПГУ утилизационного типа, ориентированных на практически полную автоматизацию пускоостановочных режимов (ПГУ-450 Северо-Западной ТЭЦ, г. С.-Петербург, и Калининградской ТЭЦ-2, ПГУ-325 Ивановской ГРЭС, ПГУ-39 Сочинской ТЭС).

Это позволило начиная с внедрения в 1997 г. АСУ ТП пылеугольного энергоблока мощностью 500 МВт Рефтинской ГРЭС (это было первое подобное решение для таких энергоблоков в России и, насколько нам известно, в мировой практике) перейти на принципиально новую концепцию построения блочного щита управления (БЩУ) с отсутствием резервного дистанционного управления на традиционных средствах (за исключением небольшой группы ключей аварийного останова). Пример реконструкции помещения БЩУ энергоблоков мощностью 800 МВт, станционные № 1 и 2, Березовской ГРЭС представлен на рис. 4.

Накопленный опыт эксплуатации внедренных АСУ ТП показывает, что достигнутый на стадии передачи системы в промышленную эксплуатацию объем автоматизации впоследствии не только не снижается, но заметно увеличивается усилиями, в первую очередь, самого эксплуатационного персонала электростанции, ощутившего доверие к новым средствам и их возможностям.

Исследование локального теплообмена в топке котла П-67 с использованием системы диагностики

ГРЕБЕНЬКОВ П. Ю., НАЗАРОВ М. Н., инженеры,
СибВТИ — Красноярский филиал ОАО "Сибирский ЭНТЦ"

Угли Канско-Ачинского угольного бассейна, широко используемые в энергетике восточной части России, имеют высокие шлакующие и загрязняющие свойства. Шлакование топочных экранов приводит к таким последствиям, как падение глыб шлака в холодную воронку с завалом и разрушение шлаковых комодов, нарушение аэродинамики горелочных струй и выгорания угольной пыли из-за затягивания горелочных устройств шлаком, увеличение температуры газов на выходе из топки из-за снижения тепловой эффективности экранов, которое приводит к усилению шлакования ширмового пароперегревателя. В таких условиях на станциях, сжигающих шлакующие и загрязняющие угли, для повышения эффективности работы котлов актуальным становится внедрение оперативной системы диагностики шлакования и загрязнения поверхностей нагрева котлов, поскольку существующие системы штатного контроля не обеспечивают получения оперативной информации об уровне загрязнения и шлакования.

Анализ опыта эксплуатации различных датчиков и систем диагностики состояния экранов топочных камер, установленных на ТЭС России и зарубежных стран, показал, что в качестве наиболее надежных и представительных ее элементов могут быть использованы следующие типы устройств, дополняющие друг друга:

- температурные вставки (контроль локального воспринятого теплового потока);
- оптико-телевизионная система контроля топки на базе привода глубоковыдвижных обдувочных аппаратов или переносных видеозондов (визуальный контроль состояния поверхности экранов и топочного пространства в процессе работы котла);
- датчики контроля температуры газов в ядре факела и на выходе из топочной камеры (акустическая пирометрия, автоматические оптические пирометры).

Для определения локальных воспринятых тепловых потоков топочных экранов на котле П-67, станционный № 2, Березовской ГРЭС-1 были установлены температурные вставки, конструкция которых представлена на рис. 1. Особенность данной вставки — укладка ХА термопары ТПЦ11-600 (кабельная термопара малого сечения в металлической оболочке диаметром 1,5 мм) в продавленную канавку на лобовой образующей трубы с последующей пайкой ее серебряным припоем. Для повышения надежности термовставки на лобовой образующей устанавливают две термопары, одна из которых — дублирующая. На тыловой образующей устанавливают одну термопару. На котле П-67, станционный № 1, установ-

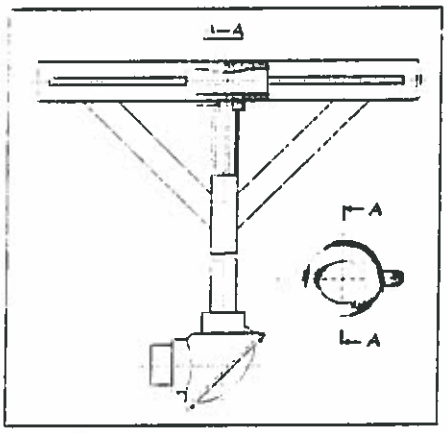

Рис. 1. Температурная вставка для плавниковых труб 32 × 6 мм, установленная на Березовской ГРЭС-1

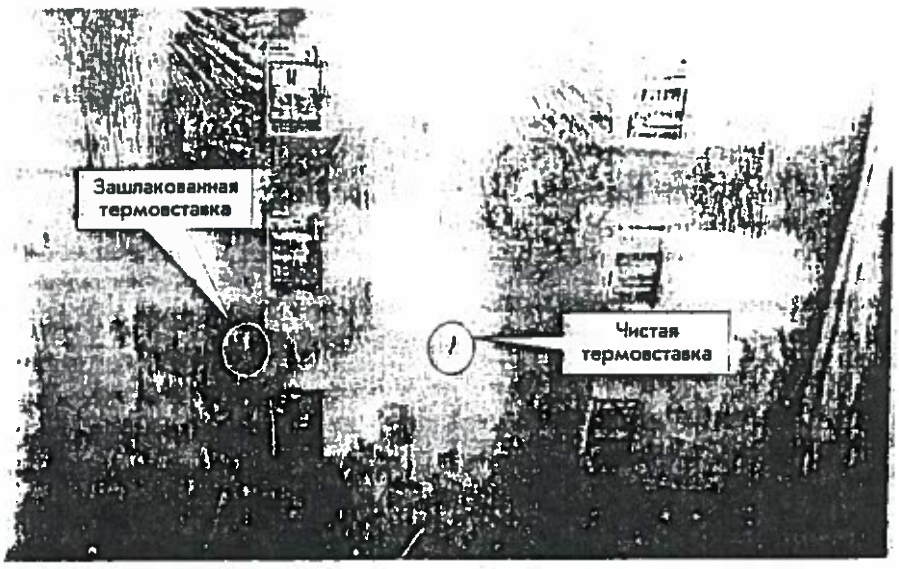

Рис. 2. Тыловой экран котла П-67, станционный № 2, с указанием мест установки термовставок