

Анализ и оценка причин повреждаемости экранных труб барабанных котлов высокого давления

Баранов В.Н., канд. техн. наук, Волков В.С., инж.

ОАО «Сибтехэнерго» — ЗАО «СибКОТЭС»¹

Представлены анализ и оценка возможных причин повреждаемости экранных труб барабанных котлов высокого давления на базе материалов Усть-Илимской ТЭЦ и публикаций за последние 10—12 лет. Рассмотрен вопрос диагностики межпромывочного периода.

Авторами проанализированы проблемы, возникшие на котлах БКЗ-420-140 ПТ-2 Усть-Илимской ТЭЦ, запроектированных для работы на канско-ачинских углях с жидким шлакоудалением. Топочные камеры таких котлов выполнены в виде двух восьмигранных предтопок с прямооточными горелками, установленными в два яруса по схеме горизонтального вихря.

Для выяснения причин повреждаемости экранных труб барабанных котлов в Иркутскэнерго было проведено два совещания с участием представителей котельных заводов, научных, наладочных и других организаций. На основании представленной информации были сформулированы основные причины таких повреждений:

- загрязненность экранных труб из-за больших межпромывочных сроков (10...14 лет);
- повышенный уровень падающих тепловых потоков, обусловленный конструктивными особенностями котла, дополнительный их рост при переводе ТЭЦ на сжигание каменного угля и оптимизация топочных процессов для улучшения выхода жидкого шлака;
- совместное сжигание угля и мазута для подсветки и расшлаковки леток при сжигании жернового угля ухудшенного качества, особенно на сниженных нагрузках;
- недостаточная скорость (кратность) циркуляции экранной системы котлов.

Оценка влияния скорости циркуляции экранной системы на повреждаемость труб

Эта причина — наиболее спорная и малообоснованная.

Из анализа содержания представленной таблицы следует, что наибольшее количество повреждений произошло с 1986 по 1995 г. (42 из 55 случаев). При этом 18 из них произошли на обводах дазов на отметке 6 м в солевом отсеке. На этом основании авторы [1] предполагают, что выпадение отложений в твердую фазу объясняется некоторыми конструктивными особенностями экранных поверхностей нагрева:

положение люка в боковом экране совпадает с местом начала парообразования;

¹630032, г. Новосибирск, Планировочная ул., д. 18/1. ОАО «Сибтехэнерго», ЗАО «СибКОТЭС».

в наклонных оггибающих трубах в некоторых режимах эксплуатации котла периодически происходит расслоение пароводяной смеси (при этом возникает местное резкое повышение температуры стенки трубы и интенсифицируется процесс локального выпадения отложений в твердую фазу);

трубы, оггибающие люк, имеют несколько большее гидравлическое сопротивление, чем прямые трубы бокового экрана, и поэтому они включаются в нормальную циркуляцию котловой воды позднее.

Обращает на себя внимание то обстоятельство, что большая часть повреждений (24 из 42) произошла на вертикальных участках, в том числе за пределами предтопок, а 5 из них — на других панелях боковых стенок, которые конструктивно расположены только в камере охлаждения (дожигания). В [1] отмечается, что повреждения начали происходить после 30 тыс. ч эксплуатации.

На рисунке приведены данные о кислотных промывках труб котлов. После проведения этих промывок в течение 8—10 лет (а на котле ст. № 1 в течение 14 лет) повреждений экранных труб не было зафиксировано.

Повреждения в 2003 и 2004 гг. по месту своего расположения принципиально отличаются от предыдущих. Все они, кроме одного, произошли на фронтальной или задней стенке в камере охлаждения либо на пережиме в контурах циркуляции чистого отсека.

Таким образом, сравнительный анализ повреждений экранных труб не дает оснований предполагать и тем более утверждать, что одной из причин может быть недостаточная скорость циркуляции в каком-либо из контуров.

В [2] приведен анализ повреждений экранных труб на котлах ТПЕ-208, работающих в дубль-блоке 210 МВт (чтобы определить, являются ли гидравлические характеристики контуров естественной циркуляции причиной повреждений). Наибольшее число повреждений имел энергоблок № 2, котлы которого были запроектированы для работы на фрезерном торфе, но переведены на сжигание интинского каменного угля и газа. Когда это было сделано и когда начались повреждения экранных труб? Какова их статистика? Проводились ли химические очистки? Как организован водно-химический режим на станции? Каков уро-

Данные о поврежденных котлах Усть-Илимской ТЭЦ в 1982—2004 гг.

Номер котла	Дата ввода в эксплуатацию	Год														Всего		
		1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995		2003	2004
1	XII/1978	2	—	—	—	2/2	—	1/1	—	—	—	—	—	—	—	1	1	7/3
2	XI/1979	—	—	—	—	—	—	2/1	1	1	—	1	—	—	—	—	1	6/1
3	XII/1979	—	—	—	—	1/1	2/2	—	—	2	1	4	2/1	—	—	3	3	19/5
4	XI/1980	—	—	—	—	—	—	1/1	1/1	2/2	—	—	—	2	—	—	1	7/4
5	IX/1981	—	—	1	—	—	1	1/1	5/4	2	2	1	2	—	—	—	—	15/5
7	I/1989	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	—	—	1
Итого:		2	—	1	—	3	3	6	7	7	3	6	4	2	1	4	6	55

Примечания: 1. В знаменателе — количество повреждений обводов лазов на отметке 6 м. 2. В 1996—2002 гг. повреждений не зафиксировано.

вень тепловых потоков около горелок при работе на торфе и на угле? На все эти крайне важные вопросы ответов в [2] нет. Приведена только оценка состояния циркуляционных контуров котла и внутрибарабанных устройств; данная после осмотра и разборки внутрибарабанных устройств, ревизии выносных солевых отсеков, а в последующем и испытания котла. В результате было установлено следующее:

из-за выступающих паронитовых прокладок зажужено на 25...40 % сечение ввода пароводяной смеси в циклоны барабана; выполненный с учетом этого расчет циркуляции свидетельствовал о снижении ее кратности с 4,15 до 3,75 при требуемой согласно [3] не менее 4,0 (по данным завода-изготовителя, минимальная кратность циркуляции на котлах БКЗ-420-140 Усть-Илимской ТЭЦ составляет 4,1);

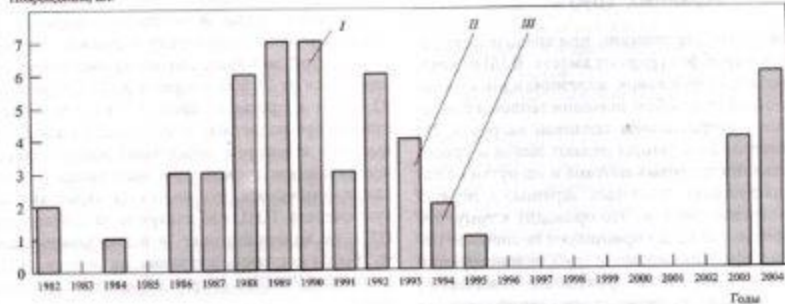
в опускной трубе третьей панели заднего экрана при нагрузке корпуса 200...335 т/ч (60...100 %) pH

котловой воды составил 6,5...7,0 (при норме 9,0...9,5 по ПТЭ); иногда отмечалось снижение pH в опускной трубе четвертой панели этого же экрана.

В [2] сделано справедливое (по мнению авторов данной статьи) заключение о том, что работа экранов при таком низком pH котловой воды приводила к интенсивной коррозии металла труб циркуляционных контуров. Поэтому именно в трубах третьей панели произошло 10 повреждений, в четвертой — 3. Больше количество повреждений (12) произошло только в солевом отсеке (вторая панель правого бокового экрана).

Хотя наработка котла энергоблока № 2 уже составила около 150 тыс. ч, нет данных о проведении химических промывок и повреждениях, связанных либо с пониженным pH, либо с соевым отсеком. Поэтому трудно согласиться с тем, что кратность (скорость) циркуляции могла стать одной из причин коррозии и

Повреждения, шт.



Повреждения экранных труб котлов Усть-Илимской ТЭС

Кислотная (НС) промывка котлов энергоблока №: I — 1, 4, II — 2, 3, 5, III — 2

повреждений экранных труб котла. Скорее наоборот, этот пример свидетельствует о том, что кратность даже ниже 4,0 не оказывает явного влияния на количество отложений в экранных трубах и их коррозию, приведших к повреждениям. Дополнительным, косвенным, подтверждением такого заключения может служить и то, что пять таких же котлов на двух станциях, по данным [4], не имели повреждений экранных труб.

В [5] отмечается возникновение повреждений на котлах ТП-87 из-за коррозии и недостаточной надежности циркуляции. С первой причиной связаны массовые повреждения наклонных участков труб фронтного и заднего экранов выше парежима, со второй — повреждения, которые вызваны кратковременным перегревом металла до 650 °С. Проводя циркуляционные испытания на одном из котлов, установили, что при работе на угле наблюдается нарушение и даже «опрокидывание» циркуляции в угловой трубе при расходах менее 200 т/ч.

Нарушение циркуляции в угловых панелях связано с тем, что из-за пережима их часть (особенно это относится к крайним трубам) оказывается вне зоны обогрева.

Результаты испытаний [5] свидетельствуют о том, что скорость циркуляции в угловых панелях и трубах при номинальной и близкой к ней нагрузках должна быть достаточно низкой, а кратность циркуляции значительно меньше рекомендуемой [3]. Тем не менее это не приводило к формированию отложений в трубах, вызывающих коррозионные разрушения, например, в границах предтока, для которого характерны высокие тепловые потоки, особенно при работе на угле.

Результаты приведенного анализа позволяют сделать вывод о том, что кратность (скорость) циркуляции не только при допустимых значениях, но и при более низких не является причиной коррозии и повреждения экранных труб.

Влияние водно-химического режима и тепловых нагрузок на повреждаемость экранных труб

Как правило, эти две причины при анализе повреждений экранных труб фигурируют вместе. В [6] отмечается, что процесс образования железокислых накипей, протекающий при любом значении теплового потока, ускорится с возрастанием тепловой нагрузки. На этом основании многие авторы делают вывод о преобладающем влиянии тепловых потоков и нагрузки на надежность эксплуатации топочных экранов, в первую очередь газооплотных котлов. Это приводит к тому, что эксплуатационники нередко принимают поспешное решение о преждевременной замене труб, реконструкция топки и горелок, досрочном проведении химических промывок, а истинная причина повреждений остается неустановленной. На практике же результаты обследования оборудования электростанций показывают, что в подавляющем большинстве случаев повреждения эк-

ранных труб носят коррозионный характер из-за нарушений водно-химического режима, а коррозионные процессы могут протекать и на относительно чистых трубах при умеренных тепловых нагрузках и температурах металла. Наглядным подтверждением сказанному может служить опыт освоения двух малогабаритных котлов ТГМЕ-428 на Новогорьковской ТЭЦ [7]. По результатам исследований, проведенных специалистами ВТИ, на одном из котлов тепловые потоки на номинальной нагрузке могут достигать: при работе на газе 290 (250 · 10³), на мазуте — 640 кВт/м² [550 · 10³ ккал/(м² · ч)]. В течение первых 3 лет эксплуатации этой станции показатели водно-химического режима были крайне неудовлетворительными. Питательная вода имела повышенное содержание ионов кремния, была значительно превышена норма по содержанию нитритов и нитратов. Среднемесячные концентрации железа в питательной воде превышали нормативные и достигали 50...65 мкг/л. Кроме того, наблюдались проскоки солей жесткости и случаи падения значения pH ниже требуемого. Причины — недостаточная производительность химвосстановительной установки и особенности тепловой схемы ТЭЦ. В результате уже вскоре после ввода в эксплуатацию первого котла начали появляться свищи на экранных трубах в местах приварки шпилей. Через год эксплуатации повреждения приняли массовый характер, в том числе и на слабонаклонных неоплотненных участках фронтного экрана под горелками.

Во второй межпромывочный период состояние водно-химического режима котлов значительно улучшилось. Однако продолжающийся дефицит добавочной воды привел к необходимости искусственного увеличения объемов фильтрационного цикла: продление сроков отключения «цепочек» истощенных фильтров и преждевременное включение их в работу, еще не до конца отмытыми после регенерации.

В третий межпромывочный период водно-химический режим был стабилизирован. Производительность химвосстановительной установки достигла проектного уровня, что позволило практически полностью исключить случаи нарушения норм качества добавочной обессоленной воды. В результате процесса совершенствования водно-химического режима межпромывочный ресурс эксплуатации котла последовательно увеличивался от 11 800 в первом до 23 200 во втором и до 42 900 ч в третьем периоде. Уместно отметить, что стабильное поддержание водно-химического режима с высоким качеством добавочной воды является наиболее узким звеном при эксплуатации котла. В [6] также отмечалось, что на тех электростанциях, в первую очередь ТЭЦ, где контроль за соблюдением норм ПТЭ по водоподготовке и водно-химическому режиму был ужесточен, ситуация на котлах (ТГМЕ-464, БКЗ-420-140 НГМ и др.) изменилась в лучшую сторону.

Но даже при строгом соблюдении всех нормативных показателей водно-химического режима устранить неравномерность распределения вдоль барабана рас-

творимых примесей в котловой воде по-прежнему невозможно. В [8] эта проблема рассматривается на примере котлов ТП-87 ТЭЦ-20 ОАО «Мосэнерго». Установлено, что концентрация примесей в котловой воде барабана нарастает по направлению к торцам. Изменения схемы водопитания установкой вдоль нижней части барабана раздающего коллектора для ввода в котловую воду части питательной воды позволило выравнять соленосодержание котловой воды по длине барабана. В дальнейшем подтвердилась эффективность этих мероприятий: в течение 5 лет с момента модернизации не было ни одного случая повреждения экранных труб.

В [9] на основании опыта эксплуатации котлов электростанций АО «Ленэнерго» делается заключение о низком качестве процесса перемешивания питательной воды, поступающей с раствором тринатрийфосфата. В частности указывается, что через определенный период времени торцевые участки коллектора фосфатов оказываются полностью забитыми отложениями (20...25 % всей длины), что нарушает равномерность распределения фосфатов по длине барабана.

В [10] описывается комплекс мероприятий, определяющих эффективность организации водно-химического режима. К ним отнесена совокупность конструктивных, технологических и организационных мероприятий, обеспечивающих в рабочем теле паропроизводящей установки содержание определенных примесей в пределах, установленных нормативными документами. Подробно анализируются конструктивные мероприятия, прежде всего организация ступенчатого испарения и непрерывной продувки. Отмечается несколько примеров неудачных решений, которые привели к нарушениям водно-химического режима:

увеличено количества примесей на поверхности нагрева, подкочленной к последней ступени испарения; возникновению солевых перекосов; смосу примесей к одному из торцов барабана.

Для котла ТМ-104 получено увеличение общего соленосодержания от 5 до 20 мг/кг примерно на четверти длины барабана. В водяном объеме паропроизводящей установки наблюдались устойчивые токи воды, определенные ее конструктивными характеристиками и распределением тепловой нагрузки по теплопередающей поверхности. Изменение же конструктивных характеристик или распределения тепловой нагрузки влияет на гидродинамику в водяном объеме, а следовательно, на распределение примесей. Среди конструктивных характеристик паропроизводящей установки особую роль играют схемы раздачи питательной воды, корректирующего раствора и организации непрерывной продувки.

Приведенные анализ и обобщение данных публикаций последних 10 лет свидетельствуют о том, что главными причинами повреждений экранных труб барабанных котлов являются прежде всего нарушения водно-химического режима. Это связано либо с периодическими сбоями в поддержании норм, либо с несовершенством конструктивных схем водопитания и испарения,

приводящим к перекосам концентраций примесей в котловой воде барабана, либо с неудачными решениями по организации продувки. Нельзя исключать и случаи одновременного совпадения всех трех факторов.

И хотя вопрос о принятии возможных мер для снижения средних и локальных тепловых нагрузок остается актуальным, главными источниками отложений и повреждений являются те или иные нарушения водно-химического режима вне или внутри котла.

Необходимо также отметить, что в некоторых публикациях поднимается вопрос о принципиальном повышении требований к отечественным нормам по качеству питательной воды для барабанных котлов и о приближении их к нормам для прямоточных котлов, как это принято в практике развитых зарубежных стран.

В [11] приводится пример инициативного решения в этом направлении. На Новосибирской ТЭЦ-5 дополнительно к проектному варианту на установке химводоочистки была смонтирована третья ступень обессоливания. Все показатели качества питательной воды после этого (данные 2001—2002 гг.) были лучше, чем предписываются нормами ПТЭ для прямоточных котлов. Подтверждением эффективности внедренного решения является отсутствие в последние годы повреждений экранных труб котлов ТПЕ-214, которые вначале были довольно частыми (2...5 повреждений в год на одном котле) при двухступенчатой схеме водоподготовки и соблюдении норм ПТЭ.

Следует обратить внимание на то обстоятельство, что повреждения происходили на котле с твердым шлакоудалением, при открытой топочной камере, следовательно, с относительно невысокими тепловыми нагрузками.

В [12] приводится пример современной организации водно-химического режима и его мониторинга на ТЭЦ-27 ОАО «Мосэнерго». Первые энергоблоки станции, а также система химической водоочистки проектировались и устанавливались в начале 90-х годов. При проектировании было принято решение о создании комплексной системы автоматизации технологических процессов (АСУ ТП) на основе микропроцессорной техники. В нее вошла подсистема автоматического контроля и управления водно-химическим режимом энергоблоков и теплосети, созданная на базе приборов и насосов-дозаторов отечественного производства.

Несмотря на то что на станции установлены барабанные котлы, при химической водоочистке предусмотрено трехступенчатое обессоливание. К сожалению, в [12] нет информации о характеристиках водно-химического режима, о требованиях к качеству питательной и котловой воды и о том, насколько полно используются возможности глубокого обессоливания.

Отмечается, что химико-технологический мониторинг водно-химического режима позволяет осуществлять непрерывный автоматический контроль и анализ работы оборудования;

современно (оперативно) выявлять и устранять нарушения, возникающие в процессе эксплуатации водоподготовительного, теплоэнергетического и теплоетевого оборудования;

уменьшить объем периодического лабораторного контроля;

сократить количество обслуживающего персонала.

Система дает возможность автоматически поддерживать заданный водно-химический режим, а при его нарушении оперативно выявлять причины и принимать адекватные меры к их устранению.

Диагностирование межпромывочного периода эксплуатации барабанных котлов

Согласно [13], основным способом контроля за состоянием внутренней поверхности экранных труб является вырезка образцов в зоне максимального теплового потока. В отдельных случаях, главным образом при пуске головных котлов и исследовании причин повреждения экранных труб, а также если используется одно жидкое топливо или с добавкой более 50 % мазута, наряду с вырезками применяется наблюдение за температурой металла труб с помощью специальных термометрических вставок.

В предыдущей редакции РД [3] (1987 г.) основным средством контроля были определены термометрические вставки. При их отсутствии рекомендовалось использовать менее объективный метод выборочной вырезки контрольных образцов. Смена приоритетов уже сама по себе свидетельствовала о сложности диагностирования внутренней поверхности экранных труб.

В [14] была поставлена задача создания методики выбора и обработки теплотехнических и химических показателей работы поверхностей нагрева котлов (экранных труб) на Новогорьковской ТЭЦ с последующим прогнозированием длительности межпромывочного периода, т.е. не для всей отрасли, а только для конкретной станции. Методика отработывалась на двух котлах ТМЕ-428 (работающих на газе) с применением термометрических температурных вставок, а также общестанционной системы автоматического и ручного химического контроля. По вырезкам образцов видно, что использование вставок повысило количество сварных соединений, что снизило надежность работы котлов. Видимо, в местах сварки разрушалась защитная пленка и создавались условия для формирования очагов коррозии.

При анализе метода температурного контроля с помощью вставок отмечалось несколько моментов, которые ставят под сомнение достоверность результатов и, следовательно, целесообразность их (вставок) применения, даже при работе на газе. Погрешность измерения оценивается 7,5 °С. При контрольной записи через 5 тыс. ч работы разница в показаниях одной из вставок достигала 10 °С. Прирост температуры при более высоких нагрузках оказывался почти вдвое меньшим, чем при относительно более низких нагрузках. Например, вставка № 2 по одной из точек при нагрузке 335 т/ч показала прирост 13, при 360 т/ч — 14, а при 380 т/ч —

8 °С. Вставка № 7 при нагрузке 335 т/ч имела прирост 8, при 360 т/ч — 7, а при 380 т/ч — 0 °С и на второй точке даже снижение на 2 °С. Вероятно, этот фактор свидетельствует об изменении положения факела. Часть вставок показывали прирост температуры примерно 2... 3 °С, а в некоторых режимах — ее снижение.

Подобная оценка приводится в [6], где представлен анализ результатов длительных, проводимых в течение 5 лет, исследований и наблюдений на одном из котлов ТМЕ-464 Северодвинской ТЭЦ-2. В частности, отмечается, что в период интенсивного накопления внутритрубных отложений от исходного количества около 30 примерно до 700 г/м² не отмечено ярко выраженного роста температуры. При этом обращается внимание на неоднозначный характер изменения температуры: как ее рост, так и временное снижение. Умеренная интенсивность роста температуры металла экранных труб объясняется автором [6] высокой теплопроводностью твердого слоя отложений в сочетании с наличием каналов кипения в рыхлом наружном слое.

Приведенные примеры свидетельствуют о том, что даже при сжигании такого чистого топлива, как природный газ, использование термометрических вставок для диагностирования межпромывочного периода представляется сомнительным. При этом нельзя не учитывать и дополнительные факторы. Конструктивно вставки достаточно сложны и должны изготавливаться из экранных труб с плюсовым допуском. Установка их в экраны и подготовка к работе требуют тщательности и навыка. Например, на той же Новогорьковской ТЭЦ пришлось дважды менять вставки, прежде чем они стали более или менее надежно функционировать [7]. И необходимо еще раз подчеркнуть, что речь идет о котлах, работающих на газе. Вставки вряд ли применимы для мазутных котлов, поскольку при сжигании большинства тяжелых топливных мазутов образуются наружные плотные отложения, которые закуют термопары вставок от прямого воздействия факела. Тем более эту методику нельзя применять на котлах, сжигающих твердое топливо.

При диагностировании межпромывочного периода в [14] подробно анализируются вопросы водно-химического режима. Рассматривается более дифференцированный вариант подхода к оценке показателей качества теплоносителя, чем в действующих ПТЭ. Предлагается разделить качество питательной воды на четыре категории и определять в реальном времени длительность работы котла для каждой из них. При этом утверждается, что каждая категория может иметь свой расчетный промывочный период: I — 100 000, II — 80 000, III — 50 000, IV — менее 20 000 ч. Таким образом, еще раз с определенностью подтверждается то, что основной причиной образования отложений и коррозии в экранных трубах является низкое качество питательной воды. К этому следует добавить возможность появления проблем, связанных с эффективностью коррекционной обработки котловой воды, равномерностью распределения примесей в объеме сту-

пней испарения и эффективностью организации непрерывной и периодической продувки.

В результате выполненного анализа водно-химического режима на Усть-Илимской ТЭЦ стало очевидно, что с ним не все обстоит благополучно: иногда возникают серьезные сбои. Например, как можно объяснить разрушение одновременно двух соседних труб на котле энергоблока № 3 вследствие подшламовой коррозии через 3 000 ч эксплуатации и одной трубы через 59 ч, установленных вновь в качестве разводов под обдувочный аппарат? Пример подобного повреждения приводится в [15]. На котле ТГМЕ-464 через 2 529 ч после монтажа нового участка трубы произошел вырыв (с огневой стороны) фрагмента шириной полметра и длиной 175 мм из-за водородного охрупчивания. Причиной таких повреждений может быть также кислотная коррозия металла в зонах пристенного кипячения. При значительном концентрировании солей в пристенном слое снижение pH котловой воды может привести к образованию сильных кислот. Показатель pH котловой воды снижается от попадания в питательную воду потенциально кислых веществ, которые могут поступать в питательный тракт котлов с возвратными производственными конденсатами, присосами в конденсаторах или через установки обессоливания воды.

Таким образом, можно утверждать, что в настоящее время затруднительно или даже невозможно сформировать представительную методику для определения межпромывочного периода.

В соответствии с [13] необходимо производить периодическую вырезку контрольных образцов в зоне максимального теплового потока. На котлах, работающих на твердом топливе и смеси твердого и газообразного топлива, вырезки рекомендуется делать не чаще, чем через 15...18 тыс. ч эксплуатации. При этом, естественно, придется ориентироваться на предельное количество отложений на огневой стороне внутренней поверхности труб, рекомендуемое в [13]. В частности, для котлов высокого давления, работающих на угле, это значение должно составлять 600 г/м^2 , а при подводе мазутом — 400 г/м^2 . Возникает вопрос о целесообразности такого подхода. Ранее, в [6], уже отмечалась умеренная интенсивность роста температуры металла экранов из-за высокой теплопроводности твердого слоя отложений. Подобная оценка, основанная на результатах испытаний газомазутного котла ТГМ-96Б, приводится в [9]. Отмечается, что температура металла труб остается в допустимых пределах при возрастании удельной загрязненности до $1\,000 \text{ г/м}^2$ на любой стороне. На это обстоятельство указывается и в некоторых других публикациях. По результатам анализа вырезок на котлах Усть-Илимской ТЭЦ встречаются значения удельной загрязненности $904...3\,703 \text{ г/м}^2$ без внешних признаков перегрева.

Следовательно, видимо, до тех пор пока не будут отработаны более представительные критерии, руководству станций следует принимать решение о необхо-

димости химической промывки того или иного котла исходя из конкретной ситуации, на основе изучения накопленного отраслевого опыта, состояния водно-химического режима, внимательного анализа возможных причин повреждений экранных труб.

Выводы

1. Основной причиной отложений и подшламовой коррозии является нарушение водно-химического режима.
2. Для снижения вероятности возникновения отложений и формирования условий для коррозии труб экранов необходимо, чтобы водно-химический режим был одним из главных приоритетов в организации работы по обслуживанию оборудования.
3. Намечилась тенденция к ужесточению требований к качеству питательной воды и приближению его к нормам для прямоточных котлов, в частности, путем добавления третьей ступени обессоливания.
4. Повышенные тепловые потоки способствуют увеличению скорости роста отложений, но как вторичный фактор, который требует более высокого качества воды и организации водно-химического режима.
5. Снижение параметров циркуляции (кратности или скорости) — одна из причин формирования отложений и последующих повреждений труб.

Список литературы

1. Сутоцкий Г.П., Верич В.Ф., Межевич Н.Е. О причинах повреждения экранных труб солевых отсеков котлов БК3-420-140 ПП-2 // *Электрические станции*. 1991. № 11. С. 11—13.
2. Федоров А.И. Анализ причин повреждения экранных труб пароперегородки нагрева котла ТПЕ-208 // *Электрические станции*. 2003. № 4. С. 41—46.
3. РД 24.130.04-88. Проектирование паропромывочных устройств паровых стационарных котлов. Методические указания. М.: 1989.
4. Анализ работы энергетических блоков мощностью 150—1200 МВт за 2000 год. М.: СПО ОРГРЭС, 2001.
5. Белкин И.И., Макаров А.И., Переладский А.А. Анализ причин повреждений экранных труб котлов ТП-87 и методы их устранения // *Электрические станции*. 2001. № 2. С. 13—16.
6. Халшев В.В. Теплохимические проблемы эксплуатации топочных экранов барабанного котла высокого давления // *Электрические станции*. 1994. № 4. С. 11—15.
7. Повышение надежности экранных труб котлов ТГМЕ-428 / В.А. Юрков, Н.Н. Горичев, Н.Г. Савдлер, А.В. Пруцкова // *Энергетик*. 2002. № 12. С. 12—15.
8. О возможности надежной экранов солевых отсеков и оптимизации кратности концентрации между ступенями испарения котлов высокого давления / И.Ш. Глейер, Э.Д. Егоров, Ю.В. Козлов и др. // *Электрические станции*. 2004. № 6. С. 25—28.
9. Некоторые характеристики внутритрубных отложений в барабанных котлах высокого давления / Г.В. Васильков, Г.Е. Рывкин, Г.П. Сутоцкий и др. // *Электрические станции*. 2003. № 5. С. 48—50.
10. Зорин В.М., Горбунов В.В. Об организации водного режима в паропроизводящих установках // *Теплоэнергетика*. 2000. № 6. С. 41—45.
11. Особенности фосфатирования при ступенчатом испарении / Ю.В. Козлов, Э.Д. Егоров, В.В. Халшев и др. // *Электрические станции*. 2004. № 3. С. 39—42.
12. Зорин В.В. Химико-технологический мониторинг ТЭЦ-27 Мосэнерго // *Электрические станции*. 2002. № 10. С. 31—36.
13. РД 153-34.1-37.306-2001. Методические указания по контролю состояния основного оборудования тепловых электрических станций: определение количества и химического состава отложений. М., 2002.
14. Диагностика межпромывочного периода эксплуатации барабанных котлов высокого давления на основе температурных активностей и показателей качества водно-химического режима / А.Ф. Богачев, В.В. Ульянов, В.А. Юрков и др. // *Теплоэнергетика*. 2004. № 7. С. 2—7.
15. Богачев А.Ф. Изучение и предотвращение коррозии металла в зонах фазовых превращений и перегретом паре. М.: ВТИ, 1996.