



# Проблемы неразрушающего ультразвукового контроля

элементов трубопроводов в процессе проведения экспертизы промышленной безопасности для длительно работающего оборудования тепловых электростанций

**Сергей ПЕРЕВАЛОВ,**  
главный специалист ЦНТО ОАО «Инженерный центр энергетики Урала» – предприятие «УралОРГРЭС» (г. Екатеринбург)  
**Илья ДОБРУШКИН,**  
бригадный инженер ЦНТО ОАО «Инженерный центр энергетики Урала» – предприятие «УралОРГРЭС» (г. Екатеринбург)  
**Людмила ПАРХОМЕНКО,**  
ОАО «Инженерный центр энергетики Урала» – предприятие «УралОРГРЭС» (г. Екатеринбург)  
**Павел ВОРОБЬЕВ,**  
главный инженер ООО «Уральский инженерно-диагностический центр» (г. Екатеринбург)  
**Станислав ВОРОБЬЕВ,**  
генеральный директор ООО «Уральский инженерно-диагностический центр» (г. Екатеринбург)

**Важным аспектом обеспечения надежной работы энергооборудования тепловых электростанций являются плановые и неплановые замены элементов котлов, турбин и трубопроводов, металл которых исчерпал ресурс работоспособности. Применяемая иногда практика полной замены однотипных узлов при наличии повреждений на некоторых из них в большинстве случаев не имеет достаточных оснований. Поэтому действующей нормативной документацией предусмотрена возможность продления срока службы отдельных элементов энергооборудования исходя из фактического состояния металла, оцененного с помощью различных методов неразрушающего контроля.**

Такой подход не лишен, однако, определенных недостатков, что связано с ограниченными возможностями применяемых методов контроля, уровнем квалификации персонала, отсутствием достоверных алгоритмов расчета остаточного ресурса на основании результатов контроля. Кроме того, большинство методов НК ориентировано на выявление макроскопических дефектов, развитие которых до критических размеров в особо напряженных элементах конструкций может происходить за время, меньшее межремонтного периода.

Существующие технологии ультразвукового контроля энергооборудования ТЭС ориентированы на поиск и разработку дефектов по амплитудным характеристикам и условным размерам. При этом реальные размеры и форма дефекта не определяются. Такой подход обусловлен рядом факторов.

Во-первых, амплитуда эхо-сигнала от дефекта увеличивается с ростом величины дефекта только до тех пор, пока размер дефекта не превышает эффективной ширины пучка ультразвуковых волн.

Во-вторых, для трещин, выходящих на поверхность, сигнал формируется вершиной двугранного угла, образованного дефектом и донной поверхностью трубы, поэтому условная высота дефекта, определенная традиционными методами, не коррелирует с реальной глубиной трещины.

Актуальность определения реальных размеров дефектов, в том числе и поверхностных трещин, обусловлена тем фактом, что для многих элементов энергооборудования по соображениям прочности допускается эксплуатация дефектных элементов. В качестве примера можно привести гнутые отводы питательных трубопроводов ТЭС, для которых АООТ «ВТИ» разработаны методики оценки

остаточного ресурса в зависимости от глубины имеющихся трещин.

В настоящее время известен ряд методов оценки реальной глубины трещиноподобных дефектов, выходящих на поверхность. Однако их применимость для таких дефектов, как трещины в гйбах питательных трубопроводов, ограничивается рядом факторов. Среди таких факторов можно упомянуть значительную овальность труб, что снижает точность временных методов определения глубины трещин, разнообразную морфологию трещин (различная ориентация относительно образующей трубы, разный наклон трещин относительно стенки трубы, наличие сеток трещин и т.д.).

Известно, что эффект деформационного старения стали 15ГС, в результате которого снижается ее коррозионная стойкость и возникают коррозионно-усталостные трещины, обратим и может быть снят высоким отпуском. Однако проводить такой отпуск имеет смысл до образования макродефектов. Поэтому большой интерес представляет разработка технологии неразрушающего контроля гйбов питательных трубопроводов, позволяющая определять уровень усталостных напряжений на стадии предразрушения, на основании этого прогнозировать развитие зародышей макротрещин и своевременно определять сроки проведения восстановительного отпуска.

Среди известных методов определения уровня усталостных напряжений наилучшим образом зарекомендовал себя классический метод рентгеноструктурного анализа. Ранее его использование было ограничено существованием только стационарных установок для лабораторных исследований. После создания малогабаритных переносных рентгеновских установок появилась возможность применять рентгеновский метод как неразрушающий при контроле уровня усталостных напряжений. Динамику роста усталостных напряжений можно оценить по росту плотности полос скольжения.



Оценку остаточного ресурса таких элементов, как гибы паропроводов, работающих в условиях высокотемпературной ползучести, и ротора паровых турбин можно проводить на основании определения уровня накопленной микроползучести, определенной акустическим методом. Опыт применения указанной технологии на гйбах паропроводов из стали 12Х1МФ показал, что она обладает высокой достоверностью и производительностью. За последние годы было установлено хорошее соответствие между данными акустического контроля, измерением профиля трубы и методом реплик. Предлагаемый метод оценки поврежденности металла роторов в сочетании с усовершенствованием традиционных технологий контроля и с экспериментальными данными, полученными на образцах с различной поврежденностью, позволит прогнозировать остаточный ресурс металла роторов. Аналогичный подход развит на ряде ТЭС Японии для роторов высокого давления.

Высокие температуры и внутренние напряжения в металлических конструкциях с течением времени вызывают изменения микроструктуры, приводящие к снижению длительной прочности и, как следствие, к появлению остаточной деформации. Известен способ и устройства (ПЭП и волноводы), позволяющие производить измерения остаточной деформации гнутых участков трубопровода с помощью поверхностных ультразвуковых волн. Метод обладает высокой точностью, обеспечивает возможность автоматизации измерений и позволяет производить измерения остаточной деформации как на прямых участках труб, так и на гйбах. В обоих случаях отпадает необходимость в снятии и установке теплоизоляции. При использовании метода в системе АСТД осуществляется безбумажное документирование результатов измерений.

Если взять такие элементы, как гибы трубопроводов пара высокого давления, повреждающиеся по механизму коррозии под напряжением, то взамен инструкции И СД-80 для них была разработана модифицированная технология контроля. Предлагаемая технология отличается рядом принципиальных моментов:

- отказом от выявления дефектов на наружной поверхности (заменяется МПД);
- изменением характера притирки преобразователя к профилю трубы или полным отказом от притирки и применением различного рода оправок, позволяющих совместить точку ввода с местом касания преобразователя и трубы;

■ использованием других углов встречи УЗК с дефектом (использование угла встречи 45°, как предусмотрено в И СД-80, приемлемо для входного контроля, а при выявлении эксплуатационных дефектов приводит к пропуску дефектов).

На рисунке 1 приведена схема контроля гйба. Следует отметить, что при контроле гйбов (в отличие от контроля сварных соединений) нет необходимости в использовании преобразователей с минимально возможной стрелой, что дает широкие возможности в использовании преобразователей различной конструкции и уменьшении помех из-за переотражения ультразвука в призме.

С другой стороны, повреждения гйбов отличаются весьма разнообразной морфологией, что приводит к большому разбросу амплитуд сигналов от дефектов, что связано с различным характером отражения волн от реального дефекта и от отражателя, применяемого при настройке аппаратуры. В этом плане важную роль играет угол встречи ультразвукового пучка с радиально ориентированным дефектом.

На рисунке 2 приведены зависимости амплитуд сигналов от искусственных протяженных (пропил) и компактных (зарубка) угловых отражателей и от протяженных (трещины) и компактных (язвины) реальных дефектов. Как видно из рисунка, зависимость амплитуды эхосигнала для искусственных отражателей типа пропила (○) и «зарубка» (х) идентична и имеет минимум на угле встречи около 70° в то время как нормированные сигналы от трещин (▲) и коррозионных язвин (●) имеют максимум выявляемости и минимум разброса из-за различной морфологии дефектов на углах встречи 75–80°, что позволяет, при использовании таких углов встречи, повысить достоверность контроля.

Для элементов, которые могут эксплуатироваться с трещинами, при условии, что их размер не превышает некоторого порогового значения, стоит проблема определения реальной глубины дефекта. В принципе такая проблема решается с использованием различных схем прозвучивания:

Вариант эхо-тень (рис. 3, 4).  
На рисунке 3 представлена зависимость эхо-сигнала от глубины дефекта для преобразователей с углами ввода 40° (○) и 50° (△), а также теневого сигнала для тех же преобразователей (●, ▲). Как видно из рисунка, для эховарианта насыщение сигнала наступает при глубине дефекта 3–4 мм, а для теневого сигнала зона нечувствительно-

Рис. 1. Схема прозвучивания гнутого отвода в гйбе

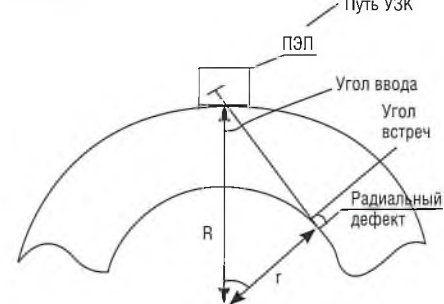


Рис. 2. Зависимость выявляемости угловых отражателей при УЗ контроле

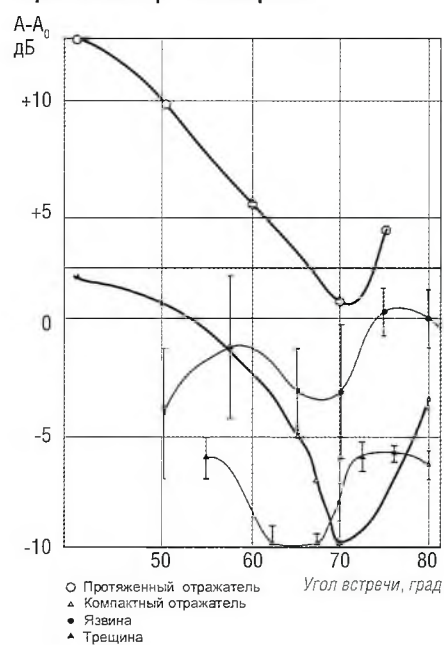
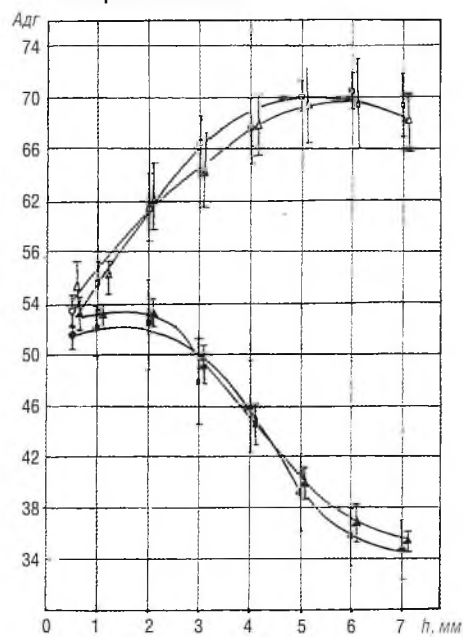


Рис. 3. Вариант эхо-тень



сти к росту дефекта составляет до размера дефекта 3 мм.

На рисунке 4 приведена зависимость от глубины дефекта разности эхо- и те-



Рис. 4

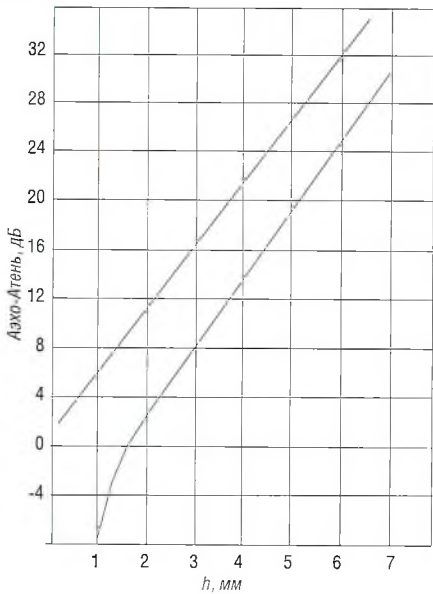


Рис. 5. Схема измерения глубины углового отражателя методом «тандем»

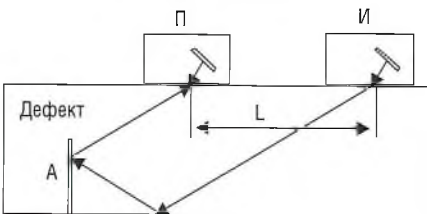
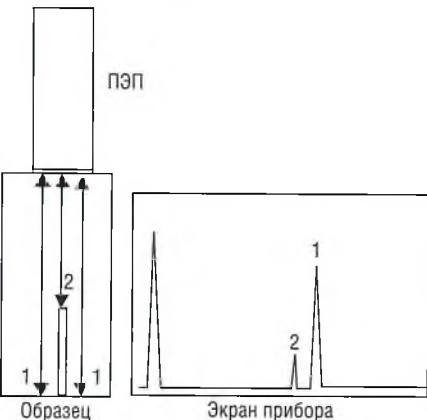


Рис. 6. Схема измерения глубины корневого дефекта прямым ПЭП

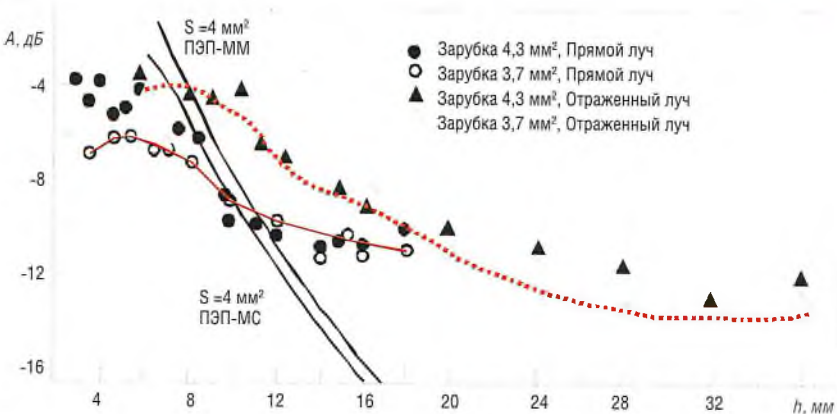


невого сигнала. Из рисунка видно, что указанный параметр достаточно резко и монотонно возрастает в интервале глубин от 0 до 7 мм, что позволяет использовать его для измерения глубины реального трещиноподобного дефекта. При этом определенную трудность представляет точное позиционирование датчиков относительно положения дефекта.

Вариант «Тандем» (рис. 5).

При изменении расстояния «L» между точками ввода излучателя «И» и приемника «П» точка зеркального отражения «А» будет «скользить» по поверхности

Рис. 7



Зависимость отношения амплитуд сигналов зарубка/двугранный угол от толщины образца ПЭП-П121-5.0-65-092 ПНЦ и кривые поправочных коэффициентов по РД 34.10. 133-97

дефекта и при определенном L и глубине дефекта h выйдет за его пределы. В этом случае по уменьшению амплитуды сигнала, а также по времени его задержки можно оценить глубину (высоту) отражателя. К сожалению, из-за расхождения ультразвукового пучка точность такого подхода недостаточно высока.

Вариант «Прямой ПЭП на сдвиговые волны» (рис. 6).

В этом случае, когда местоположение дефекта установлено с применением традиционных схем прозвучивания, используя дефектоскоп со встроенным АРУ (автоматической регулировкой усиления, позволяющей «гасить» донный сигнал и не менять относительно слабого сигнала от кончика дефекта), по разности времен между донным сигналом «1» и сигналом от кончика дефекта «2» можно определить глубину последнего. Применение такого подхода ограничено необходимостью заранее знать местоположение дефекта и необходимостью использовать смазки, «проводящие» сдвиговые ультразвуковые волны, что исключает возможность сканирования поверхности изделия.

При контроле сварных соединений определенную организационную сложность создадут различные требования НТД по обеспечению заданной чувствительности контроля. Так, сравнение эквивалентных площадей дефектов, подлежащих отбраковке по амплитуде сигнала, при сравнении различных нормативных документов: ОП 1 501 ЦД-75 (заменен на РД 34.17.302-97), РД 152-34.1-003-01 (РТМ-1с), РД РОСЭК, ОСТ 2044 (заменен на СТО 00220256-005-2005), РД 2730.940.103-92 для одной и той же толщины изделия может меняться в несколько раз. Например, для толщины изделия 10 мм браковочный уровень чувствительности составляет 1,6 мм² по ОСТ 2044 и 7,0 мм² по РД 2730.940.103-92, то есть более чем в 4 раза (13 дБ).

В последнее время делаются попытки унифицировать настройку дефектоскопической аппаратуры за счет применения технологичных отражателей, изготовление которых возможно с высокой точностью (настройки по торцу двугранного угла, по вогнутой цилиндрической поверхности образца). Однако при разбросе полевых характеристик ПЭП из-за отличия реальной формы дефекта и настроечного отражателя применение таких подходов приводит к различным ошибкам в оценке дефектов.

Особенно неудачно, на наш взгляд, использование РД 34.10.133-97, предлагающего расчетными методами определять браковочный уровень дефекта по опорному сигналу от двугранного угла и использовать только один тип преобразователей (НЕДА).

При прогнозировании остаточного ресурса, по результатам НК, возникают значительные трудности, связанные с отсутствием согласованной Ростехнадзором нормативной документации по расчетам уровней напряжений и коэффициентов запаса прочности различных элементов энергооборудования с дефектами, хотя расчеты коэффициентов интенсивности напряжений и элементов с формой поверхности, отклоняющейся от канонической, развиты достаточно хорошо.

Наконец, большие затруднения вызывает диагностирование старого оборудования, не удовлетворяющего требованиям новых Федеральных норм и правил (ФНП) Ростехнадзора, но вполне работоспособного и не имеющего дефектов, развивающихся в процессе эксплуатации. Приведение таких объектов в соответствие с требованиями новых Правил – дорогостоящая и, по-видимому, не нужная процедура, если она не направлена на совершенствование работы оборудования, повышение его КПД, экологической и промышленной безопасности.