

# ConaEnd&Iev 2016

## CONAEND&IEV2016 - 034 INSPEÇÃO DE CALDEIRAS – ENGENHARIA DE INSPEÇÃO E ENSAIOS NÃO DESTRUTIVOS APLICADOS

Mauro Duque de Araujo<sup>1</sup>, Arilson R. Silva<sup>2</sup>

*Copyright 2016, ABENDI, PROMAI.*

*Trabalho apresentado durante o XXXIV – Congresso Nacional de Ensaio Não Destrutivo e Inspeção.*

*19ª IEV – Conferencia Internacional sobre Evaluación de Integridad y Extensión de Vida de Equipos Industriales.*

*As informações e opiniões contidas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do(s) autor(es).*

### SINOPSE

---

A confiabilidade operacional das caldeiras está ligada principalmente ao controle de suas condições operacionais, particularmente o tratamento da água utilizada, mas é muito importante também atestar o estado físico e "tratar adequadamente" eventuais danos identificados nas inspeções periódicas. Estas inspeções devem ser apoiadas por ensaios não destrutivos capazes de detectar e dimensionar estes danos nas fases iniciais, quando a eliminação das causas e os reparos necessários ainda são viáveis.

A boa notícia é que a evolução tecnológica dos métodos, técnicas e aparelhos utilizados nas inspeções evolui continuamente e aumenta consistentemente a capacidade de detecção destas áreas danificadas por danos tais como perda de espessura, pites localizados e trincas de diversas naturezas. Porém devido a extensão das áreas de interesse para inspeção, características geométricas locais, falta de acesso às áreas de interesse, a aplicação dos exames necessários para caracterização do estado físico dos componentes das caldeiras, tanto o planejamento quanto a execução das inspeções necessárias torna-se uma tarefa desafiadora. Este trabalho discute a inspeção e os ensaios não destrutivos aplicados para a caracterização de danos típicos tais como a perda de espessura da "face quente" de tubos das paredes d'água por "corrosão sob depósitos", danos por fluência em tubos de superaquecedores, trincas nas áreas adjacentes a aletas, e trincas de fluência em tubulações de vapor superaquecido. A discussão dos casos enfatiza a importância do conhecimento das principais características dos danos que estão sendo procurados e as condições de preparação mínimas necessárias para que as inspeções sejam efetivas.

---

1 MSc, Engenheiro Metalúrgico e de Materiais, ASNT NDT Level III AE/ ET/ UT, ASNT ACCP Level III UT N° 156877, SNQC Nível 3 EA, CP N° 12497 – ARAUJO ENGENHARIA.

2 Técnico Mecânico, Inspetor de Equipamentos, ASNT ACCP UT Level II 176695 / PCN PAUT Level II 322606 / US-N2-IR SEQUI 11763 / CP-N2-TI SNQC 9270 - ARAUJO ENGENHARIA.

## INTRODUÇÃO

Entre os equipamentos estáticos instalados nos diversos ramos industriais, as caldeiras são particularmente importantes na produção de vapor para utilização pela indústria e atualmente, de forma crescente, também para geração de energia elétrica no Brasil. O custo de uma caldeira pode chegar à casa das dezenas de milhões de reais, e entre os equipamentos estáticos é também um dos que possuem a particularidade de acumular danos extensos em períodos relativamente pequenos, os quais podem gerar custos elevados de manutenção e lucro cessante. É um tipo de equipamento que deteriora por uma ampla gama de mecanismos, tais como fadiga, fluência, várias formas de corrosão, alterações metalúrgicas e de propriedades dos materiais de construção, e muitas das causas de ativação destes mecanismos são condições operacionais que ocorrem com frequência relativamente alta.

As caldeiras podem ser classificadas em fogotubulares, figura 1, onde os gases quentes circulam por dentro dos tubos e a água por fora deles; e em aquatubulares, figura 2, onde os gases quentes que circulam pela parte externa dos tubos aquecem a água contida no interior dos tubos. Os materiais utilizados na construção das caldeiras são selecionados em função de sua resistência à corrosão e resistência às tensões impostas pela pressão interna exercida pela água e o vapor, sobre os componentes em temperaturas elevadas. A maior parte dos componentes das caldeiras são fabricados com aços carbono, porém, em componentes tais como superaquecedores de vapor são aplicadas aços Cr-Mo ou até mesmo aços inoxidáveis austeníticos.

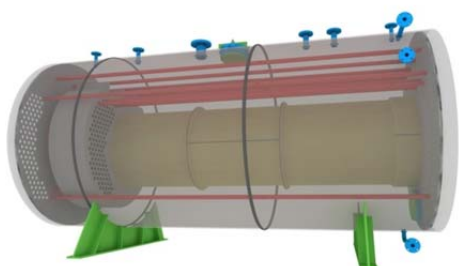


Figura 1 - Desenho de uma caldeira "fogatubular"



Figura 2 - Desenho de uma caldeira "aquatubular"

A água alimentada nas caldeiras para geração de vapor requer qualidade crescente com o aumento das pressões de operação e conseqüentes temperaturas, para evitar deposição e corrosão.

O combustível utilizado para gerar o calor que transforma a água em vapor, pode formar atmosferas corrosivas e abrasivas aos tubos, tanto nas zonas de alta temperatura quanto de baixa temperatura. O calor transmitido pela paredes dos tubos pode causar incrustações e depósitos nas superfícies internas dos tubos, que podem corroer sob estes depósitos e também superaquecer.

Os materiais submetidos a temperaturas elevadas, podem alterar sua microestrutura e conseqüentemente degradar suas propriedades.

Na medida que aumenta a produção de vapor, a pressão da caldeira e a temperatura do vapor superaquecido, aumentam também as espessuras da parede dos componentes e também as dilatações diferenciais (térmicas e mecânicas) destes componentes, principalmente durante

operações transientes tais como em partidas e paradas, o que provocam tensões elevadas que podem causar trincas por fadiga ou sobrecarga.

São muitos os mecanismos capazes de causar deterioração nos componentes das caldeiras tais como coletores e tubos; estes mecanismos têm natureza mecânica, corrosiva e também metalúrgica, e podem afetar regiões extensas, que muitas vezes possuem acesso restrito. Estes aspectos tornam a detecção e dimensionamento dos danos produzidos desafiadora.

A inspeção assistida pelos ENDs procura detectar e dimensionar os danos produzidos pelos mecanismos de deterioração atuantes em cada caldeira particular, para permitir operação confiável e segura. Diante da ampla gama de possibilidades é fundamental analisar os dados de projeto e o histórico operacional, de inspeção e manutenção para definir o mais precisamente possível os mecanismos atuantes, os danos associados e seus locais de provável ocorrência. Por exemplo, os tubos de uma caldeira de alta pressão que operou com água "incrustante" devem ser inspecionados quanto a corrosão sob depósitos, que causa perda de espessura na "face quente" dos tubos localizados nas regiões de maiores taxas de transferência de calor.

A próxima fase será definir as técnicas de inspeção e ensaios não destrutivos aplicadas para detecção dos danos, tais como deformações, trincas, perda de espessura, etc. Aqueles danos que possam ser detectados apenas pelos sentidos do inspetor tais como perda de espessura na superfície visíveis, precisarão de acesso às regiões onde ocorrem, o que normalmente é feito pela montagem de andaimes e preparação das superfícies. Aqueles localizados em superfícies que não podem ser acessadas diretamente pelos sentidos do inspetor, precisam ser "procurados" e dimensionados por ENDs (Ensaio Não Destrutivo), como exemplificam as figuras 3 e 4 abaixo de "perda de espessura" que ocorreu na superfície interna do tubo



Figura 3 - "Perda de espessura" na superfície externa do tubo, que pode ser detectada visualmente pelo inspetor



Figura 4 - "Perda de espessura" na superfície interna do tubo, somente pode ser detectada indiretamente por ENDs.

Este trabalho foca na detecção e dimensionamento de danos do tipo perda de espessura que afetam os tubos de componentes tais como fornalhas, "bank", superaquecedores e economizadores. Em trabalhos futuros pretendemos abordar a detecção e dimensionamento de outros tipos de danos tais como trincas causadas por fadiga mecânica e térmica; danos microestruturais causados por fluência e alterações de propriedades dos materiais de construção.

## DISCUSSÃO

### *Perda de Espessura em Tubos de caldeiras*

A perda de espessura pode ser causada por corrosão no "lado da água" ou no "lado dos gases". No lado da água, que corresponde a superfície interna nas caldeiras "aquatubulares" e a superfície externa dos tubos nas caldeiras "fogatubulares", ocorre a perda de espessura da parede dos tubos frequentemente causada por corrosão sob depósitos,.

A primeira consideração na investigação da possibilidade de deterioração no "lado da água", é relativo a registros operacionais de períodos operando com água "fora dos parâmetros" de qualidade definidos para a caldeira, o que pode causar corrosão no circuito de água de alimentação e deposição. A presença de depósitos e incrustações em coletores, figura 5, e tubulões, figura 6, é sinal de operação com água "fora de especificação".

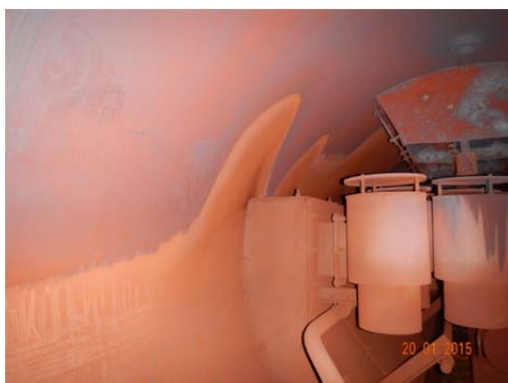


Figura 5 - Depósitos na superfície interna de um tubulão de vapor.



Figura 6 - Depósitos e produtos de corrosão observados no interior de um coletor da parede d'água da caldeira

Outro indício a ser considerado é o registro de falhas e danos semelhantes anteriores no histórico de inspeção e manutenção.

Uma vez definida a necessidade de inspecionar quanto à existência de perda de espessura no lado da água de caldeiras, é necessário definir as técnicas e os procedimentos de END.

Nas caldeiras aquatubulares, existem duas possibilidades, ou há acesso aos tubos pelos tubulões, figura 7, ou eles são montados entre coletores, figura 8, o que impede o acesso para inserção de sondas de inspeção nos tubos.

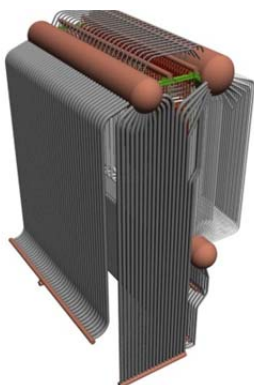


Figura 7 - Exemplo de um modelo de caldeira que permite inspeção de todos os tubos da fornalha e zona de convecção "bank", através

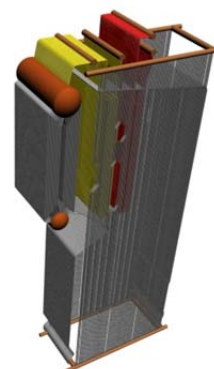


Figura 8 - Exemplo de um modelo de caldeira cujos tubos da fornalha são montados entre coletores. Não há acesso para introdução de

dos tubulões, por exemplo por IRIS.

sondas para inspeção por IRIS ou Endoscopia. Os tubos da zona de convecção "bank", podem ser inspecionados através dos tubulões.

A figura 7 exemplifica o caso de uma caldeira que permite acesso aos tubos da fornalha, bank e parede laterais pelos tubulões, os trechos retos destes tubos podem ser inspecionados quanto a perda de espessura através de IRIS (Internal Rotary Inspection System). O procedimento de inspeção deve prever também as necessidades de limpeza e os "limites de detecção" da técnica (1). Em caldeiras de alta pressão, onde os parâmetros limites do tratamento de água são restritivos, normalmente não é necessário fazer nenhuma limpeza complementar para inspeção. Porém na medida em que a pressão de operação abaixa e os "parâmetros limites" de qualidade da água de alimentação tornam-se menos restritivos, a necessidade de limpeza complementar aumenta, esta limpeza pode ser "mecânica" ou por hidrojateamento. Quanto mais aderente for a incrustação maior será a dificuldade de limpeza, podendo ser necessário utilizar hidrojateamento com pressões extremamente elevadas. Algumas incrustações somente são removidas por "limpeza química".

Outro ponto muito importante a ser considerado, são as características dos danos "que estão sendo procurados", as perdas de espessuras decorrentes de corrosão interna de tubos de caldeiras ocorrem tipicamente em grandes áreas, dezenas de milímetros de diâmetro, o que permite sua detecção até em superfícies relativamente "sujas". A figura 10 ilustra a perda de espessura interna de um tubo de um de fornalha causada por "corrosão por fosfatos".

Porém perdas de espessura pontuais, como por exemplo, pites causados por corrosão pelo  $O_2$  em períodos de parada com caldeira cheia, tem pequenas dimensões e por isto são difíceis de detectar. O menor diâmetro de pite detectável por IRIS é 3 mm, e para sua detecção é necessário que toda a superfície esteja absolutamente limpa, neste caso estes pites são mais facilmente detectáveis por Endoscopia. Nossa experiência indica que o grau de limpeza necessário é aquele em que "não exista nenhuma área suja com dimensões maiores que a menor dimensão do dano a ser detectado". A figura 9 abaixo ilustra um pite isolado de pequenas dimensões que dificilmente seria detectado por IRIS. Para detectar "perda de espessura" interna através de IRIS, é necessário considerar ainda o efeito da "dispersão" do feixe sônico sobre a superfície irregular da área corroída, que atenua o pulso de ultrassom que penetra na parede do tubo, e diminui a amplitude do "eco de fundo", figura 10.



Figura 9 - Pite isolado de pequenas dimensões, dificilmente seria detectado por IRIS

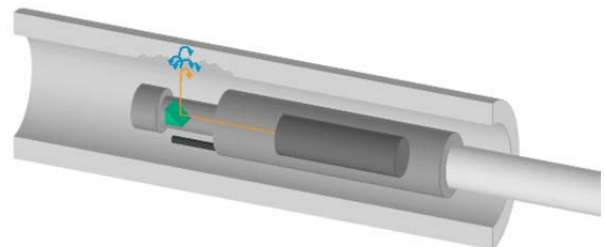


Figura 10 - Dispersão do feixe sônico na "perda de espessura" interna (1)

Nestes casos o procedimento de inspeção deve prever a utilização de um recursos especiais de análise dos resultados denominado "ID\_VIEW", figura 12. É "perigoso" inspecionar vendo a

espessura da parede somente, pois os aparelhos normalmente indicam a "espessura nominal informada" quando não há "eco de fundo".



Figura 11 - Perda de espessura interna em um "grande área", que pode ser detectada facilmente por IRIS..

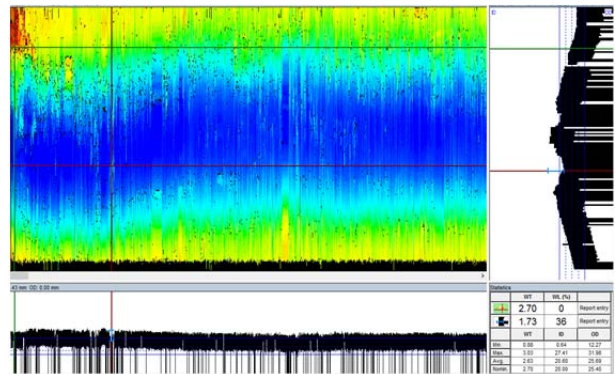
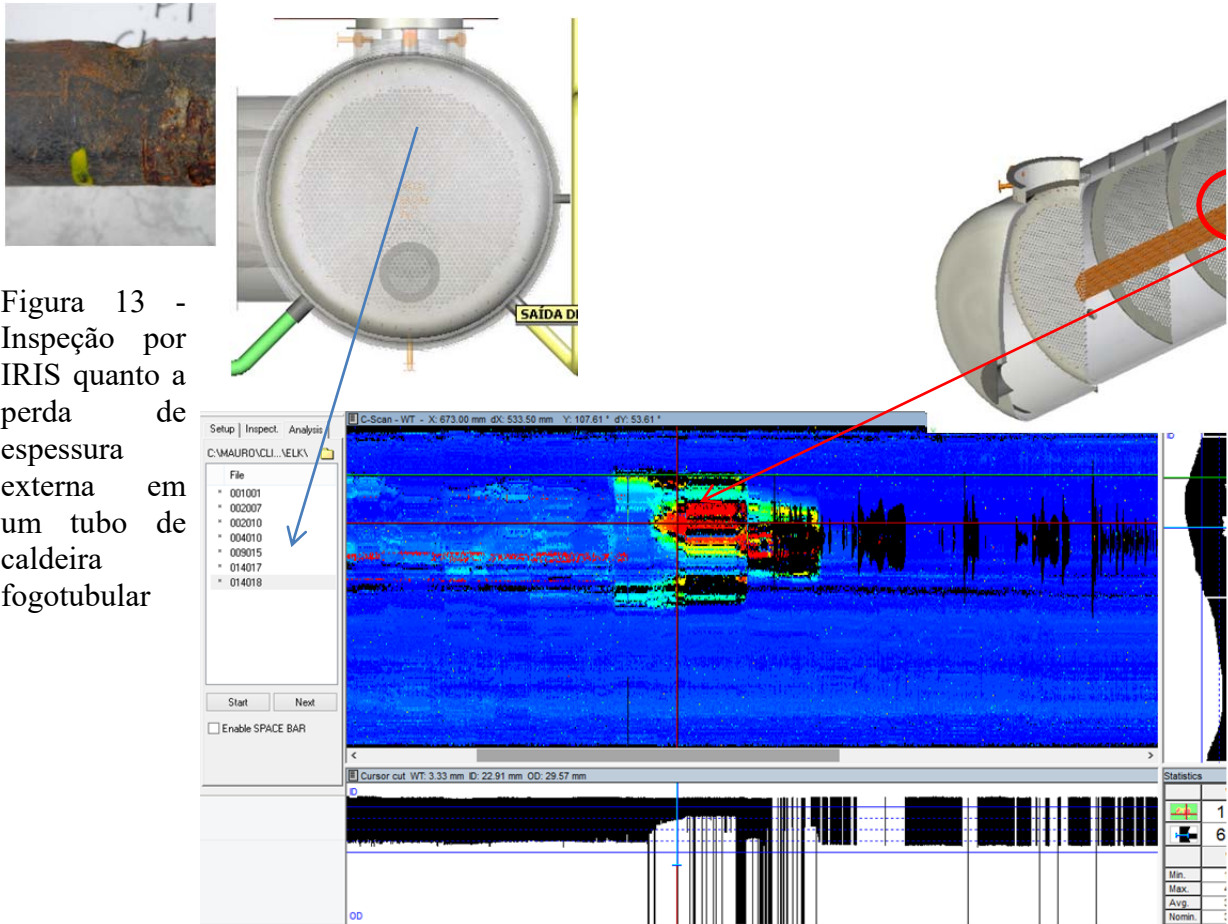


Figura 12 - Registro de uma região com "perda de espessura" interna, causada por corrosão, em um tubo da fornalha de uma caldeira compacta

A perda de espessura no "lado da água" em caldeiras fogotubulares ocorre na superfície externa, o que torna mais fácil sua detecção, os aspectos relativos a qualidade da limpeza e dimensões dos danos são os mesmos discutidos acima, entretanto, não haverá a "dispersão adicional do feixe sônico" na superfície irregular da área desgastada, que ocorre na corrosão interna. A figura 13 abaixo mostra a perda de espessura externa em um tubo e o resultado da inspeção por IRIS.



O exame por IRIS também não é aplicável para inspeção dos trechos curvos dos tubos porque o feixe não incide perpendicularmente a sua superfície nesta geometria. Se há interesse na inspeção das curvas, poderá ser empregada a técnica de "Campo Remoto" (RFT - Remote Field Testing). A figura 14 ilustra o exemplo de tubos de uma caldeira que foram inspecionados por RFT devido a impossibilidade de limpeza interna, utilização de água e também a importância de detectar danos nas curvas.

Neste caso também é necessário considerar as limitações da técnica, o gráfico na figura 15 mostra as dimensões da "menor" descontinuidade detectável pela técnica aplicada em função do diâmetro do tubo inspecionado.

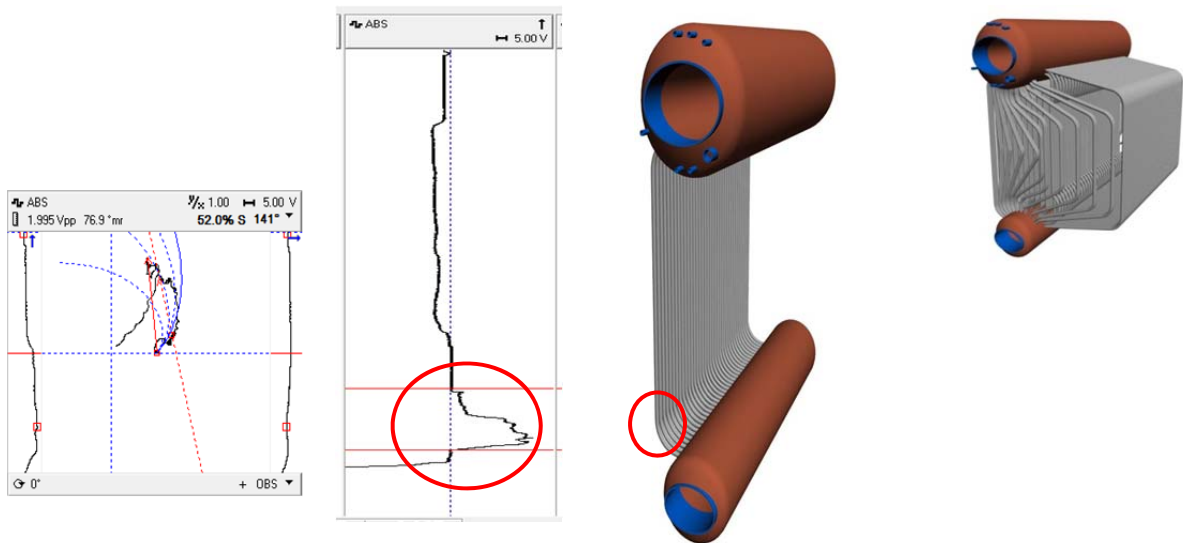


Figura 14 - Exemplo da inspeção dos tubos de uma caldeira aquatubular por Campo Remoto (RFT), devido a impossibilidade de limpeza, utilização de água e interesse na pesquisa de danos nas curvas.

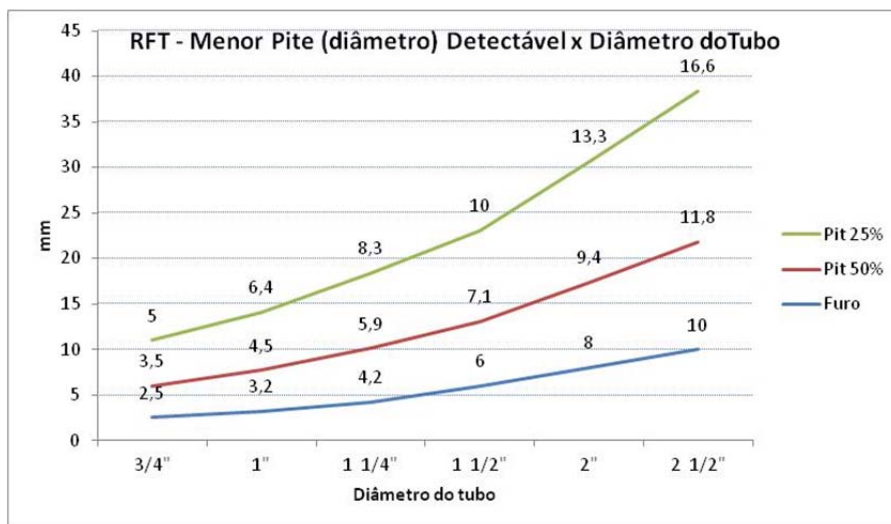


Figura 15 - Limites de detecção do "campo remoto"

Se os tubos são montados entre coletores não é possível introduzir a sonda, e sendo assim tampouco é factível a inspeção destes tubos por IRIS, este é o caso também de tubos de superaquecedores e economizadores, as figuras 16 e 17 mostra o aspecto típico de modelos comuns destes componentes.

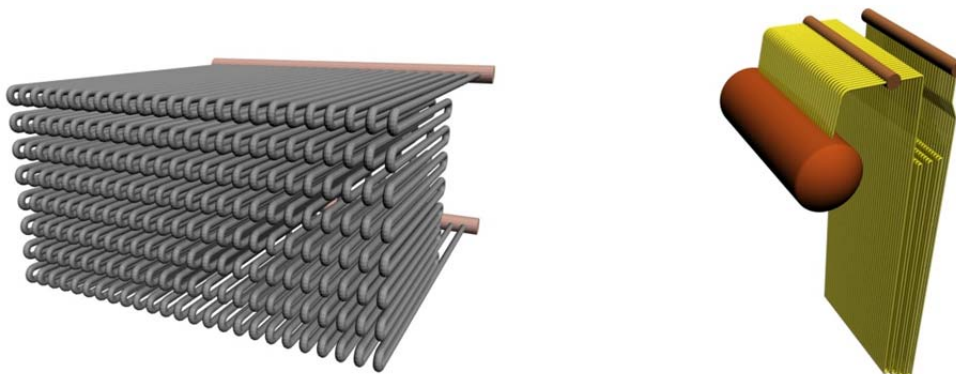




Figura 16 - Exemplo de tubos de um economizador, onde os tubos são ligados a coletores

Figura 17 - Exemplo de tubos de um superaquecedor, onde os tubos são ligados a coletores

Felizmente, no caso de tubos de fornalhas, a "perda de espessura" mais comum é causada por "corrosão sob depósitos" e ocorre na "face quente" dos tubos localizados nas regiões de maior taxa de transferência de calor. Sendo assim, normalmente é possível inspecionar através de técnicas de varredura ultrassônica, as mais comuns são denominadas AB-scan ou C-scan.

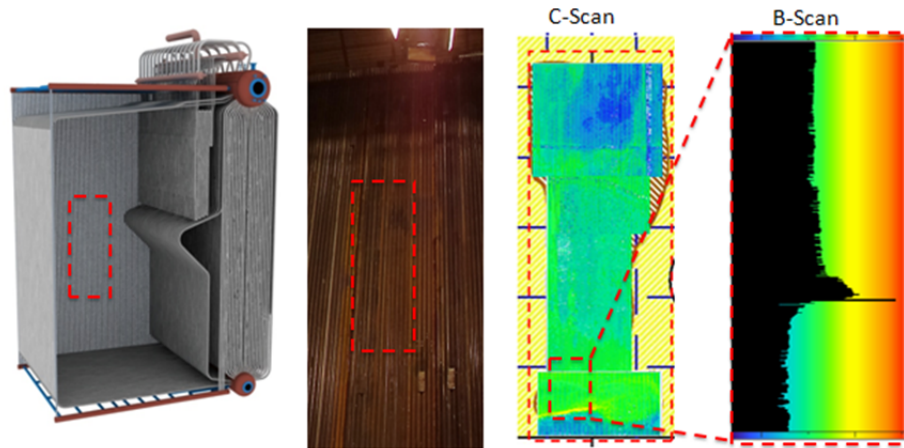


Figura 18 - Exemplo de mapeamento de uma parede de tubos instalada entre coletores, inspecionada por varredura ultrassônica da "face quente" dos tubos.

Neste caso, se faz necessária a montagem de andaimes e a preparação das superfícies que serão inspecionadas para permitir o "acoplamento" dos sensores de ultrassom.

Há uma possibilidade de utilização de sensores ultrassônicos "eletromagnéticos acústicos EMAT", que não requerem preparação de superfície rigorosa, em muitos casos não é necessário sequer limpeza complementar dos tubos, e pode ser executado a partir do piso da fornalha com a utilização de "scanners" especiais motorizados. No caso da opção por esta técnica, é importante ter em mente suas limitações quanto a sensibilidade, a espessura mínima que pode ser medida ( $> 2,0$  mm), e as dimensões mínimas dos danos detectáveis (maiores do que aquelas detectáveis com sensores ultrassônicos com acoplamento mecânico), e a temperatura na qual o tubo opera. Normalmente vemos óxidos suficientemente compactos, aderentes e espessos quando o tubo opera em temperatura superiores a  $350^{\circ}\text{C}$ , este valor não foi obtido por métodos científicos, é somente um valor indicado pela nossa experiência.

Os tubos dos economizadores perdem espessura internamente, mais frequentemente, por corrosão por oxigênio ou Corrosão Acelerada por Fluxo (FAC). Os pites causados pela "Corrosão por oxigênio" ocorrem nos tubos da entrada do economizador, onde ainda existe oxigênio dissolvido, já a perda de espessura causada pela "Corrosão Acelerada pelo Fluxo (FAC)", ocorre normalmente na entrada do economizador, embora haja casos em que ocorrem em regiões "atípicas", onde a temperatura da água já estaria fora da faixa crítica. A figura 19 ilustra um destes casos.

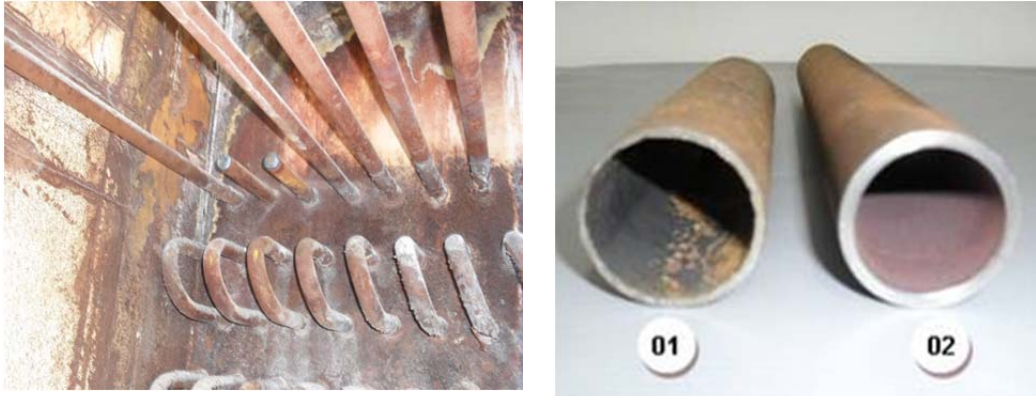


Figura 19-Perda de espessura causada por "Corrosão Acelerada por Fluxo" em uma região atípica de um economizador

Em tubos de superaquecedores não drenáveis, ocorrem pites causado pelo acúmulo de condensado nos tubos, se a caldeira não é retirada de operação adequadamente, figura 20. Neste caso se aplica a varredura por ultrassom AB-scan ou C-scan.

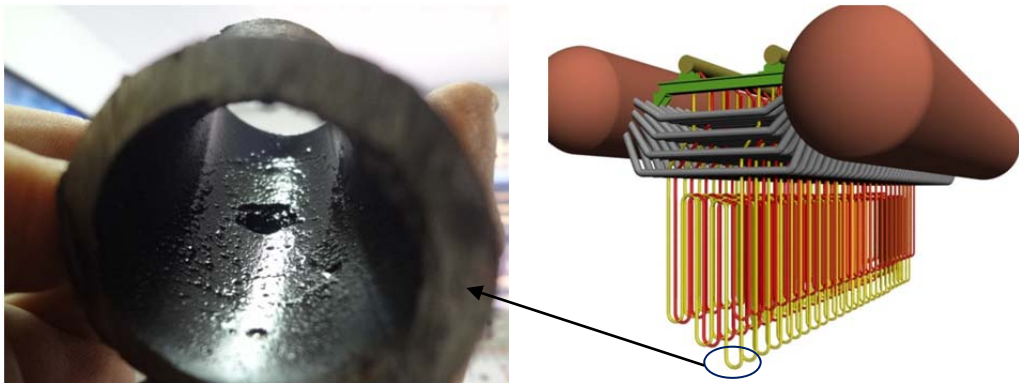


Figura 20 - Pite localizado na curva inferior de um superaquecedor não drenável

A "perda de espessura" na superfície externa dos tubos das caldeiras aquatubulares causada pela ação dos gases de combustão, ocorre principalmente por mecanismos de corrosão (inclusive oxidação), abrasão e formação de ácidos sobre refratários e depósitos, conforme ilustrado na figura 23.

Quando há acesso aos tubos através do tubulão de vapor, é possível examinar os tubos por IRIS/RFT conforme explicado anteriormente. Caso os tubos sejam instalados entre coletores, deverão ser inspecionados por AB-scan ou C-scan. A figura 21 mostra um exemplo de corrosão erosão causada pela injeção de condensado juntamente com o vapor de "ramonagem", e a figura 22 uma região desgastada pela abrasão causada pela areia arrastada pelos gases de combustão.



Figura 21- Tubo desgastado por corrosão-erosão do vapor/condensado injetado através da lança do ramonador



Figura 22 - Tubo desgastado por abrasão pela areia arrastada pelos gases de combustão (2)

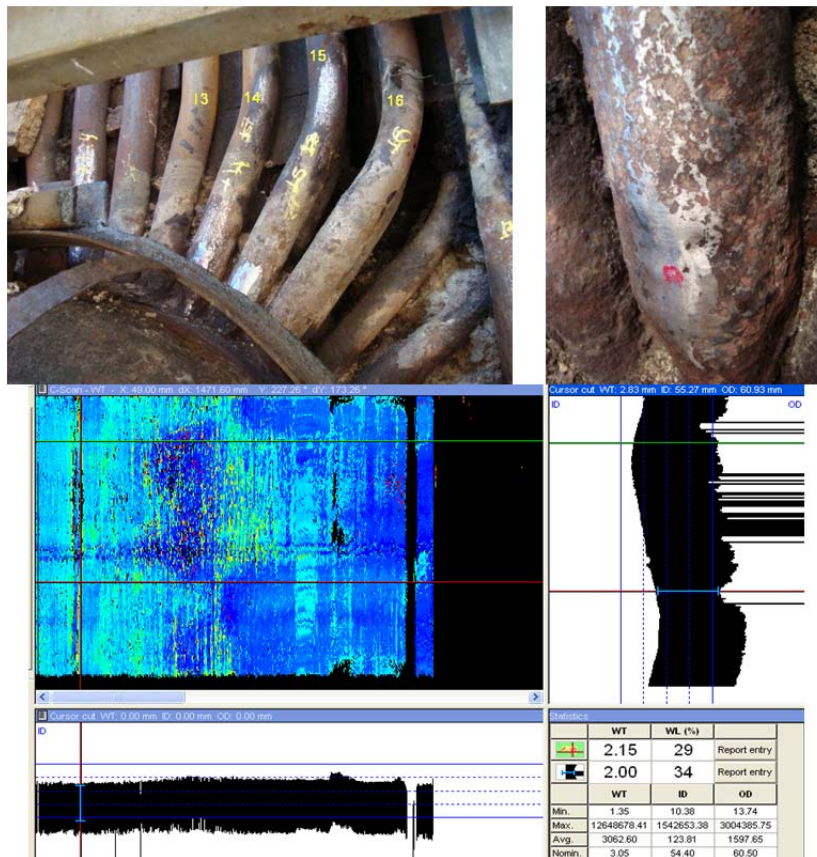


Figura 23- Perda de espessura por corrosão por ácidos formados sob cinzas

Em economizadores, onde os gases de combustão situam-se em temperatura próxima ao ponto de orvalho, ou quando há formação de ácidos com equipamento parado devido a lavagem externa dos tubos; a perda de espessura pode ser identificada visualmente e a espessura medida por ultrassom complementada por cálculos para medir a profundidade dos alvéolos, conforme figuras 24 e 25. A espessura residual de tubos desgastados uniformemente em áreas, pode ser medida por ultrassom e paquímetros.



Figura 24- Superfície externa de um tubo de um economizador que operou abaixo do ponto de orvalho dos gases.



Figura 25- Perda de espessura causada pela formação de ácidos produzidos pela reação da água usada na limpeza e as cinzas

Nas caldeiras fototubulares os gases entram por dentro dos tubos, que podem ser inspecionados quanto a perda de espessura por IRIS / RFT.

## CONCLUSÃO

Os tubos de caldeiras aquatubulares, montados entre coletores ou entre tubulões, e fgototubulares, podem ser inspecionados quanto ao desgaste de sua superfície interna e externa. A detecção e dimensionamento das regiões danificadas pode ser feita tanto visualmente com auxílio de ferramentas básicas, ou através do uso de técnicas avançadas de ensaios não destrutivos, tais como IRIS, Campo Remoto (RFT) e varreduras ultrassônicas AB-scan e C-scan.

Porém a efetividade da inspeção dependerá da adoção dos procedimentos adequados para inspeção. É necessário saber as características dos danos que estão sendo procurados, sua localização provável, a preparação necessária para acesso e limpeza, e as técnicas de aquisição de dados e interpretação de resultados. É importante que as fases de planejamento, execução e análise de dados tenha envolvimento direto da equipe de campo e supervisão.

## Bibliografia

- (1) Silva, A.R, Araujo M. D., " Efeito de Incrustação e Corrosão Interna no Ensaio de IRIS - Problema e Soluções", COTEQ2015 052
- (2) ASM Handbook, volume 9, "Metallography and Microstructure"
- (3) ASM HANDBOOK, 'FAILURE ANALYSIS AND PREVENTION', volume 11
- (4) French, D.N., "Metallurgical Failure in Fossil Fired Boilers", Second Edition, Mc Graw Hill
- (5) STEAM – 40th Edition – Babcock & Wilcox a McDermott company
- (6) Howll. A.G. - "Boiler Water Wall Corrosion Damage due to Concentration of Phosphate in Deposits"- Nace Corrosion 95 Paper 612
- (7) Herro, H.N. e Colaboradores, "Phosphate Corrosion in High Pressure Boilers", Nace, Corrosion 95 paper 498