

# RISCO DE CORROSÃO ACELERADA PELO FLUXO EM COMPONENTES DE CALDEIRAS<sup>1</sup>

*Heloisa Cunha Furtado<sup>2</sup>  
Mauricio Barreto Lisboa<sup>2</sup>  
Gláucio Rigueira<sup>3</sup>  
Luiz Felipe<sup>4</sup>*

## **Resumo**

Dentre os mecanismos de falhas atuantes em caldeiras e equipamentos do ciclo térmico de plantas industriais, destaca-se a corrosão acelerada pelo fluxo (FAC – *flow accelerated corrosion*), com características de rompimentos danosos e de elevado risco para pessoas e instalações. A corrosão acelerada pelo fluxo é uma forma de corrosão-erosão geralmente associada ao choque localizado de um fluido em alta velocidade contra uma superfície sólida. Este mecanismo é freqüente em unidades que operam de maneira cíclica, razão pela qual relatos de acidentes se tornaram constantes na literatura internacional após 2000, quando as unidades geradoras européias passaram a operar desta forma. O presente artigo aborda dois casos de ruptura por corrosão acelerada pelo fluxo (FAC) na região dos *downcomers*, ocorridos com 10 anos de defasagem. Observa-se a diferença de abordagem do problema ao longo dos anos, buscando reduzir a probabilidade de ocorrência deste tipo de falha e coibir seus efeitos catastróficos.

**Palavras-chave:** Corrosão acelerada pelo fluxo; Usinas termelétricas.

## **FLOW ACCELERATED CORROSION IN POWER PLANTS COMPONENTS**

### **Abstract**

Among the many failure mechanisms observed in boilers and thermal cycle equipment of industrial plants, special attention should be given to the FAC (flow accelerated corrosion), because of the rupture and high hazards for people and installations that it may cause. Flow Accelerated Corrosion (FAC) is one of those mechanisms that appear frequently in units subject to cyclic operation. Reports of accidents caused by FAC have been frequent in literature since 2000 when European generating units started to operate in a cyclic regime. The present paper approaches two cases of rupture caused by FAC at the downcomers region, occurred within a 10 year interval. A different approach can be observed seeking to reduce this failure chance of occurrence and to restrict its catastrophic effects.

**Key words:** Flow accelerated corrosion; Thermoelectric power plants.

<sup>1</sup> *Contribuição técnica ao 64º Congresso Anual da ABM, 13 a 17 de julho de 2009, Belo Horizonte, MG, Brasil.*

<sup>2</sup> *Doutorado, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL).*

<sup>3</sup> *Mestrado, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL).*

<sup>4</sup> *Engenheiro, Tractebel Energia S.A.*

## 1 INTRODUÇÃO

A corrosão acelerada pelo fluxo (FAC) é um fenômeno que resulta em perda de material em tubulações, tubos, vasos e equipamentos de aço-carbono<sup>(1,2,3,4)</sup>. É um processo no qual a camada protetora de óxido no aço-carbono ou em aços baixa-liga se dissolve numa corrente de água ou em misturas de vapor e água. A camada de óxido se torna mais fina e menos protetora e a taxa de corrosão aumenta. Em algumas áreas, a camada de óxido pode ser tão fina a ponto de expor o metal. Mais comumente, entretanto, é a superfície corroída exibir uma cor preta, indicação típica da presença de magnetita. O dano causado pela corrosão acelerada pelo fluxo pode ser caracterizado como uma redução geral da espessura da parede em vez de um ataque local, como erosões e trincas. Um componente mais fino irá falhar devido às elevadas tensões das pressões de operação ou às mudanças abruptas nas condições normais de operação, como alterações no volume de água e mudanças de carga na partida.

A corrosão acelerada pelo fluxo não ocorre em linhas transportando vapor seco ou superaquecido, pois depende da água no estado líquido para remover a camada de óxido. Entretanto, a FAC pode ocorrer sob condições do fluxo de uma fase (apenas líquido) ou dupla fase (água e vapor). O fenômeno produz uma aparência diferente na superfície para o fluxo de uma fase em relação ao fluxo de dupla-fase:

- para fluxo de uma fase, quando a taxa de corrosão é alta, a superfície metálica é geralmente caracterizada pela sobreposição de pites que geram uma aparência de casca de laranja. Essa aparência usualmente ocorre em tubos de grande diâmetro, nos quais tenha ocorrido uma grande perda de espessura;
- para fluxo de dupla fase, é observada a conhecida aparência de listra de tigre em tubos largos. A parte preta da superfície é a área corroída, coberta com uma fina camada de filme de óxido. A parte da superfície com coloração do azul para vermelho é protegida por uma espessa camada de filme de óxido. Admite-se que essa aparência seja causada por um grande fluxo turbulento do filme de água ao longo da parede do tubo.

Quando a FAC está ocorrendo, o filme de óxido presente na superfície pode ser muito fino (menor que 1µm). Sob estas condições, o filme é quase transparente e a superfície pode ter uma aparência metálica. Entretanto, se a espessura do filme aumenta, a superfície adquire a coloração negra.

A corrosão acelerada pelo fluxo tem causado falhas e reduções de espessura severas de paredes nos tubos de *by-pass* de vapor em válvulas de controle de água de alimentação, placa de tubos (espelhos) em aquecedores de água de alimentação, extremidades de tubos, chicanas de aquecedores de água de alimentação, tubulações de água de alimentação, especialmente em áreas internas e em volta de curvas, válvulas, T's, após placas de orifício (medidores de fluxo), tubulações de dreno de coletores, redes de condensado, tubos de entrada de economizadores de caldeiras, bombas, cruzamentos de tubulações com reduções de diâmetro, redes de *by-pass* de água/vapor, partes inferiores de válvulas de controle, tubulações dos atemperadores, redes de extração de vapor, respiros de aquecedores de condensado e componentes de drenagens de caldeiras de recuperação (HRSG).

O processo de corrosão acelerada pelo fluxo pode acontecer de forma rápida: já ocorreram taxas de redução de espessura da parede tão altas como 3mm/ano. A taxa de perda de material depende de uma interação complexa de vários

parâmetros, incluindo a química do abastecimento de água, a composição do material, outros materiais presentes na rede de abastecimento de água e a hidrodinâmica dos fluidos. Dentre os principais fatores que estimulam o surgimento de corrosão acelerada pelo fluxo (FAC), destacam-se:<sup>(5)</sup>

- a temperatura da água/vapor na faixa de 100°C a 250°C, sendo que a corrosão acelerada pelo fluxo é potencializada entre 149°C e 199°C;
- a velocidade da água ou vapor acima de 6,1m/s também pode contribuir para a perda de material. As redes com diâmetro nominal menor que 2" (50,8mm) estão sujeitas a elevadas velocidades e turbulências e estes fatores aceleram o descolamento da camada de proteção dos tubos (magnetita – Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>);
- quando há uma tendência de mudança de regime de fluxo, de laminar para turbulento, e de pequena alteração de estado da água/vapor (devido à redução de entalpia), isto acaba se tornando um foco propício para a FAC com notável perda de espessura. Em suma, quaisquer distúrbios de fluxo, face à alteração de geometria da rede de água/vapor, podem contribuir para o surgimento de FAC;
- para os materiais costumeiramente aplicados nas tubulações, estima-se que teores de cromo abaixo de 1% reduzem a resistência ao desgaste, fazendo com que aços ao carbono apresentem baixa resistência ao fenômeno FAC;
- Em relação à composição da água, destacam-se o pH e o teor de oxigênio (O<sub>2</sub>). Independente do teor de oxigênio, o pH acima de 9,2 impede o ataque à magnetita e, conseqüentemente, a taxa de erosão cai enormemente. O oxigênio, por sua vez, deve ser reduzido, porém, há tipos de tratamento de água que, com uma concentração de oxigênio acima de 100 ppb (100 µg/kg), aparentemente evitam a corrosão e garantem a formação da camada protetora do aço (magnetita). Esta concentração de 100ppb é recomendada para instalações que utilizam somente o oxigênio injetado no processo como único produto de tratamento d'água.

A partir de meados da década de 1990, nos Estados Unidos e na Europa, foi feito um esforço adicional por parte de gerentes de instalações, inspetores de equipamentos, operadores e mantenedores, para reduzir os riscos de acidentes causados por rompimentos de tubulações e acessórios de água e de vapor. A razão para o destaque deste mecanismo de falha se deve à maior frequência de plantas termelétricas, que anteriormente operavam em regime de base e passaram a operar em regime cíclico, decorrente de alterações em regras de despachos baseadas em custos de operação. Como as partidas frequentes e o baixo carregamento em operação provocam grandes transientes na química da água de caldeiras, a operação cíclica tornou a corrosão acelerada pelo fluxo um problema ainda mais grave devido à exposição de materiais susceptíveis a valores mais baixos de pH. A transformação recente de plantas designadas para operar em base para ciclo combinado e a construção de plantas *merchant* que operam com ciclos muito curtos e numerosos evidenciaram ainda mais o problema da corrosão acelerada pelo fluxo em unidades geradoras. Em diversos casos, estas rupturas de tubos em pontos especiais dos circuitos de água e vapor foram consideradas catastróficas, provocando acidentes fatais com operadores e mantenedores das plantas industriais.<sup>(5,6)</sup> Conseqüentemente, grandes aportes de recursos foram mobilizados para sanar os efeitos provocados.

A geração de energia elétrica no Brasil é predominantemente hidráulica (96%), sendo a geração termelétrica utilizada como um seguro do sistema para períodos de baixa hidraulicidade. Desta forma, desde 1950, a geração termelétrica

no Brasil se dá de maneira cíclica, com os conseqüentes mecanismos de desgaste e degradação resultantes deste tipo de operação. Logo, falhas de componentes por corrosão acelerada pelo fluxo (FAC) já haviam sido observadas em plantas de geração sem encontrar eco e respaldo na literatura internacional.

O presente artigo relata dois casos de falhas por corrosão acelerada pelo fluxo (FAC) no Brasil em *downcomers* de usinas de geração termelétricas ocorridos em diferentes momentos. *Downcomers* são tubulações que conduzem a água do tambor superior da caldeira de volta à parede d' água.

## 2. CASOS PRÁTICOS DE FALHAS

### 2.1 Caso 1

Em 1996, um *downcomer* que operava a 277°C sob pressão de 60 kgf/cm<sup>2</sup> sofreu ruptura catastrófica em serviço, conforme a Figura 1, sendo que pedaços do componente chegaram a ser encontrados fora da área da usina. Como a ruptura ocorreu de madrugada, não houve vítimas. O *downcomer* tinha diâmetro de 108 mm, espessura de parede de 4,5 mm e era confeccionado com o aço ASME SA 106B.

A análise dimensional do tubo rompido, apresentada na Tabela 1, mostrou acentuada variação da espessura da parede do tubo. É interessante ressaltar que o ponto de espessura mínima encontrada não estava na região de ruptura.



Figura 1. Vista geral do *downcomer* que rompeu em serviço.

Tabela 1. Análise dimensional do *downcomer* rompido

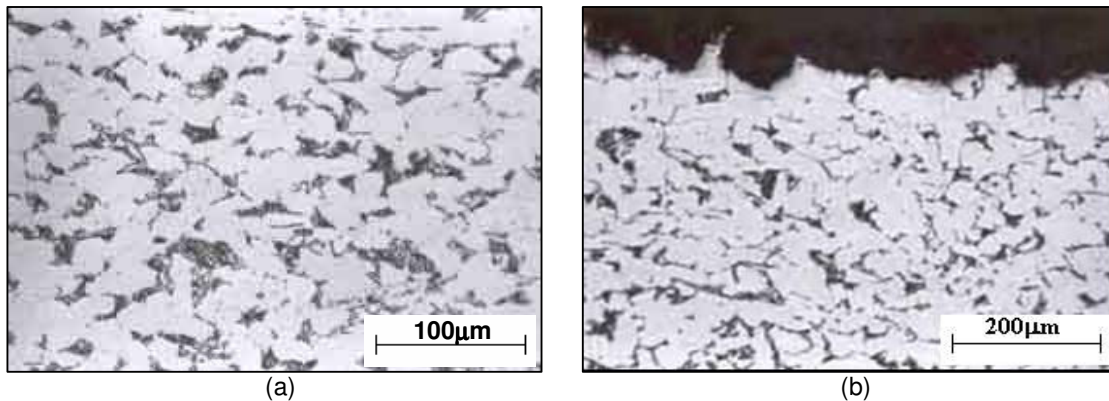
Espessura( mm)	Nominal	Média da medição do tubo	Ponto do mínimo
	4,5	4 ± 1	1,8

Os resultados da análise química mostraram que o material do tubo está dentro do especificado para o aço ASME SA 106B.<sup>(7)</sup>

A estrutura metalográfica do tubo é de ferrita e perlita esferoidizada, não condizente com a temperatura de operação, de 277°C, conforme Figura 2a. Provavelmente, os tubos possuem esta microestrutura originalmente de fábrica. Os valores de dureza, com média de 179±3, estão acima do mínimo aceito pelo código ASME (127HV),<sup>(8)</sup> indicando que o material apresenta resistência mecânica adequada. A superfície interna do tubo apresenta uma estreita camada decarbonetada e pites de corrosão, conforme mostra a Figura 2b.

O exame visual, a análise metalográfica e a análise dimensional evidenciaram um intenso processo de corrosão generalizada na superfície interna do tubo, reduzindo de forma acentuada a espessura da parede. Foram realizadas medições

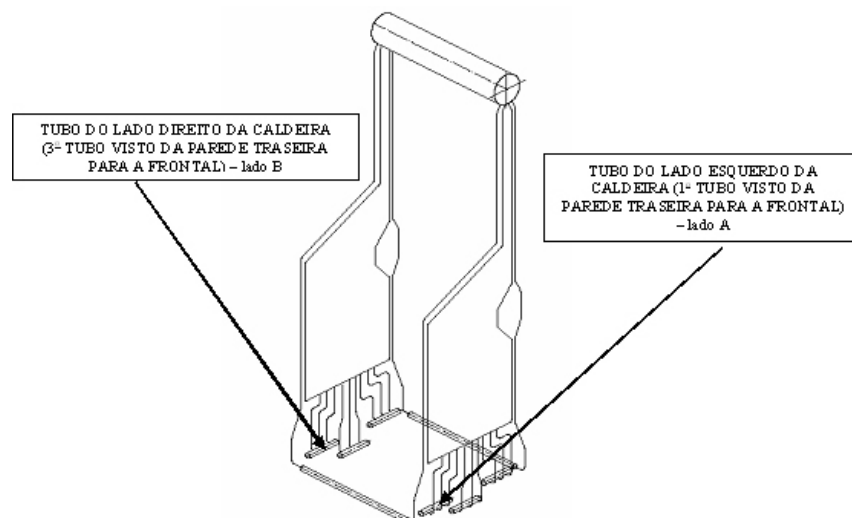
de espessura de parede nos tubos dos *downcomers* próximos àquele que rompeu em serviço, obtendo-se espessuras de parede de até 1,8 mm. A redução da espessura da parede por corrosão, reduziu a seção resistente do tubo, levando-o à ruptura.



**Figura 2.** (a) Estrutura metalográfica do *downcomer*: ferrita e perlita esferoidizada, com aumento de 400X e ataque por nital 1%; (b) superfície interna do *downcomer*, com aumento de 200X e ataque por nital 1%.

## 2.2 Caso 2

Em 2006, houve falhas em tubos que ligam os *downcomers* e os coletores inferiores do evaporador. Os tubos, confeccionados com o aço ASME A 210 Grade A1, apresentavam espessura nominal de 8mm, diâmetro externo de 133mm e tempo de operação de 243.710 horas. No momento da falha, a temperatura de operação era de 298°C e a pressão era de 83,4kgf/cm<sup>2</sup>. Segundo informações da equipe de manutenção, os tubos romperam de maneira praticamente simultânea. A Figura 3 apresenta um desenho esquemático da região de ruptura. A Figura 4 mostra uma vista geral do local do acidente, enquanto a Figura 5 apresenta o tubo que rompeu do lado direito da caldeira.



**Figura 3.** Desenho esquemático do *downcomers* e dos tubos de interligação dos *downcomers* aos coletores inferiores do evaporador.



**Figura 4.** Vista geral do local do acidente.



**Figura 5.** Vista geral do tubo que rompeu do lado direito da caldeira.

O exame visual mostrou que a ruptura se deu no sentido longitudinal das curvas. Entretanto, observaram-se, em ambos os casos, grupos de pites alinhados em regiões afastadas da trinca principal, conforme mostra a Figura 6. Alguns pites mais profundos apresentavam trincas em seu interior, indicando o início do processo de ruptura.



(a)



(b)



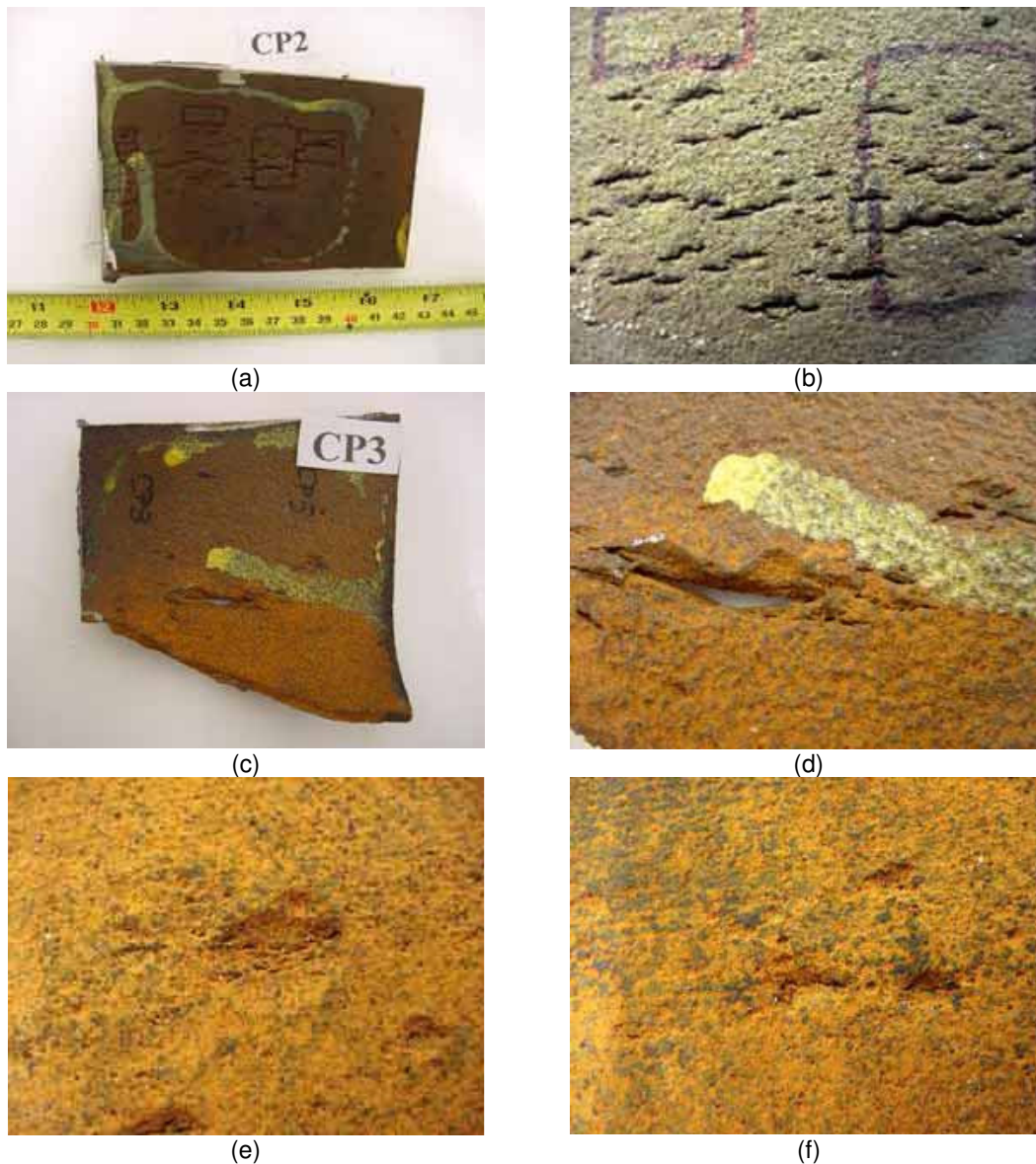
(c)



(d)

**Figura 6.** Exame visual, em campo, da curva que rompeu em serviço.

As amostras selecionadas foram cortadas e levadas para o laboratório, onde foram fotografadas. Em todas, foi observada corrosão superficial generalizada com pites arredondados. Em algumas amostras, detectaram-se pites alinhados com trincas em seu interior. Em uma das amostras, foram identificadas, inclusive, trincas passantes, conforme Figura 7.



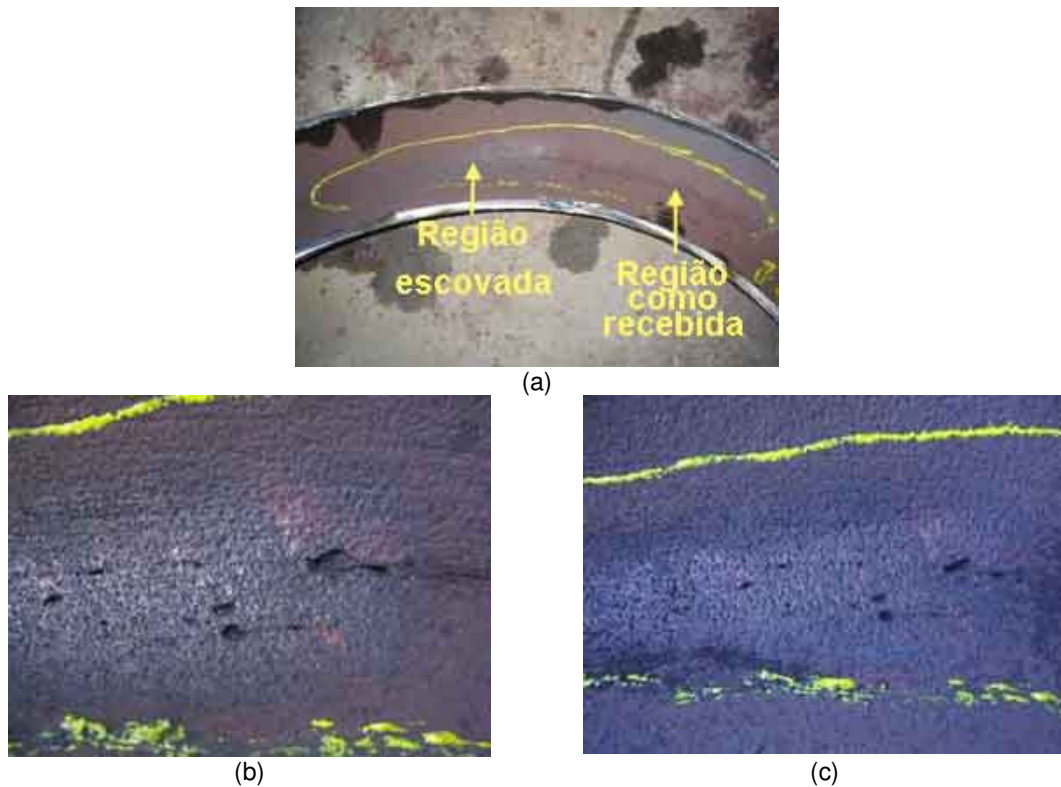
**Figura 7.** Detalhe da superfície das amostras analisadas em laboratório. Observa-se corrosão superficial generalizada e pites alinhados, nos quais se iniciaram trincas.

Foram analisadas, também, as curvas que não romperam em serviço, mas que foram cortadas e retiradas pela equipe de manutenção. Em todas, foram observadas, nas paredes laterais internas, marcas longitudinais sobre a superfície de óxido, conforme mostra a Figura 8. Nestas mesmas curvas, foram observados pites grandes e profundos na superfície interna.



**Figura 8.** Marcas longitudinais sobre a superfície de óxido e pites grandes e profundos.

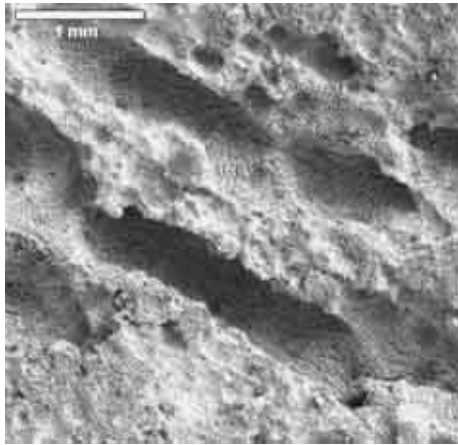
Após o registro fotográfico destas curvas como retiradas de serviço, as marcas longitudinais foram escovadas. As marcas que se assemelhavam a trincas desapareceram, mostrando que se restringiam à camada de óxido. Sob a camada de óxido, o metal apresenta pites grandes, profundos e alinhados, conforme Figura 9.



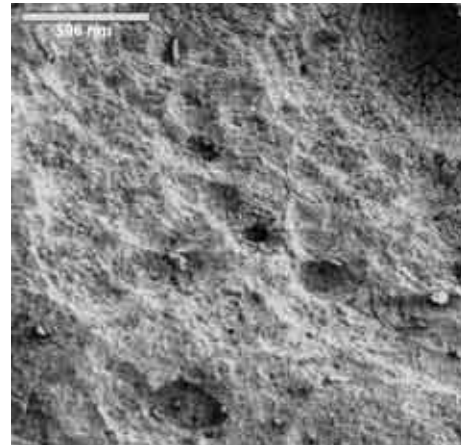
**Figura 9.** Depois de escovada, a marca mostra se restringir à camada de óxido e sob a mesma se revelam pites alinhados.

Foram selecionadas e cortadas regiões com pites das amostras para observação no microscópio eletrônico de varredura (MEV), conforme mostra a Figura 10. Com o MEV, foi possível observar o interior dos pites e identificar a presença de trincas.

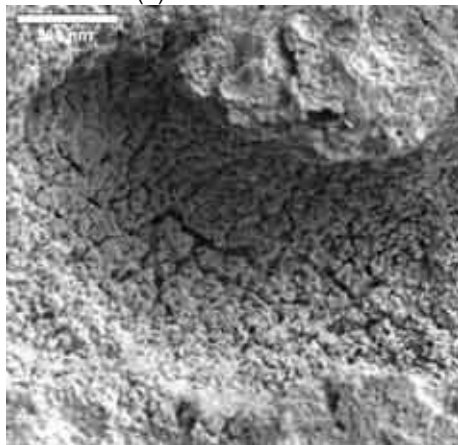




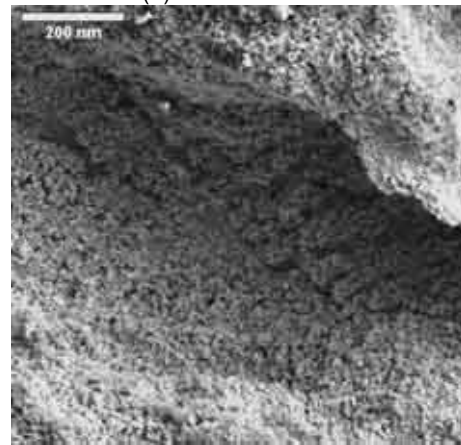
(a) Aumento: 25X



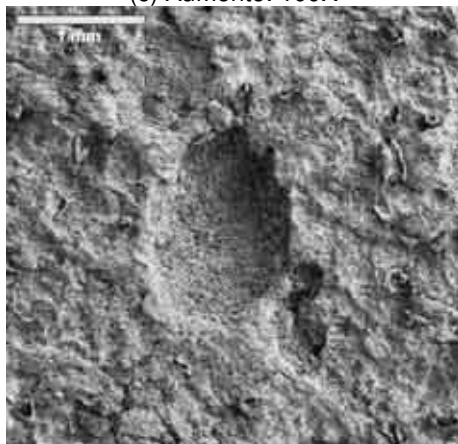
(b) Aumento: 50X



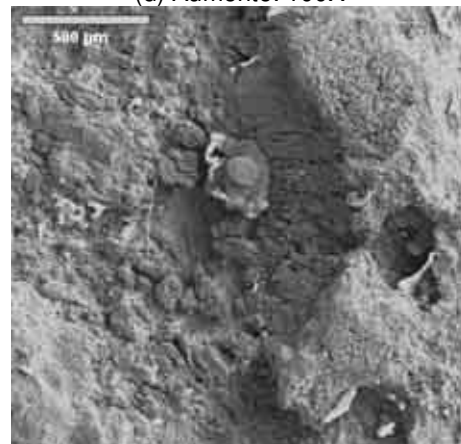
(c) Aumento: 100X



(d) Aumento: 100X



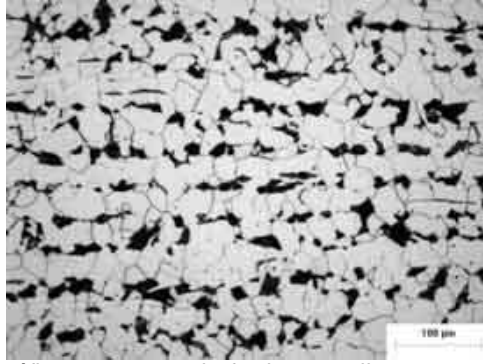
(e) Aumento: 25X



(f) Aumento: 50X

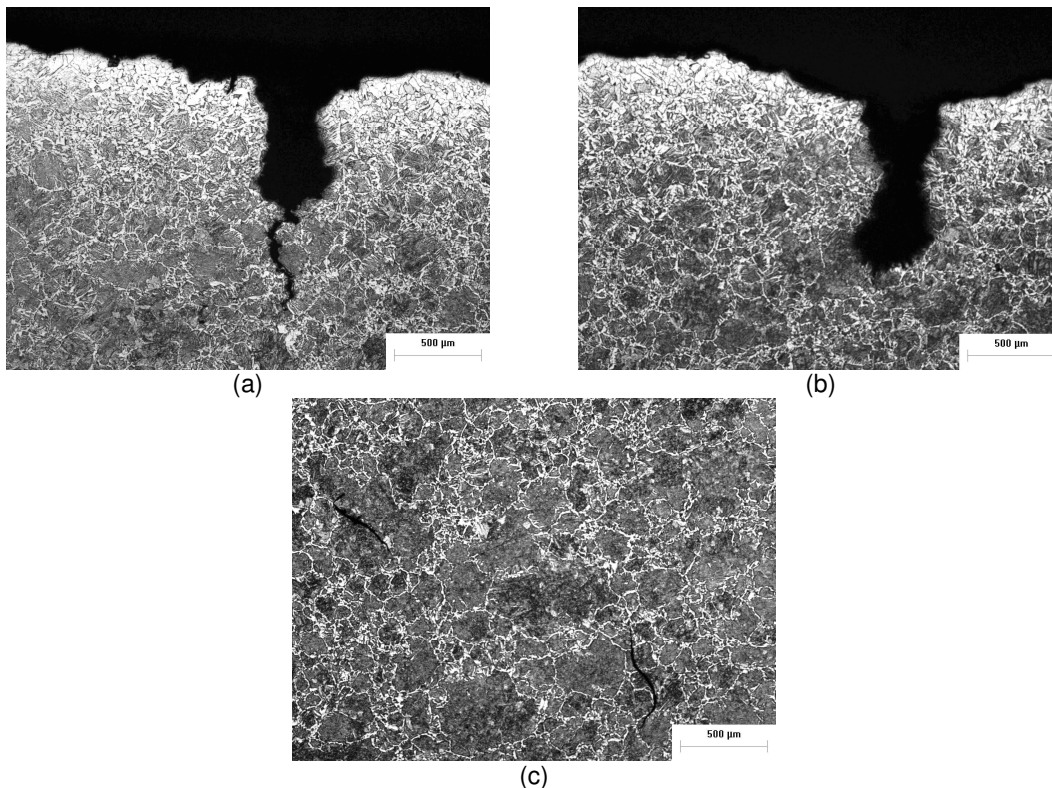
**Figura 10.** Pites alongados e alinhados com trincas em seu interior.

Foram realizadas metalografias em duas amostras, que foram cortadas em duas seções (longitudinal e transversal), embutidas, polidas e atacadas com nital 2%, conforme mostra a Figura 11. As amostras apresentam a mesma estrutura metalográfica, com ferrita e perlita, indicando que o material praticamente não sofreu degradação térmica. Este resultado é esperado em função da temperatura de operação dos tubos estar em torno de 298 °C.



**Figura 11.** Estrutura metalográfica composta de ferrita e perlita, com aumento de 500X e ataque por nital 2%.

A Figura 12 apresenta a superfície interna da amostra, na qual se observam diversos pites. Na parte mais profunda de alguns pites, observam-se trincas nucleando e propagando.



**Figura 12.** Seção transversal, com aumento de 50X e ataque por nital 2%, na qual se observam diversos pites que crescem a partir da superfície da amostra.

Foram realizadas medições de dureza Rockwell B ( $HR_B$ ) nas cinco amostras de tubos. Todas apresentam a dureza de acordo com a especificação nominal<sup>(7)</sup> prevista na literatura para o aço ASME A 210 *Grade A1* de, no máximo, 82 $HR_B$ .

#### 4 DISCUSSÃO

Em 1996, quando os especialistas diagnosticaram a causa da falha do *downcomer* que rompeu em serviço, concluíram que:

- o exame visual, a análise metalográfica e a análise dimensional evidenciaram um intenso processo de corrosão generalizada na superfície interna do tubo, reduzindo de forma acentuada a espessura da parede;
- foram realizadas medições de espessura de parede nos tubos dos *downcomers* próximos àquele que rompeu em serviço, obtendo-se valores de até 1,8 mm; e
- a redução da espessura da parede por corrosão reduziu a seção resistente do tubo, levando-o à ruptura.

Em 2006, quando ocorreram as falhas simultâneas nos tubos que ligam os *downcomers* e os coletores inferiores do evaporador, o laudo mostrou que:

- em todos os tubos retirados da caldeira, foram observadas marcas longitudinais nas laterais das curvas. Estas marcas estão na camada de óxido, resultando provavelmente de alterações no fluxo da água nas regiões curvas. Após o uso de escova, estas marcas desaparecem, restando, na camada metálica, pites agrupados;
- abaixo da camada de óxido, na região de escoamento alterado de água, concentram-se grupos de pites alinhados, cujo crescimento promove a redução da seção resistente das curvas. No interior de alguns pites, é observada a presença de trincas. A causa raiz da falha é a corrosão acelerada pelo fluxo (FAC). As rupturas dos dois *downcomers* ocorreram aparentemente de maneira simultânea. Nos registros de operação, não houve variação de carga, entretanto, os registros de pressão ocorrem em intervalos de tempo que não permitem o registro de variações instantâneas. Muito provavelmente, no momento da ruptura, ocorreu uma oscilação de pressão, levando as regiões com a espessura já comprometida a romperem.

Em 1996, quando ocorreu a explosão no tubo do *downcomer* relatado como Caso 1 do presente artigo, a abordagem do mecanismo de corrosão acelerada pelo fluxo (FAC) na literatura internacional era muito restrita. Até então, as caldeiras nos Estados Unidos, Japão e Europa operavam predominantemente em base, ou seja, continuamente, com a mesma pressão e temperatura. Após meados da década de 90, à medida que a operação das unidades geradoras nestes países passou a ser cíclica, surgiram diversos registros de acidentes (alguns com vítimas fatais).<sup>(8,9)</sup> A partir de então, passou-se a dar grande ênfase ao fenômeno de FAC. O relato do Caso 1 mostra que o perigo eminente de falha por FAC já existe no Brasil há muitos anos, uma vez que a operação de usinas termelétricas sempre se deu de maneira cíclica.

Em 2006, a falha dos tubos que ligam os *downcomers* e os coletores inferiores do evaporador já recebeu o laudo com a denominação formal de corrosão acelerada pelo fluxo como causa raiz da ruptura, ou seja, como o mecanismo que possibilitou o surgimento de pites na direção do fluxo na parede interna do tubo, provocando redução de espessura e nucleação de trincas. A caldeira em questão teve cerca de 600 partidas a frio/quente acrescidas de sucessivos testes hidrostáticos exigidos pela norma NR-13.<sup>(10)</sup> Estes testes contribuem para aumentar consideravelmente o tamanho das trincas. Essa é uma discussão que pode impactar na retirada da exigência legal do teste hidrostático pela NR-13, porém, com critérios técnicos (uso de ensaios não destrutivos confiáveis) que assegurem a segurança dos equipamentos envolvidos.<sup>(11)</sup>

A composição química do aço afeta diretamente a resistência do material à corrosão acelerada pelo fluxo (FAC). Os aços carbono, por exemplo, como o ASTM A 106 Grau B ou o DIN St 45.8, são os mais susceptíveis à erosão e à corrosão.

Estes aços são os preferidos pelos projetistas para tubulações de água e vapor que operam em temperaturas baixas (<350°C) e com baixas solicitações mecânicas, já que são selecionados visando à otimização de custos de montagem. Teores de cromo acima de 1% reduzem consideravelmente a susceptibilidade do material ao FAC.

Tem-se observado que as inspeções do tipo visual, medição de espessura por ultra-som e radiografia digital<sup>(12,13)</sup> apresentam confiabilidade na detecção da redução de espessura. Há uma vantagem do uso de radiografia digital quanto aos custos da inspeção, pois não é necessário remover o isolamento térmico.

## 5 CONCLUSÃO

No Brasil, a operação de caldeiras para geração termelétrica ocorreu sempre de maneira cíclica. Desta forma, os riscos de acidentes em tubulações por corrosão acelerada pelo fluxo (FAC) sempre estiveram presentes. Os dois casos de ruptura estudados no presente artigo, defasados de 10 anos, ocorreram através deste mecanismo, sendo que, quando houve o primeiro acidente, o fenômeno era pouco documentado na literatura internacional.

## REFERÊNCIAS

- 1 Dooley, R.B., Chexal, V.K., Flow-accelerated corrosion of pressure vessel in fossil plants International Journal of Pressure Vessel and Piping, v.77, p.85-90, 2000.
- 2 ASM Metals Handbook Corrosion v. 9, 1997.
- 3 EPRI Flow-accelerated corrosion in power plants, TR-106611-R1 Palo Alto, 1999.
- 4 Dooley, R.B.; Chexal, V.K. EPRI - Flow-accelerated corrosion. In: NACE CORROSION, paper 347, 1999.
- 5 Felipe, I., Gonçalves, C.G.; Alves, N. B., Durante, C. A. Thiele, A. S. A aplicação da manutenção preditiva para tubulações de água e vapor, associada ao fenômeno da erosão/corrosão acelerada devido ao fluxo III Seminário Catarinense de Manutenção, ABRAMAN, Santa Catarina, 2005.
- 6 Jonas, O Plant Alert: Don't let erosion/corrosion compromise safety Power p.38-39, 1996.
- 7 www.key-to-steel.com – Key to Steel Corporation Solution;
- 8 ASME Boiler and Pressure Vessel, Division I Power Boilers, 2007.
- 9 Ferrari, L. Programa de gerenciamento de perda de espessura da tubulação de Angra I 8ª COTEQ, Salvador, Bahia, Junho 2005;
- 10 Norma Regulamentadora 13 Caldeiras e Vasos de Pressão Ministério do Trabalho, www.normaslegais.com.br/legislacao/trabalhista/nr/nr13.htm, 2008.
- 11 Kansai Electric Power Co, Inc. A report on the conditions of the victims of the event at Mihama Unit 3 and on investigations of the automatic reactor trip, August 2004.
- 12 Felipe, L. Alerta de segurança e os riscos de acidentes devido a falhas em tubos de caldeiras e componentes associados grupo de trabalho GPT II, XIX SNPTEE, Rio de Janeiro, 2007.
- 13 Walker, S.M. EPRI NDE Center US 13 New NDE developments support rapid, economical screening for flow-accelerated corrosion. In: First International Conference on NDE in Relation to Structural Integrity for Nuclear and Pressurized Components, Amsterdam, 1998.