

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS**  
**Escola de Engenharia**  
**Departamento de Engenharia Mecânica**  
**Especialização em Engenharia de Soldagem**

Vitor Limongi Araújo

**INSPEÇÃO E REPARO EM CALDEIRAS DE RECUPERAÇÃO QUÍMICA EM  
SERVIÇO**

Belo Horizonte  
2023

Vitor Limongi Araújo

**INSPEÇÃO E REPARO EM CALDEIRAS DE RECUPERAÇÃO QUÍMICA EM  
SERVIÇO**

Monografia de especialização apresentada à Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial à obtenção do título de Especialista em Engenharia de Soldagem.

Orientador: Ariel Rodrigues Arias

Belo Horizonte  
2023

A663i

Araújo, Vitor Limongi.

Inspeção e reparo em caldeiras de recuperação química em serviço  
[recurso eletrônico] / Vitor Limongi Araújo. – 2023.

1 recurso online (89 f.: il., color.) : pdf.

Orientador: Ariel Rodriguez Arias.

“Monografia apresentada ao Curso de Especialização em  
Engenharia da Soldagem da Escola de Engenharia da Universidade  
Federal de Minas Gerais”

Bibliografia: f. 84-86.

Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.

1. Soldagem. 2. Caldeiras. 3. Celulose. I. Arias, Ariel Rodríguez.  
II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia.  
III. Título.

CDU: 621.791



Universidade Federal de Minas Gerais  
Escola de Engenharia  
Departamento de Engenharia Mecânica  
Programa de Pós-Graduação  
Curso de Especialização em Soldagem



## ATA 07ª/2023 DA DEFESA DE MONOGRAFIA DE ESPECIALIZAÇÃO

No dia 06 de dezembro de 2023, às 09:30 h, a Comissão Examinadora se reuniu remotamente para avaliar o trabalho:

**Título:** *INSPEÇÃO E REPARO DE CALDEIRAS DE RECUPERAÇÃO EM SERVIÇO*

**Aluno:** VÍTOR LIMONGI ARAÚJO – Matrícula: 2021663005

**Local:** Remotamente via plataforma "TEAMS".

### Parecer:

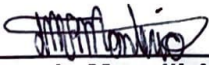
A Comissão Examinadora, após a apresentação pelo (a) candidato (a) durante 30 minutos e após ter argüido o(a) candidato(a) por 40 minutos, é de parecer FAVORAVEL à aprovação do trabalho de monografia com a nota final de 95 e sem (com ou sem) sugestões de modificação.

Sugere-se o prazo de \_\_\_\_\_ dias para efetuar-se as modificações sugeridas com revisão final acompanhada e homologada pelo orientador Prof. Dr. Ariel Rodriguez Arias.

### **Assinaturas:**

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Ariel Rodriguez Arias  
DEMEC/UFMG – Orientador

  
\_\_\_\_\_  
Eng. Marcos Vinicius de Paula  
ISQ - Avaliador

  
\_\_\_\_\_  
Enga. Fernanda Magalli Almeida Monteiro  
ISQ – Avaliador

  
\_\_\_\_\_  
Aluno: Vítor Limongi Araújo

## Resumo

As caldeiras de recuperação química são equipamentos críticos para o processo de produção de celulose e tem como função a recuperação de químicos inorgânicos do processo, além de gerar vapor que é utilizado para geração de energia ou utilidades da própria fábrica. Este equipamento é composto por diversos componentes que sofrem perda de sua resistência ao longo do tempo, decorrente de perda de espessura, *pitting* e/ou trincamento nos tubos, provocados pelos diversos mecanismos de dano aos quais estão susceptíveis, que são ativados pelos fatores críticos associados aos materiais, temperaturas, contaminantes e condições operacionais. Durante as paradas gerais de manutenção são realizadas inspeções com o objetivo de detectar e dimensionar esses danos, que em seguida são avaliados em relação a sua criticidade. O risco de explosão pelo contato água *smelt* decorrente de um eventual vazamento de tubos da parede d'água, dos superaquecedores e *screen* impõe uma responsabilidade extremamente elevada aos responsáveis, que adotam medidas conservadoras para análise e reparação de danos, que em vários casos são realizados com base empírica. Os reparos mais comuns são os desbastes para remoção de trincas, *weld build up* para recomposição de espessuras ou substituição de trechos de componentes. O principal desafio que se impõe sobre esses reparos é a dificuldade de realizá-los em uma condição de campo, com recursos e tempo limitados e devido ao emprego eventual de juntas dissimilares, tubos compostos e de difícil soldabilidade, além do acesso limitado e ausência de informações de projeto. O objetivo desse trabalho foi o de criar um guia prático para tomada de decisão em relação aos danos identificados e catalogar os principais procedimentos de reparo realizados em caldeiras de recuperação de álcalis em seus principais componentes, com base em boas práticas de engenharia reconhecidas e geralmente aceitas.

Palavras-chave: caldeiras de recuperação; reparo em serviço; soldagem; integridade estrutural; gestão de ativos; papel e celulose; inspeção.

## **Abstract**

*Chemical recovery boilers play a critical role in the pulp and paper production process, serving to recover inorganic chemicals while generating steam for energy production or factory utilities. These complex systems consist of multiple components that experience a gradual loss of strength over time, primarily due to thickness reduction, pitting, and/or cracking in the tubes. These issues are triggered by various damage mechanisms associated with critical factors, including materials, temperatures, contaminants, and operational conditions. Regular maintenance turnarounds involve inspections aimed at detecting and quantifying such damages, which are subsequently evaluated based on their criticality.*

*Of particular concern is the risk of explosion resulting from potential water-smelt contact due to tube leaks in the water wall, superheaters, and screens. The responsibility entrusted to those in charge is exceptionally high, demanding the adoption of conservative measures for damage analysis and repair. In many cases, repairs are performed based on empirical knowledge. The most common repair techniques involve grinding to remove cracks, weld buildup to restore thickness, or replacement of component sections. However, executing these repairs in field conditions poses significant challenges due to limited resources, time constraints, the presence of dissimilar joints, composite tubes with poor weldability, and restricted access, coupled with a lack of design information.*

*This study aimed to develop a comprehensive and practical guide to aid decision-making regarding identified damages in alkali recovery boilers. Furthermore, it aimed to catalog the main repair procedures employed on the boilers' crucial components, based on recognized and generally accepted good engineering practices.*

*Keywords: recovery boilers; in service repair; welding; structural integrity; asset management; pulp and paper; inspection.*

## Sumário

1. INTRODUÇÃO .....	10
1.1. Descrição resumida de uma caldeira de recuperação .....	10
1.2. Disposições construtivas das caldeiras de recuperação química e materiais empregados.....	15
2. REFERÊNCIAS PARA INSPEÇÃO E REPARO EM SERVIÇO.....	23
2.1. ASME PCC-2 - Repair of pressure equipment and piping .....	23
2.2. BLRBAC - Materials & Welding Guidelines for Black Liquor Recovery Boilers-2013	24
2.3. ABTCP - Guia para Inspeção Periódica de Caldeiras de Recuperação – 2023	24
2.4. ABTCP - Inspeção de Lanças de Sopradores de Fuligem Retrâteis de Caldeiras de Recuperação .....	25
2.5. ABTCP - Guia para Definição de Prazo para Inspeção Periódica de Caldeiras de Recuperação .....	25
2.6. ABTCP - Guia para Inspeção de Tubos de Aço Carbono Pinados em Fornalhas de Recuperação.....	25
2.7. TAPPI - TIP 0402-18 Ultrasonic testing for tube thickness in black liquor recovery boilers .....	26
2.8. TAPPI - TIP 0402-21 Ultrasonic technician performance test for boiler tube thickness measurement.....	26
2.9. TAPPI - TIP 0416-26 Best practices for Recovery Boiler Inspection.....	26
2.10. TAPPI - TIP 0402-30 Inspection for cracking of composite tubes in black liquor recovery boilers.....	27
2.11. TIP 0402-38 Best practice guidelines for detecting and mitigating waterside cracking (stress-assisted corrosion) in power and recovery boilers.....	27
2.12. API 579 / ASME FFS-1 - Fitness-For-Service .....	27
3. PRINCIPAIS MECANISMOS DE DANO .....	28
3.1. Lado da água .....	28

3.1.1.	Corrosão sob depósito .....	28
3.1.2.	Corrosão por pitting .....	30
3.1.3.	Corrosão galvânica por presença de cobre .....	30
3.1.4.	Corrosão sob tensão cáustica.....	31
3.2.	Lado dos gases.....	32
3.2.1.	Corrosão a alta temperatura .....	32
3.2.2.	Fluência .....	34
3.2.3.	Corrosão ácida (cold end corrosion) .....	36
3.2.4.	Corrosão galvânica .....	37
3.2.5.	Corrosão sob tensão cáustica.....	38
3.2.6.	Trincamento por fadiga .....	39
3.2.7.	Trincamento por fadiga térmica .....	40
3.2.8.	Trincamento por corrosão fadiga .....	43
3.2.9.	Afinamento por atrito, abrasão e erosão.....	45
3.2.10.	Danos mecânicos.....	47
4.	INSPEÇÃO EM SERVIÇO E CRITÉRIOS DE ACEITAÇÃO.....	49
4.1.	Medição de espessura por ultrassom .....	50
4.1.1.	Aparelhagem.....	50
4.1.2.	Técnica operatória .....	52
4.1.3.	Regiões de monitoramento .....	53
4.1.4.	Crítérios de aceitação .....	55
4.2.	Líquido penetrante .....	57
4.2.1.	Técnica operatória .....	58
4.2.2.	Regiões de monitoramento .....	59
4.2.3.	Crítérios de aceitação .....	59
4.3.	Partículas magnéticas.....	61
4.3.1.	Técnica operatória .....	61



4.3.2.	Regiões de monitoramento .....	62
4.3.3.	Critérios de aceitação .....	62
4.4.	Outros ensaios não destrutivos.....	62
4.4.1.	ACFM.....	62
4.4.2.	EMAT.....	63
5.	MÉTODOS DE REPARO .....	65
5.1.	Remoção de trincas .....	65
5.1.1.	Tubos compostos ou com weld overlay na zona protegida e superaquecedores .....	66
5.1.2.	Demais regiões com risco de contato água/smelt.....	67
5.1.3.	Demais regiões sem risco de contato água/smelt.....	67
5.2.	Recomposição de espessura por <i>weld overlay</i> .....	68
5.2.1.	Tubos compostos ou com weld overlay na zona protegida e superaquecedores .....	69
5.2.2.	Demais regiões .....	71
5.3.	Substituição de trecho.....	71
5.4.	Abertura de <i>cap</i> com realização de enxerto.....	75
5.5.	Reparo de tubo furado ou com trinca passante em superaquecedores .....	76
5.5.1.	Procedimento de reparo de solda para corte com maçarico, corte com retificadora, danos por ferramentas afiadas ou abertura de arco severa .....	77
5.5.2.	Procedimento de reparo para trincas.....	77
6.	AVALIAÇÃO DE CRITICIDADE DE DANOS .....	79
6.1.	Perda de espessura .....	79
6.1.1.	Tubos curvados .....	81
6.1.2.	Coletores e tubulões .....	83
6.2.	Trincamento .....	84
6.3.	Amassamento .....	84
7.	CONCLUSÃO .....	86

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	87
------------------------------------	----

## 1. INTRODUÇÃO

A produção da celulose utiliza o ciclo *Kraft*, em que a caldeira de recuperação química é responsável pela recuperação dos químicos inorgânicos do processo, sendo um dos principais ativos dessa indústria. O Brasil conta com 49 caldeiras de recuperação, sendo 47 em operação, e a cada ano são construídas novas fábricas com maior capacidade de produção, impondo maiores cargas e temperaturas à essas caldeiras, que passam a demandar materiais com maior resistência a corrosão e a altas temperaturas. Até 2028 estão previstos investimentos superiores a R\$60 bilhões em expansões e novos projetos. O crescimento do mercado e o envelhecimento desses ativos, cuja idade média é de 23 anos, impõe uma demanda crescente por profissionais especializados em inspeção e reparo em serviço desses equipamentos.

Este trabalho tem o objetivo de descrever as melhores práticas para inspeção e reparo em componentes de caldeiras de recuperação química em serviço, de modo a servir como um guia para consulta e tomada de decisão durante a inspeção em serviço desses equipamentos. As caldeiras de recuperação química serão referenciadas ao longo do texto como caldeiras de recuperação, como simplificação.

### 1.1. Descrição resumida de uma caldeira de recuperação

O processo *Kraft* é o método mais utilizado na produção de papel e celulose no mundo. Ele utiliza uma solução aquosa aquecida de NaOH e Na<sub>2</sub>S para dissolver a lignina da madeira e separar suas fibras na etapa referida como cozimento. A recuperação dos químicos orgânicos e inorgânicos desse cozimento é alcançada através dos seguintes passos: i) concentração do licor preto; ii) queima do licor preto concentrado em uma caldeira de recuperação para produzir vapor, energia, e uma escória fundida contendo Na<sub>2</sub>S e Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> denominada *smelt*; iii) dissolução do *smelt* em água para produzir licor verde, que é então caustificado com cal (CaO) para regenerar NaOH; e iv) separação do lodo de cal precipitado (CaCO<sub>3</sub>) do licor branco, e queima do lodo em um forno de cal para regenerar cal. Portanto, além de gerar vapor para a fábrica, a caldeira de recuperação desempenha um papel fundamental no processo de produção.

Pode-se dividir a caldeira entre o circuito dos gases e o circuito água/vapor (designada como parte de pressão). No circuito dos gases o licor preto é pulverizado em gotículas na fornalha através de pulverizadores localizados em cada uma das quatro paredes da fornalha, que se depositam no fundo da fornalha formando um leito de combustão. Durante o voo essas gotículas passam pelo processo de secagem (evaporação do residual de água) e pirólise. As gotículas expandem-se e formam partículas em forma de “pipoca”, reduzindo o seu tamanho à medida em que a pirólise/combustão avança, reduzindo o seu tamanho até formarem o *smelt*.

Figura 1 – Pulverizador de licor preto.



O ar necessário para a combustão é insuflado na caldeira por ventiladores e adentram por aberturas nas paredes da fornalha, distribuídos em diversos níveis. Os gases de combustão passam pelos diversos componentes da caldeira até chegar ao duto de saída, onde são direcionados para o precipitador eletrostático e em seguida a chaminé.

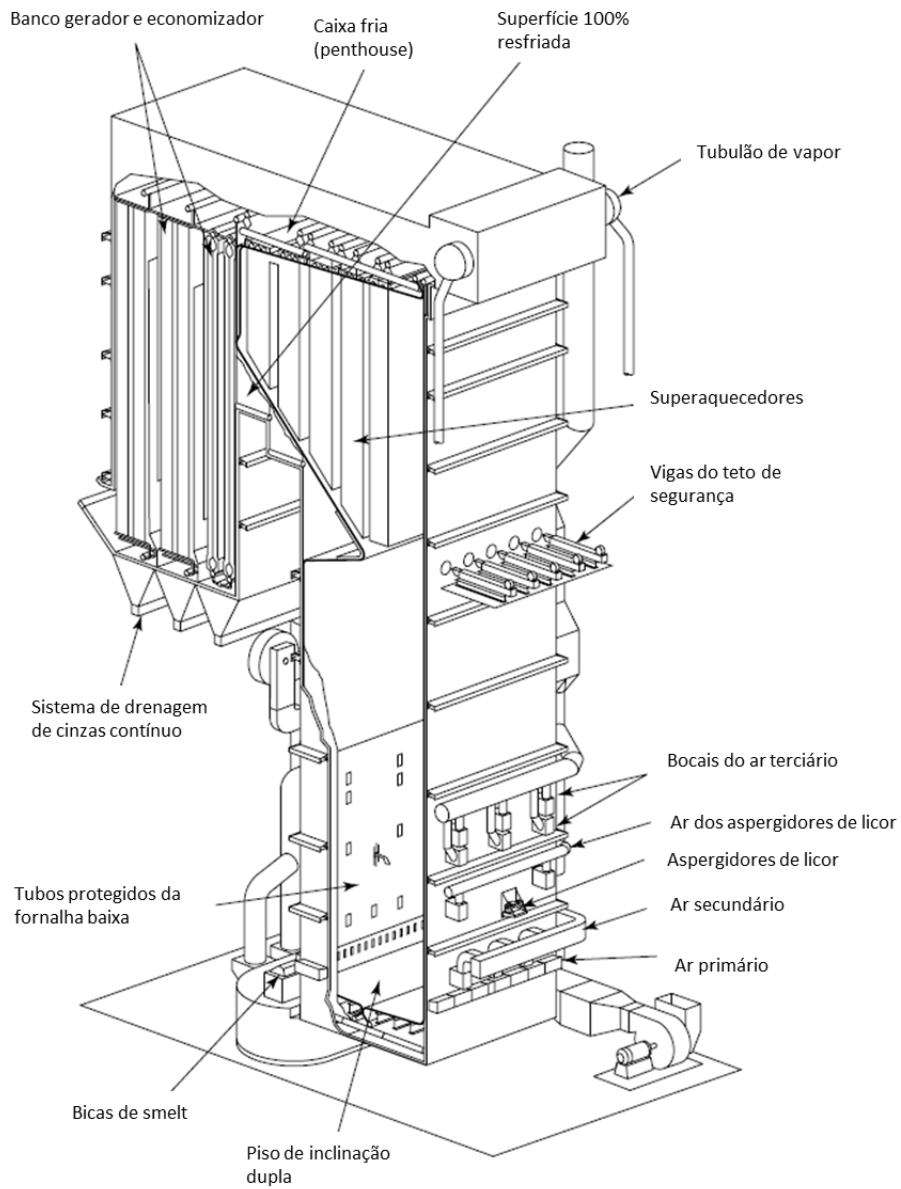
Na parte de pressão a água de alimentação de caldeira, após passar pelo desaerador, alimenta os economizadores e em seguida alimenta o tubulão de vapor. Todas as caldeiras de recuperação modernas são fabricadas com apenas um tubulão de vapor, que tem como função a separação do vapor saturado do líquido subresfriado, promoção da circulação natural da água na caldeira, através dos *downcomers* e

separação das gotículas de água maiores do vapor saturado antes de sua entrada nos superaquecedores, através dos ciclones e separadores secundários instalados em seu interior. A água subresfriada alimenta os coletores inferiores da caldeira e a fornalha, banco gerador e screen, onde o vapor gerado é direcionado novamente para o tubulão de vapor. O vapor saturado em seu interior é então direcionado aos superaquecedores e em seguida para a linha de vapor principal.

As paredes da fornalha são formadas por tubos ligados por membranas, assim como as paredes da fornalha alta onde se posicionam os superaquecedores e banco gerador (feixe de convecção). Após essa região as paredes são formadas por chapa metálica.

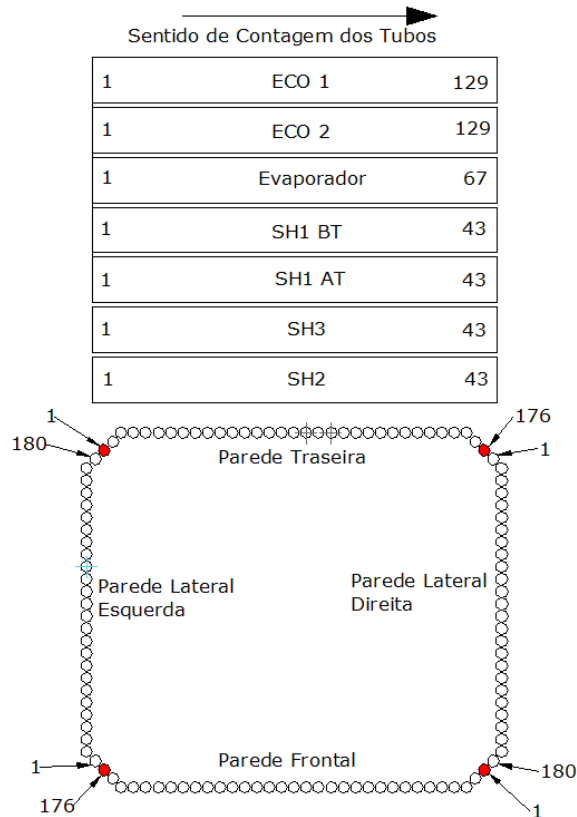
As caldeiras possuem ainda um sistema de queima auxiliar, com queimadores que utilizam óleo diesel ou gás natural e são utilizados nas partidas e paradas ou para estabilização do processo.

Figura 2 - Desenho esquemático de uma caldeira de recuperação contemporânea.



Adaptado de *STEAM – Its Generation and use (2015)*.

Figura 3 - Esquema típico de contagem de tubos e identificação das paredes da fornalha de uma caldeira de recuperação.



As caldeiras de recuperação apresentam um risco potencial de explosão na eventualidade do contato entre a água e o *smelt* em decorrência de vazamento em tubos, principalmente na região da fornalha, tornando a inspeção em serviço desses equipamentos uma tarefa crítica.

## 1.2. Disposições construtivas das caldeiras de recuperação química e materiais empregados

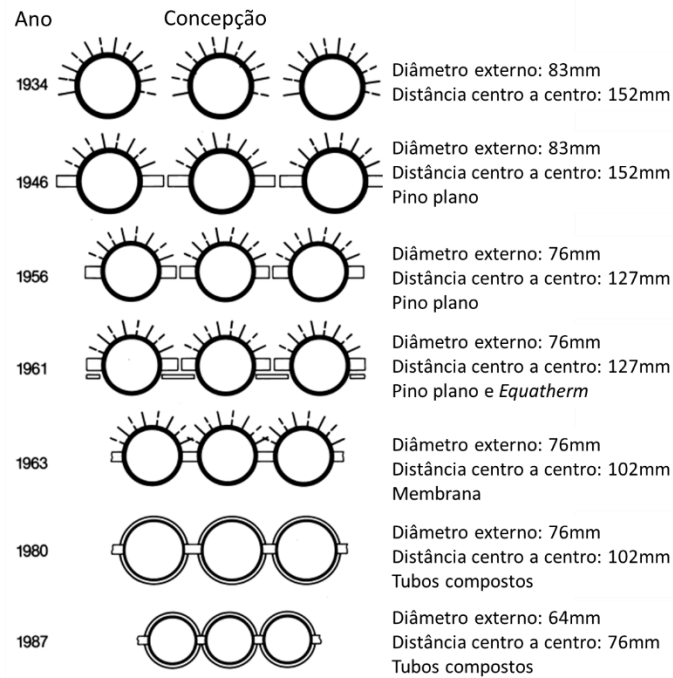
Apesar do processo de recuperação *Kraft* ter sido implementado na Alemanha no final dos anos 1870, a primeira caldeira de recuperação entrou em operação em 1929 (VAKKILAINEN, 2005). Ao final da segunda guerra mundial as caldeiras já apresentavam a configuração de dois tubulões, padrão vigente até meados dos anos 1980, quando passaram a surgir as primeiras caldeiras com apenas o tubulão de vapor, padrão vigente até os dias atuais. Nos anos 1940 foram implementados os sopradores de fuligem retráteis, que utilizam o vapor como meio de limpeza dos feixes, eliminando a limpeza manual, o que tornou possível os projetos de caldeiras de grande porte. As caldeiras de recuperação atuais processam até 12.000 toneladas de sólidos secos por dia, com temperaturas de vapor de até 515°C e pressão de operação de até 12,4Mpa.

A principal preocupação de projeto de uma caldeira de recuperação é proteger o piso da fornalha baixa e os tubos da parede d'água contra a corrosividades do *smelt* e dos gases parcialmente queimados, que formam uma atmosfera redutora, cuja pressão parcial de oxigênio é insuficiente para formar uma camada de óxido protetor ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ), mas contém a sulfidez necessária para a formação de FeS, promovendo o avanço da corrosão. A abordagem mais amplamente aceita nos dias de hoje é a utilização de tubos compostos (tubo de aço inoxidável sobre uma base de aço carbono) até uma extensão de 1m acima das portas de ar terciário, embora alguns fabricantes adotem tubos com deposição de *weld overlay* na zona protegida, que tem apresentado bons resultados, principalmente com os recentes avanços nos processos automatizados. Acima dessa elevação, tubos de aço carbono unidos por membranas são utilizados.

Até o início da década de 1980 a zona protegida utilizava o próprio “*smelt* congelado” como proteção dos tubos de aço carbono do contato com o *smelt* e os gases de combustão. Para tal, os tubos eram cobertos por pinos soldados pelo processo de soldagem de pinos capacitiva (*stud welding*), o que aumentava a área de transferência de calor entre os tubos pinados e o *smelt*, resfriando-o até a solidificação, que ocorre entre 730°C e 770°C para uma sulfidez entre 30 e 40% (FLOOR...,2019).



Figura 4 -Evolução da concepção construtiva dos tubos da parede d'água.



Adaptado de *STEAM* (2015).

Um pouco tempo após a introdução dos tubos compostos, tipicamente fabricados com uma camada externa em aço inoxidável SA-304L (18Cr-10Ni) e a camada interna em SA-210 A1, problemas relacionados ao ataque por hidróxido de sódio à camada de inoxidável na região das aberturas de ar foram relatados, além da ocorrência de trincamento da camada de 304L entre os tubos e as aletas nas regiões do piso e aberturas de ar primário. A causa do trincamento estava relacionada à diferença entre os coeficientes de dilatação térmica entre o aço carbono e o 304L, que foi corrigida com o emprego de outros materiais, como a aplicação de liga de Inconel 625 e uma variante proprietária da liga Inconel 825, denominada SANICRO® 38 (≈19,5-23,5% Cr-38,0-46,0% Ni), que também apresenta resistência a corrosão superior ao 304L (KEISER, 2003).

Em relação à concepção da fornalha baixa com tubos revestidos por *weld overlay*, é realizada uma deposição de cerca de 3mm a 4mm de aço inoxidável ferrítico com 25% de Cr na elevação do piso até aproximadamente 500mm acima das entradas de ar. A partir desse ponto a camada de *weld overlay* é realizada com aço inoxidável com 18% de Cr que se estende até logo após a elevação das entradas de ar terciário inferiores. As principais vantagens dessa concepção é a facilidade de execução de reparos e um

menor potencial para ocorrência de corrosão galvânica nas zonas de transição com o aço carbono no fundo e na altura das aberturas do ar terciário, devido a uma menor diferença de potencial entre o aço carbono e o inoxidável ferrítico, em relação aos materiais austeníticos aplicados nos tubos compostos. As desvantagens estão associadas ao processo manual utilizado nos tubos curvados das aberturas que levam a eventuais defeitos de falta de fusão, poros e variações significativas na camada de *weld overlay*.

O uso de tubos em aço inoxidável sólido na fornalha baixa não é aconselhado, pela possibilidade de ocorrência de trincamento do lado da água por corrosão sob tensão.

O fundo das caldeiras de recuperação pode ser inclinado ou plano (de decantação), sendo o primeiro com inclinação de 4 a 6 graus para promover a drenagem do *smelt* em direção às canaletas e o segundo mantém uma piscina de *smelt* na fornalha baixa (STEAM, 2015). Os tubos do fundo estão sujeitos ao impacto de pedras de sulfato que se acumulam nas partes mais altas da caldeira, em elevações de até 40m em relação ao fundo. Essas pedras podem atingir centenas de quilogramas de massa e frequentemente se desprendem, liberando grande quantidade de energia ao se chocar com o fundo. Algumas medidas como a instalação de um feixe de tubos denominado *screen*, que sai da região do nariz em direção à parede frontal, serve como um “picador de pedras”, reduzindo o seu tamanho e, conseqüentemente, a violência do impacto no piso. Além do risco de queda de pedras, os tubos do fundo estão sujeitos a queda de vestígios de acessórios operacionais da caldeira como limpadores das aberturas e ponteiros de lanças de sopradores de fuligem, podendo causar danos severos e até a ruptura de tubos (WENSLEY, 2004).

Figura 5 – Dano em tubo composto do fundo da caldeira decorrente de queda de material.



Figura 6 - Substituição de trechos do fundo de uma caldeira de recuperação deformados por queda de pedras de sulfato.



Extraído de WENSLEY (2004).

Após a substituição de tubos pinados por tubos compostos com revestimento em 304L no fundo da fornalha, observou-se a ocorrência de trincamento nesses tubos ao final dos anos 1980 e início dos anos 1990. Esses trincamentos estão relacionados com a lavagem da caldeira após a parada, sem que fosse realizada uma extração de *smelt* adequada ou antes que os tubos atingissem uma temperatura abaixo dos 150°C. O contato com *smelt* hidratado, com alto teor de sulfetos e álcalis, cria condições favoráveis para a ocorrência de corrosão sob tensão.

As caldeiras modernas estendem o comprimento dos tubos compostos Sanicro 38® das paredes traseira e frontal em uma faixa de aproximadamente 800mm após as curvas que formam o fundo e consideram 5 tubos de Sanicro 38® em cada lado do

fundo junto às paredes laterais, por ser uma zona de estagnação de *smelt*. As outras regiões do fundo são fabricadas em tubos lisos de aço carbono, conforme indicado na Figura 8. A proteção do fundo é feita pela aplicação de sulfato de sódio em sacos ou em solução antes da partida da caldeira. O sulfato de sódio possui temperatura de fusão de 884°C e é de fácil obtenção, por ser um produto de uso corrente da fábrica. Acredita-se que o contato do licor negro não queimado com os tubos durante a partida da caldeira pode formar uma solução alcalina forte, podendo causar corrosão severa nos tubos (FLOOR...,2019).

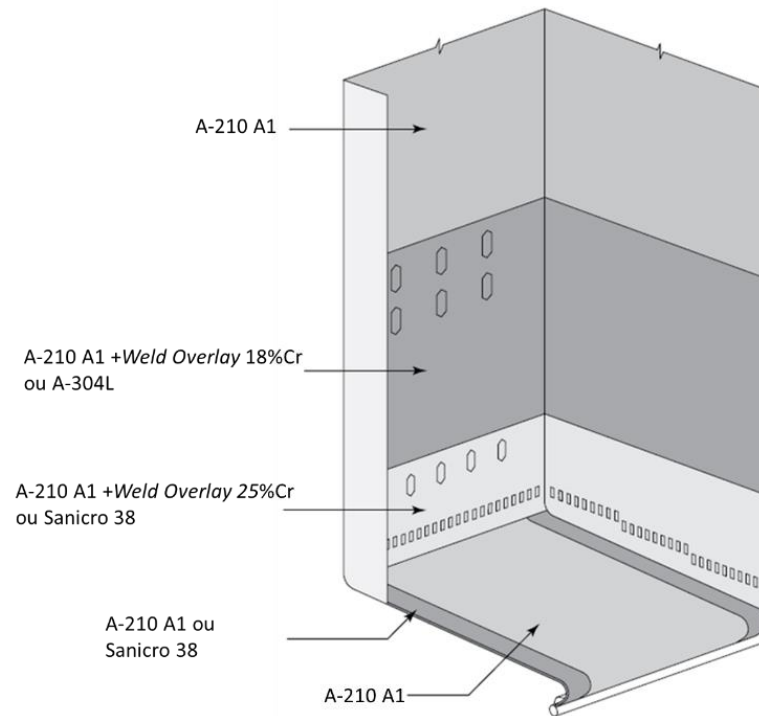
Figura 7 - Fundo de uma caldeira de recuperação coberto por sacos contendo sulfato de sódio.



(FLOOR...,2019)

Alguns fabricantes utilizam refratário para proteção do fundo, embora seja uma estratégia limitada a alguns fabricantes. Apesar de conferir uma maior proteção aos tubos do fundo, o refratário é de difícil remoção e sua aplicação demanda um processo adequado para cura, que pode aumentar o tempo de parada, além do custo elevado.

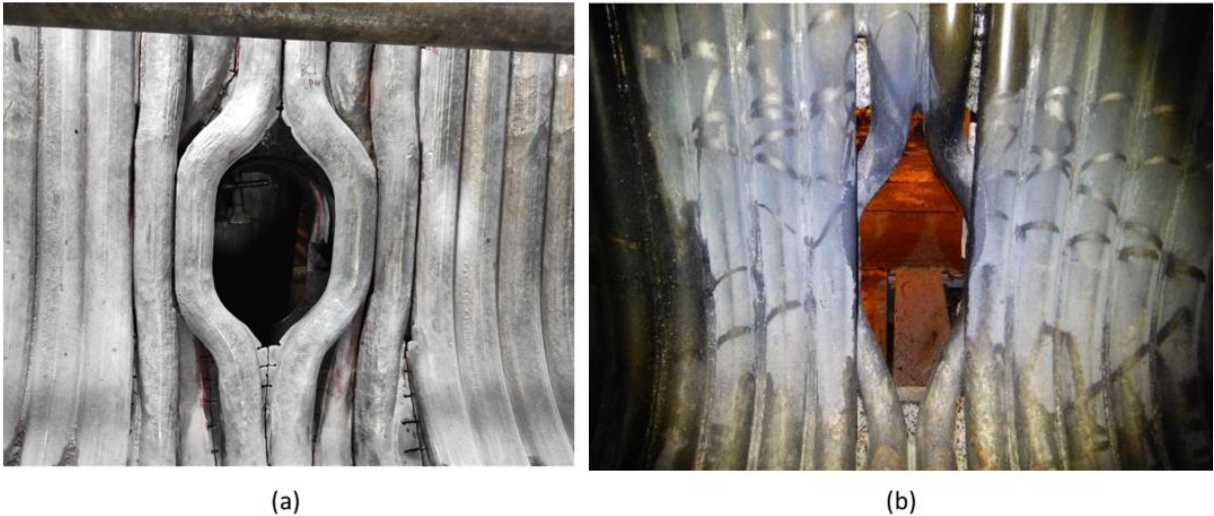
Figura 8 - Materiais típicos empregados na fornalha baixa.



Adaptado de STEAM (2015).

Atenção especial é dada às aberturas da parede d'água para as entradas de ar, bocas de visita e lanças dos sopradores de fuligem, que demandam o curvamento dos tubos. Até os anos 1990 era comum a instalação de aletas nas extremidades das aberturas, que eram grandes concentrados de tensão, causando trincamento e o conseqüente vazamento dos tubos, além de se deteriorarem pela exposição à alta temperatura (grafitização). As aberturas das caldeiras modernas são fabricadas sem essas aletas, sendo o espaço existente entre os bocais e a parede d'água preenchidos por refratário. Uma das regiões mais críticas da caldeira a ser monitorada são as aberturas das canaletas (localizadas tipicamente na parede traseira) e as aberturas de ar primário, distribuídas nas quatro paredes. O trincamento nessas regiões é frequentemente associado com uma variabilidade operacional da altura do leito do fundo da fornalha, provocando trincas de fadiga-corrosão, o que pode ser amenizado por um projeto com aberturas mais alongadas, reduzindo o raio de curvatura dos tubos (KEISER,2003).

Figura 9 - Aberturas na parede d'água, canaletas de *smelt* - (a) Construção em *weld overlay* com aletas (b) Construção em tubo composto sem aletas.



Nos superaquecedores são utilizados diversos materiais de acordo com a temperatura de cada parte do componente e a susceptibilidade à corrosão, com atenção especial às curvas inferiores. Os materiais mais comuns são os de aço carbono baixa liga como SA-213 T12, T22, T24, com ou sem revestimento de *weld overlay* em 309L e tubos compostos. Atenção especial é dada à diferença do coeficiente de expansão desses materiais, o que exige a instalação de cliques deslizantes entre os tubos para que seja garantida a forma da serpentina, sem ocorrência de deformações plásticas. Esses cliques são pontos susceptíveis à nucleação de trincas devido aos esforços a que são submetidos, sendo um componente sensível para inspeção. Algumas caldeiras apresentam barras antivibração que conectam as serpentinas do superaquecedor entre si, evitando que a excitação desses painéis pelo fluxo de gás e pelo vapor de sopragem induzam vibrações que podem resultar em trincas de fadiga na porção superior desses componentes, onde os tubos estão soldados com a caixa de refratário na passagem pelo teto da caldeira em direção ao *penthouse*.

Figura 10 - Exemplo de cliques deslizantes de um painel do superaquecedor.





## 2. REFERÊNCIAS PARA INSPEÇÃO E REPARO EM SERVIÇO

A nível internacional as principais referências para inspeção e reparo de caldeiras em serviço são as linhas guias do *BLRB – Black Liquor Recovery Boiler Advisory Committee*, os artigos técnicos informativos (*TIP*) do *TAPPI – Technical Association of The Pulp and Paper Industry* e os códigos pós construção da ASME, que são mais genéricos. No Brasil destacam-se os *Position Papers* publicados pela ABTCP – Associação Brasileira Técnica de Papel e Celulose.

Ressalta-se o fato de que muito do que foi publicado ao longo da década de 1980 já não apresenta uma aplicação prática, tendo em vista a evolução dos materiais empregados e das disposições construtivas das caldeiras modernas, que eliminaram algumas preocupações, mas impuseram novos desafios decorrentes do uso de novos materiais submetidos a condições operacionais mais severas.

Tabela 1 - Documentos de referência para inspeção e reparo de caldeiras de recuperação em serviço.

Organização	Publicação
<b>ASME</b>	<i>ASME PCC-2 - Repair of Pressure Equipment and Piping</i>
<b>BLRBAC</b>	<i>Materials &amp; Welding Guidelines for Black Liquor Recovery Boilers - 2013</i>
<b>ABTCP</b>	Guia para Inspeção Periódica de Caldeiras de Recuperação Inspeção de Lanças de Sopradores de Fuligem Retrâteis de Caldeiras de Recuperação Guia para Definição de Prazo para Inspeção Periódica de Caldeiras de Recuperação Guia para Inspeção de Tubos de Aço Carbono Pinados em Fornalhas de Recuperação
<b>TAPPI</b>	<i>TIP 0402-18 Ultrasonic testing for tube thickness in black liquor recovery boilers</i> <i>TIP 0402-21 Ultrasonic technician performance test for boiler tube thickness measurement</i> TIP 0416-26 Best practices for Recovery Boiler Inspection TIP 0402-30 Inspection for cracking of composite tubes in black liquor recovery boilers <i>TIP 0402-38 Best practice guidelines for detecting and mitigating waterside cracking (stress-assisted corrosion) in power and recovery boilers</i>
<b>ASME/API</b>	<i>API 579 / ASME FFS-1 , Fitness-For-Service</i>

### 2.1. ASME PCC-2 - Repair of pressure equipment and piping

Esta norma estabelece métodos para reparo de equipamentos, tubulações e dutos em serviço que estejam dentro do escopo da ASME. Esses métodos de reparo incluem o projeto, fabricação, inspeção e testes e podem ser temporários ou permanentes, a



dependem das circunstâncias. As principais contribuições desse documento para reparos em caldeiras de recuperação estão relacionadas às instruções sobre enxertos em tubos (*flush insert*), *weld overlay* para reposição de espessura em componentes com perdas localizadas e métodos para remoção de trincas em tubos e coletores.

## 2.2. BLRBAC - Materials & Welding Guidelines for Black Liquor Recovery Boilers-2013

Este documento apresenta uma compilação de práticas de soldagem e aplicação de materiais adquiridos pela experiência da comunidade ao longo dos anos na fabricação, manutenção e reparo de caldeiras de recuperação, sendo uma linha guia específica e consagrada para este tipo de equipamento. Este documento estabelece requisitos para a recuperação de áreas corroídas por *weld build up*, como a necessidade de determinação da espessura remanescente, inspeção para identificação de trincas no local a ser reparado, limpeza da área a ser reparada, a utilização de correntes baixas para evitar penetração excessiva ou diluição excessiva no caso de reposição de proteção anticorrosiva por *weld overlay*, a utilização de consumíveis compatíveis com o componente a ser reparado, altura máxima permitida do reforço e sua extensão para além da área corroída, além do controle de qualidade final por líquido penetrante ou partículas magnéticas. O documento estabelece os processos GMAW e GTAW como aqueles indicados para essas reparações localizadas.

Uma outra parte do documento aborda o reparo de furos ou trincas em superaquecedores, definindo dimensões máximas desses defeitos para utilização do método de reparo, além dos cuidados de preparação do bisel, remoção de cliques e controle de qualidade.

## 2.3. ABTCP - Guia para Inspeção Periódica de Caldeiras de Recuperação – 2023

Este documento publicado pelo Comitê de Segurança de Caldeira de Recuperação do Brasil e Uruguai define as responsabilidades das partes envolvidas na inspeção e aborda os aspectos relacionados à segurança, condicionamento da caldeira para inspeção, emprego de ensaios não destrutivos e amostragem necessária, mecanismos de dano relevantes e aspectos a serem observados na inspeção visual.

#### 2.4. ABTCP - Inspeção de Lanças de Sopradores de Fuligem Retrátéis de Caldeiras de Recuperação

A elaboração desse documento foi motivada por eventos de acidentes ocorridos no Brasil e no exterior em que a ponteira da lança, após falha, foi projetada para dentro da caldeira, provocando explosão *smelt*-água em pelo menos um desses eventos [11]. Este documento determina um plano de inspeção detalhado para detecção de corrosão interna e defeitos de solda, especialmente na união da ponteira com a lança.

#### 2.5. ABTCP - Guia para Definição de Prazo para Inspeção Periódica de Caldeiras de Recuperação

As revisões recentes da norma regulamentadora NR-13 permitiram a ampliação dos prazos de inspeção de caldeiras de recuperação de álcalis dos tradicionais 12 meses para até 24 meses em estabelecimentos com serviço próprio de inspeção e 18 meses para os demais estabelecimentos. Tipicamente os prazos variam entre 15 e 18 meses, limitados pela vida útil dos diversos componentes da caldeira, como as canaletas. Nesse contexto de flexibilização foi emitido o guia para definição de prazo, que define algumas diretrizes para ampliação de prazo, que é contraindicado em caso de vazamentos recentes ou ocorrência de trincas que possam levar ao contato água/*smelt*, histórico relevante de depósito do lado água, histórico de trincas as canaletas de *smelt*, ocorrência de reparos temporários, entre outros.

#### 2.6. ABTCP - Guia para Inspeção de Tubos de Aço Carbono Pinados em Fornalhas de Recuperação

Embora seja uma concepção de projeto ultrapassada, ainda existem diversas caldeiras em operação com tubos de aço carbono em fornalhas. Este documento apresenta os principais mecanismos de dano atuantes nesses componentes, como se evidenciam, os métodos de inspeção e critérios de aceitação, sendo uma ferramenta importante para o planejamento das inspeções e tomada de decisão.

## 2.7. TAPPI - TIP 0402-18 Ultrasonic testing for tube thickness in black liquor recovery boilers

O principal mecanismo de dano atuante em caldeiras de recuperação é o afinamento dos componentes por corrosão, erosão ou atrito. Além da inspeção visual, a medição de espessura por ultrassom é o método não destrutivo mais aplicado nesses equipamentos, em que em uma única inspeção pode ter mais de 23.000 pontos de medição. A medição de espessura por ultrassom em tubos de caldeira é uma atividade complexa, pois se trata de identificar defeitos pequenos, da ordem de até 3mm de diâmetro, em tubos de parede fina, entre 3mm e 7mm, e diâmetros de 2 a 3 polegadas. Essas condições impõem desafios relacionados às limitações do ultrassom (campo próximo) e dificuldades de acoplamento do transdutor em superfícies corroídas ou com pequenos diâmetros. Este documento estabelece os requisitos para preparação de superfície, especificação de aparelhagem e transdutores, rastreabilidade dos dados, qualificação de pessoal e layouts básicos do plano de medição de espessura.

## 2.8. TAPPI - TIP 0402-21 Ultrasonic technician performance test for boiler tube thickness measurement

A complexidade envolvida na realização de medições de espessura por ultrassom e os erros de medição identificados ao longo dos anos motivou a elaboração desse documento, que especifica layouts para a elaboração de painéis para teste cego de performance de inspetores de medição de espessura por ultrassom, assim como uma sistemática para avaliação e aprovação dos resultados.

## 2.9. TAPPI - TIP 0416-26 Best practices for Recovery Boiler Inspection

Este documento descreve uma metodologia para elaboração de um plano de inspeção para cada parte de uma caldeira de recuperação de acordo com os mecanismos de dano esperados.

## 2.10.TAPPI - TIP 0402-30 Inspection for cracking of composite tubes in black liquor recovery boilers

Este documento de 2002 aborda os problemas relacionados ao uso de tubos compostos em caldeiras de recuperação com 304L, em que destaca a ocorrência de trincas em tubos e membranas nas paredes d'água e pisos da caldeira.

## 2.11.TIP 0402-38 Best practice guidelines for detecting and mitigating waterside cracking (stress-assisted corrosion) in power and recovery boilers

Este documento descreve o mecanismo de dano por corrosão sob tensão e seus parâmetros de controle, com base em estudos abrangentes realizados na Europa e na América do Norte. O documento abrange componentes de caldeiras suscetíveis a corrosão sob tensão, métodos de inspeção e teste, avaliação de adequação ao uso e diretrizes gerais para mitigação do mecanismo.

## 2.12.API 579 / ASME FFS-1 - Fitness-For-Service

O API 579 / ASME FFS 1 teve a sua primeira versão lançada em 2000 e tem como objetivo realizar análises quantitativas de adequação ao uso de componentes em serviço que apresentam danos ou descontinuidades, quando os limites admissíveis do código original de construção do equipamento são ultrapassados. As metodologias do API 579 / ASME FFS-1, no entanto, só passaram a ser aceitas por algumas jurisdições nos EUA para aplicação em caldeiras de recuperação em 2007, sete anos após a publicação de sua primeira edição (SHARP, 2016). Dado o conservadorismo para avaliação de tubos cujo vazamento possa causar contato água/*smelt*, sua aplicação é limitada a alguns componentes das caldeiras de recuperação como tubulões, banco de tubos, evaporadores e economizadores.

### 3. PRINCIPAIS MECANISMOS DE DANO

Os mecanismos de dano são processos de natureza física, química, metalúrgica ou mecânica que promovem danos ou acumulação de danos. Os mecanismos de dano em caldeiras podem ser divididos entre aqueles que ocorrem do lado água e aqueles que ocorrem do lado gás. A degradação dos componentes já é prevista em projeto, mas pode ser agravada por operação fora da janela de integridade operacional, falhas de projeto ou descontrole do tratamento de água.

#### 3.1. Lado da água

Normalmente não é esperada a ocorrência de danos do lado água, dada a atenção dada ao tratamento da água que busca o controle dos teores de oxigênio, pH, sólidos em suspensão e uma formação adequada de uma camada fina de óxido protetor no interior dos tubos. Entretanto, desvios operacionais ou falhas de projeto podem prover fatores críticos para a ocorrência de mecanismos de dano do lado água.

##### *3.1.1. Corrosão sob depósito*

Os mecanismos de corrosão sob depósito ocorrem preferencialmente em regiões próximas aos queimadores e em regiões de elevada taxa de transferência de calor, na altura do ar secundário das paredes frontal e traseira. Os demais mecanismos podem ocorrer de forma generalizada.

Uma das formas de corrosão sob depósito ocorre após um descontrole da qualidade da água da caldeira, promovendo um aumento do pH. A elevação do pH dissolve a camada de óxido protetor no interior dos tubos, composta majoritariamente por magnetita,  $Fe_3O_4$ , provocando a corrosão localizada do aço, que libera íons de ferro na água e hidrogênio atômico na superfície, que por sua vez forma moléculas de  $H_2$  que evoluem como bolhas de hidrogênio gasoso na água. Após o atingimento do regime permanente, depósitos de precipitados podem se formar nas regiões corroídas, seja pela adição inadvertida de produtos químicos para tentar controlar a condição, seja pela presença de outros contaminantes na água. Esses depósitos reduzem a troca de calor do tubo com a água, criando um ponto quente que favorece

a concentração do meio. Sob esse depósito o hidrogênio atômico não consegue evoluir e aumenta a sua concentração, proporcionando a sua condição de entrada no aço. O hidrogênio então se combina com o carbono do aço formando gás metano,  $\text{CH}_4$ , que cria alta pressão interna e promove a descarbonetação do aço, levando à formação de *blisters* e de trincas que podem levar à fratura frágil do tubo. Este fenômeno é também conhecido por *Hot Water Oxidation* (HWO).

Figura 11 - Blister formado em tubo composto por dano por hidrogênio.



Extraído de BRUNO (2003).

Outra forma de corrosão sob depósito é a corrosão cáustica, em que não há degradação microestrutural, produzindo falhas de características dúcteis. O mecanismo de formação de depósito pode ser o mesmo que leva ao dano por HWO ou pela concentração de sais em regiões com elevada transferência de calor, como junto ao nível de *smelt*, nos tubos das aberturas dos queimadores e na região de componentes soldados diretamente ao tubo não arrefecido do lado da fornalha (FERREIRA, 2012). Essa concentração ocorre devido à ebulição que ocorre sob os depósitos porosos ou na linha de separação água/vapor. A elevada concentração de hidróxido de sódio aumenta drasticamente o pH causando corrosão do material sob o depósito.

Figura 12 - Corrosão sob depósitos em curvas inferiores de um feixe de economizador de uma caldeira de recuperação anos após uma ocorrência de contaminação da água por licor preto.



### 3.1.2. Corrosão por pitting

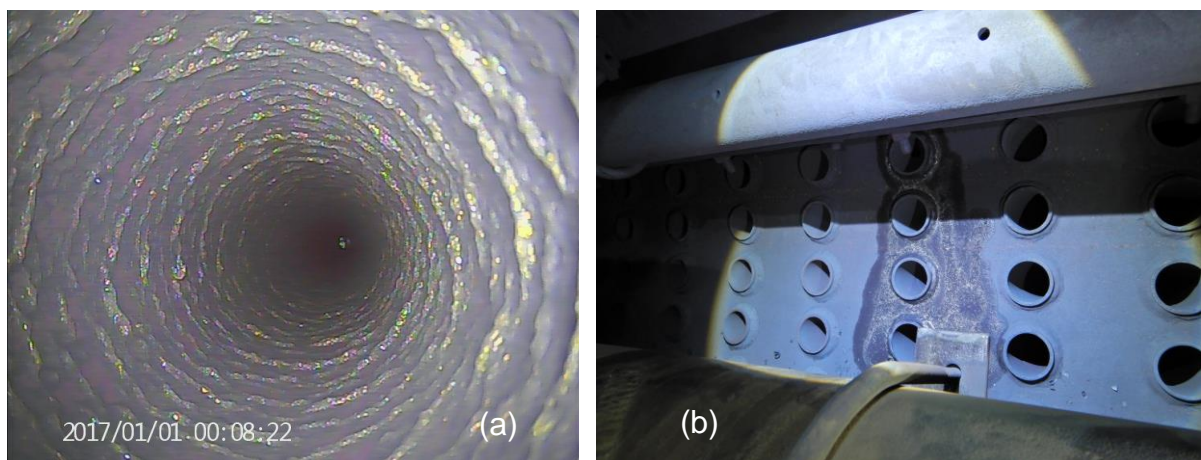
A corrosão por *pitting* ocorre quando há um aumento do oxigênio dissolvido na água, principalmente devido à deficiência do desaerador. O excesso de oxigênio dificulta a formação da camada de magnetita que eventualmente se destaca em condições transientes, formando óxidos menos estáveis e permitindo a progressão da corrosão. Os pites ocorrem de forma dispersa e podem se alinhar, favorecendo a concentração de tensões localizada e desencadeando outros mecanismos como corrosão fadiga ou trincamento cáustico.

### 3.1.3. Corrosão galvânica por presença de cobre

A presença de cobre na água de caldeiras não é incomum, uma vez que a contaminação pode se dar pelo material dos tubos dos condensadores de vapor da turbina e outros trocadores de calor, motivo pelo qual é recomendável a instalação de polimento de condensado no circuito. A presença de cobre dificulta a formação da camada de magnetita protetora e pode causar corrosão galvânica. A presença do cobre no interior dos tubos apresenta ainda um grande risco de trincamento na eventualidade de ser necessária a realização de soldas em tubos de água contaminados, em um fenômeno conhecido como *liquid metal fase cracking* (LMFC). Devido à menor temperatura de fusão do cobre em relação ao aço, o material do tubo se solidifica mais cedo, permitindo a introdução do cobre em estado líquido nos limites dos grãos austeníticos do aço durante o processo de resfriamento da poça de fusão.

Essa condição fragiliza as ligações entre os grãos austeníticos que, associada às tensões residuais de soldagem podem nuclear trincas intergranulares do lado água. Portanto, a presença de cobre pode impossibilitar até reparos de reposição de espessura por *weld overlay* em tubos de água, devido à possibilidade de fusão deste elemento durante o processo de soldagem. A presença de cobre pode ser detectada pela reação de uma solução de nitrato de prata nas superfícies do tubulão de vapor ou através de videoscopia no interior dos tubos

Figura 13 - (a) Videoscopia em tubo da fornalha baixa indicando presença de cobre e (b) reação de solução de nitrato de prata com resíduos de cobre no interior do tubulão de vapor.



#### 3.1.4. Corrosão sob tensão cáustica

A corrosão sob tensão cáustica é caracterizada por trincas superficiais que ocorrem em componentes expostos a ambientes cáusticos (soluções de hidróxidos alcalinos) a elevada temperatura, prioritariamente na adjacência de soldas sem tratamento térmico de alívio de tensões. O mecanismo afeta aços carbono, baixa liga e inoxidáveis da série 300, sendo as ligas a base de níquel mais resistentes.

Do lado água verifica-se a ocorrência de SCC no tubulão de vapor e em curvas inferiores dos superaquecedores fabricadas em aço inoxidável sólido, o que desencorajou projetos com essa concepção. O risco de ocorrência de SCC é uma das maiores preocupações na realização de reparos na zona protegida, pela possibilidade de perfuração da camada de aço carbono, permitindo o contato do aço inoxidável com a água.

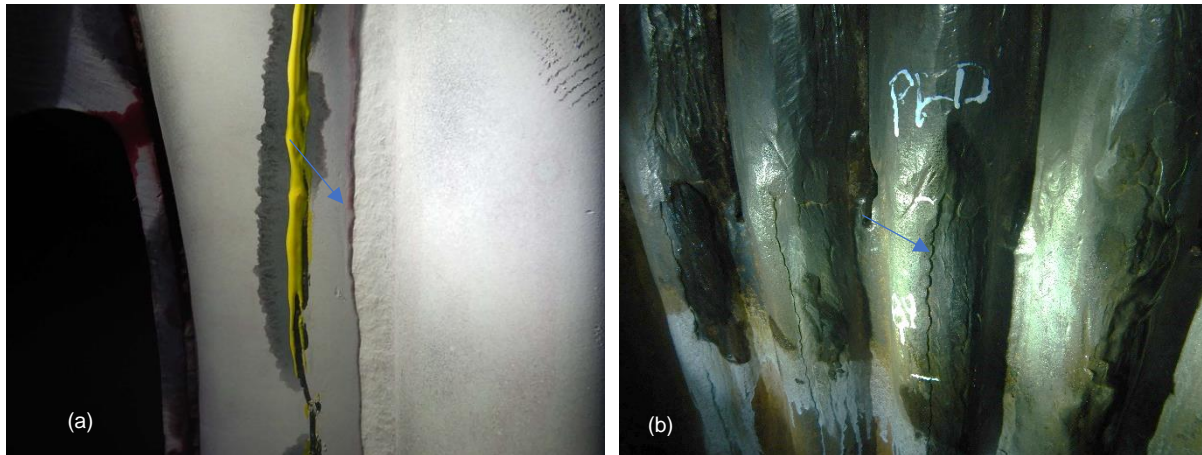


## 3.2. Lado dos gases

### 3.2.1. Corrosão a alta temperatura

A fornalha baixa e os superaquecedores são susceptíveis à corrosão por sulfidação, favorecida pela atmosfera redutora e as altas temperaturas na superfície dos tubos, que podem ultrapassar os 500°C. De acordo com VAKKILAINEN (2005), o ferro, cromo ou níquel reagem com enxofre na fase gás formando sulfeto de ferro, sulfeto de cromo ou sulfeto de níquel respectivamente, elementos que reduzem a camada oxidada protetora dos tubos metálicos. A sulfidação no aço carbono passa a ocorrer a partir dos 310°C, sendo os aços inoxidáveis da série 300 mais resistentes a esse mecanismo, sendo o tubo composto com revestimento em 304L mais utilizado para prevenção desse fenômeno, assim como o Sanicro® 38. Também se verificam deposições de *weld overlay* em 304L em tubos de superaquecedores para mitigação desse mecanismo. As ligas a base de níquel também são afetadas em vários níveis de acordo com a sua composição, motivo pelo qual a concepção da zona protegida com *weld overlay* na fornalha baixa utiliza uma liga de aço inoxidável ferrítico. Atenção especial é dada aos cantos das aberturas de ar primário, devido à libertação de calor proveniente da queima de licor preto não queimado que se deposita nessa região, provocando maiores taxas de corrosão (FERREIRA, 2012).

Figura 14 - Corrosão localizada em (a) tubo protegido com Sanicro 38 no ar primário e (b) com *weld overlay* nas aberturas de queimadores de partida.

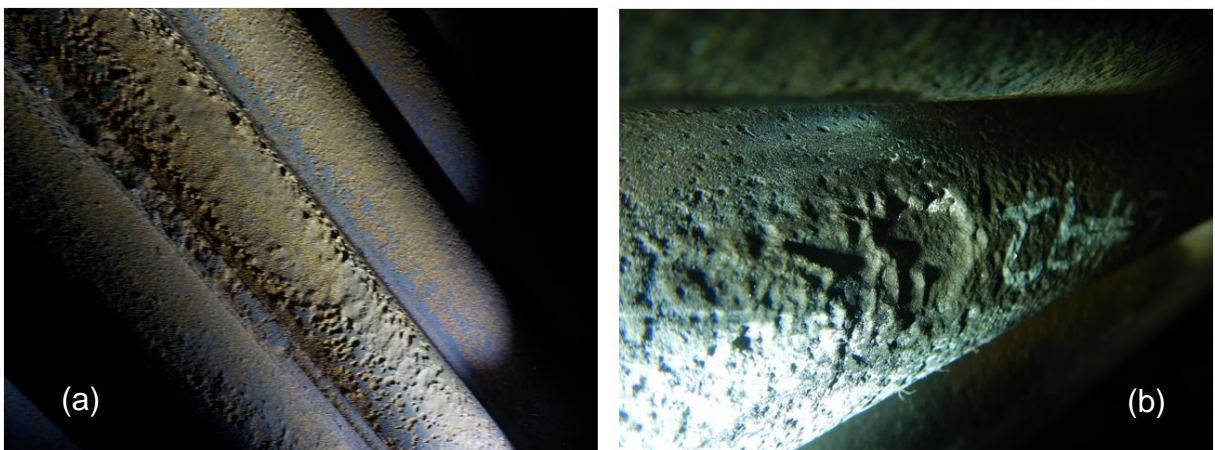


Além da sulfidação, os superaquecedores são susceptíveis a oxidação a alta temperatura, oxidação ativa e corrosão a quente. A oxidação a alta temperatura é o mecanismo mais frequente e afeta o aço carbono em temperaturas superiores a 540°C, mas aços de baixa liga e inoxidáveis da série 300 também são susceptíveis, embora as taxas de corrosão reduzam com a elevação do percentual de Cr do material (API RP 571, 2021). O oxigênio presente nos gases reage com o aço carbono e outras ligas a alta temperatura, convertendo o metal em óxidos e provocando a perda de espessura do componente. A oxidação ativa é um processo que ocorre mediante a condensação de cloretos alcalinos sob os tubos, formando depósitos. Esses cloretos reagem com o aço formando cloreto de ferro, que por sua vez reage com o oxigênio. O produto dessa reação regenera o cloro, que volta a participar da reação, levando a taxas de corrosão extremamente elevadas (MALKOW *et. al.*, 2004). Já na corrosão a quente, a camada de óxido protetora é dissolvida pelos processos de oxidação, que são afetados por depósitos de sais fundidos. Um fenômeno designado por *smelt dripping* afeta os tubos do nariz e *screen* localizados abaixo das curvas inferiores dos superaquecedores. O sulfato líquido goteja nessas regiões, provocando corrosão localizada.

Figura 15 - Corrosão observada em um superaquecedor de caldeira de recuperação após 15 anos de operação (a) região de ação do soprador de fuligem (b) curvas inferiores.



Figura 16 - Corrosão por *smelt dripping* (a) tubo do nariz (b) tubo do screen.



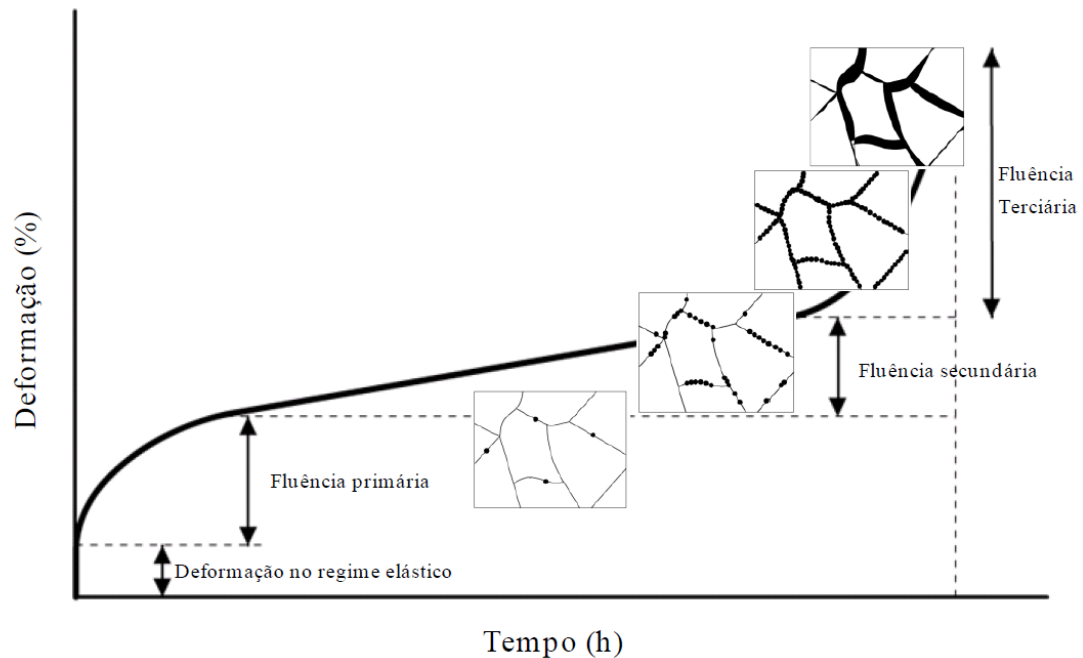
As caldeiras contemporâneas têm apresentado corrosão acentuada na fornalha média (*cut line corrosion*), logo acima da linha de transição entre os tubos protegidos e o aço carbono. Essa corrosão é atribuída à utilização de licor preto com alto teor de sólidos e a redução do suprimento de ar nos níveis mais baixos da fornalha, provocando uma alternância de atmosfera redutora e oxidante na região (SHARP, 2007).

### 3.2.2. Fluência

A fluência é uma deformação lenta e contínua de um material exposto a alta temperatura de forma lenta e contínua, quando sujeito a um carregamento constante, podendo resultar em falha do componente. O processo de fluência é dividido em três fases, sendo a primeira governada por encruamento em que, após uma deformação

inicial, verifica-se um aumento da resistência do material e uma consequente redução das taxas de deformação. A segunda fase é caracterizada por uma taxa de deformação constante, decorrente do equilíbrio entre os processos de encruamento e recuperação, em que parte da energia interna de deformação é reduzida através do rearranjo das deslocações mediante o fornecimento de energia térmica suficiente. Na fluência terciária a taxa de fluência aumenta continuamente até a ruptura em decorrência da redução da seção transversal ocasionada por mudanças microestruturais, como formação de micro vazios e trincas internas.

Figura 17 - Curva típica de fluência e representação gráfica da evolução da microestrutura



Extraído de FERREIRA (2012).

Os tubos e soldas dos coletores dos superaquecedores de caldeiras são, em geral, susceptíveis a danos por fluência. O cálculo da vida em fluência de tubos de superaquecedores é influenciado por:

- Aumento da tensão atuante em função da perda de espessura ao longo do tempo;
- Crescimento não linear da camada de magnetita, um óxido isolante presente no interior dos tubos, cuja lei de crescimento é função da temperatura do tubo, que aumenta com o crescimento dessa camada.

Diversos modelos de predição de vida em fluência de tubo de caldeiras foram desenvolvidos, tendo como referência básica o parâmetro de Larson-Miller e a medição da camada de magnetita por ultrassom, mas não tem apresentado aplicação prática em caldeiras de recuperação, que não apresentam histórico relevante de eventos de falha por fluência em superaquecedores, cujos tubos têm a vida limitada, no geral, apenas pela redução da espessura por corrosão.

Em temperaturas em que o regime de fluência governa o dimensionamento do componente, a tensão admissível de projeto é definida pelo código ASME Seção II Part D – *Properties*, como sendo aquela igual ao menor dos seguintes valores:

- Tensão média para produzir uma taxa de fluência de 0,01% em 1000 horas;
- Tensão média multiplicada pelo fator  $F_{avg}$  para causar ruptura ao final de 100.000 horas;
- 80% da tensão mínima necessária para causar ruptura ao final de 100.000 horas.

### 3.2.3. Corrosão ácida (*cold end corrosion*)

A corrosão ácida ocorre tipicamente na região dos economizadores, quando a temperatura do metal atinge valores inferiores ao ponto de orvalho do ácido sulfúrico presente nos gases. Essa condição é agravada na eventualidade de haver aberturas indesejadas no invólucro da caldeira, permitindo a entrada de ar frio e úmido, acelerando a reação, que ocorre abaixo dos 175°C, a depender da concentração de trióxido de enxofre e umidade presente nos gases.



Figura 18 - Corrosão verificada em tubos de aço carbono de um economizador



#### 3.2.4. Corrosão galvânica

A corrosão galvânica ocorre na união de dois metais dissimilares na presença de um eletrólito. Observa-se a corrosão galvânica na união de tubos compostos Sanicro® 38 com os tubos em aço carbono do fundo e na transição dos tubos compostos em 304L/SA-210 com os tubos em aço carbono na elevação do ar terciário. Fornalhas com zona protegida em *weld overlay* apresentam menores taxas de corrosão dos tubos em aço carbono, decorrentes de um menor potencial eletrolítico entre o aço carbono e o inoxidável ferrítico utilizado no *weld overlay*.

Figura 19 – (a) Corrosão galvânica entre tubo SANICRO 38 e tubo de aço carbono no fundo da fornalha; (b) corrosão galvânica entre 304L e aço carbono.

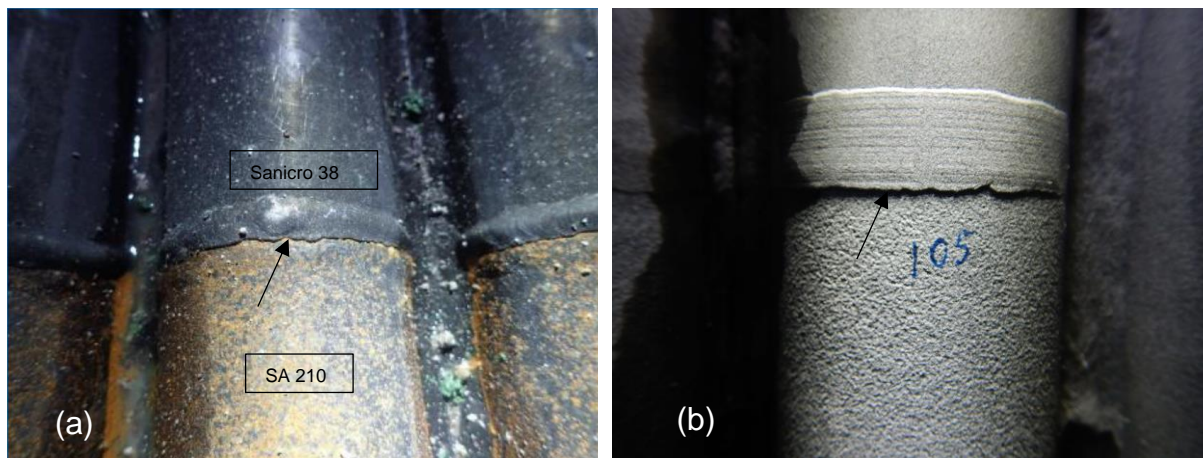


Figura 20 - Corrosão galvânica na zona de transição entre tubos protegidos com *weld overlay* com 25%Cr e 18%Cr.



### 3.2.5. Corrosão sob tensão cáustica

A literatura reporta a ocorrência de SCC em tubos compostos com revestimento em 304L, quando eram utilizados na altura das aberturas de ar primário e no fundo das caldeiras (KEISER, 2003). As trincas podem se propagar paralelamente às juntas soldadas ou transversalmente. Nos tubos podem se manifestar de forma difusa, em um padrão denominado “*craze crack*”.

Figura 21 - Trincas de corrosão sob tensão cáustica em tubo de abertura de ar primário com revestimento em 304L reveladas pelo ensaio de líquido penetrante.



Extraído de TAPPI – TIP 0402-30 (2012).

### 3.2.6. Trincamento por fadiga

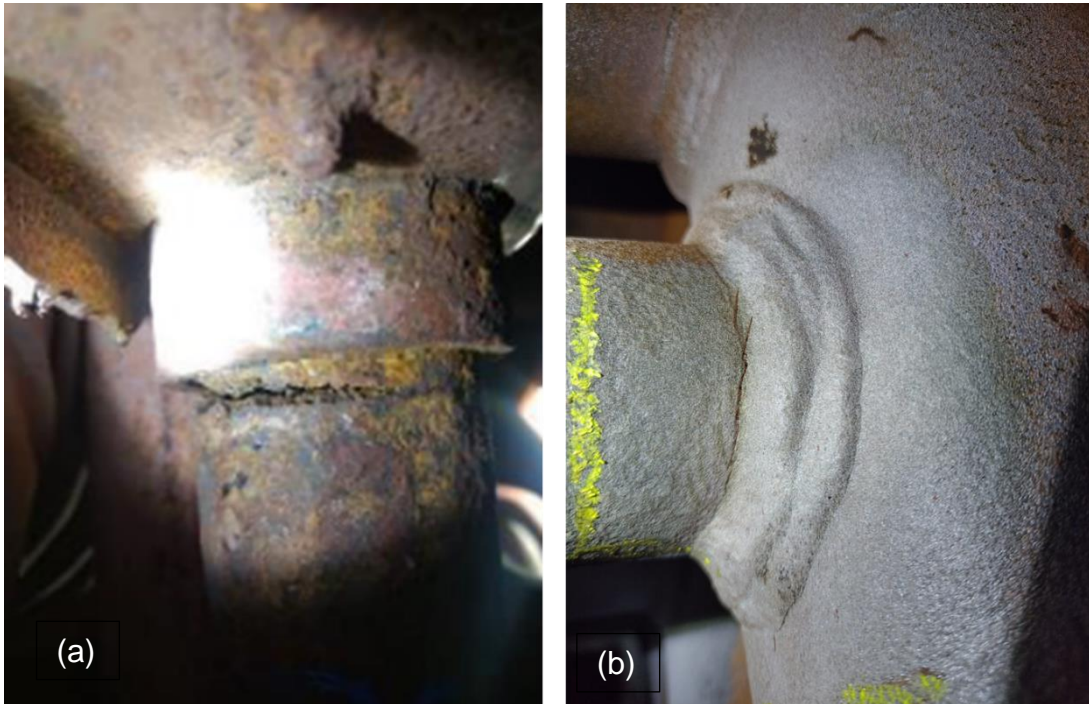
A fadiga é causada pela nucleação e propagação de trincas superficiais em componentes sujeitos a carregamentos cíclicos com magnitude correspondente a uma fração da tensão de escoamento do material. A nucleação da trinca decorre do escorregamento cíclico das discordâncias a nível microestrutural que se acumulam, causando deformação plástica no material e extrusões e intrusões dos planos cristalinos do material. Em caldeiras esse fenômeno está invariavelmente associado à corrosão, que cria concentradores de tensão superficiais, favorecendo a ocorrência de trincas por fadiga. A trinca de fadiga ocorre preferencialmente nas juntas soldadas, cuja nucleação é favorecida pelo fator de concentração de tensões do reforço e pelos defeitos ocultos oriundos do processo de soldagem.

O código ASME Seção 1 – *Rules for Construction of Power Boilers* é um código de projeto baseado em regras (*design-by-rule*) e não estabelece critérios explícitos para dimensionamento de componentes de caldeira à vida em fadiga (*design life*). Entretanto, pela aplicação de generosas margens de projeto, a experiência mostra que os componentes dimensionados pelos critérios estabelecidos no código atendem aos requisitos para prover “um razoavelmente longo e seguro período de utilidade” do equipamento, conforme informado no prefácio do documento EPRI – TR 1011912 - *Metallurgical Guidebook for Fossil Power Plant Boilers* (2006).

Em caldeiras de recuperação as falhas por fadiga podem ocorrer em juntas soldadas de painéis com longos trechos em balanço que não apresentam barras antivibração como evaporadores e superaquecedores, proporcionando grandes deformações no ponto de ancoragem, no caso, a solda.



Figura 22 - Trincas de corrosão fadiga (a) passagem de tubo de superaquecedor pela caixa de refratário do teto (b) solda de um tubo do banco gerador com o coletor vertical, inspeção por partículas magnéticas.



### 3.2.7. Trincamento por fadiga térmica

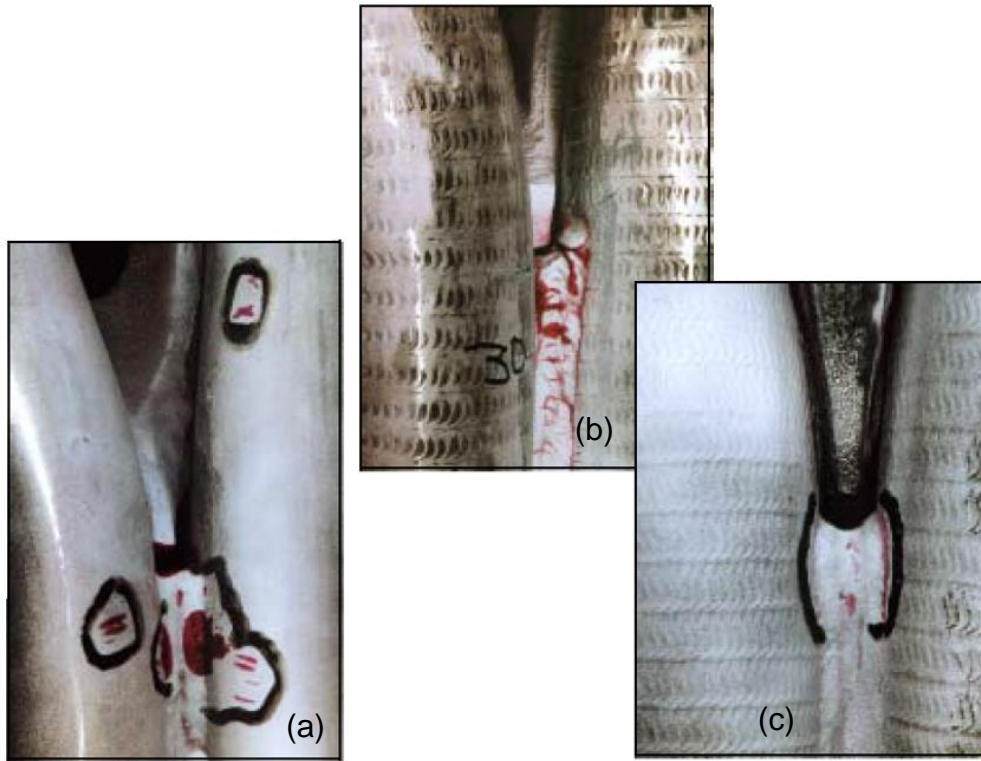
O trincamento por fadiga térmica ocorre devido aos ciclos de ~~diferença de expansão térmica~~ dilatação e contração dos componentes nas partidas e paradas, ou decorrentes de processos transientes durante a operação da caldeira. Essas tensões térmicas podem ainda ter relação com a diferença dos coeficientes de expansão térmica de materiais diferentes empregados em tubos compostos ou devido a um elevado grau de restrição de um determinado componente, como ocorre nas aberturas do ar primário ou em cliques fixos dos painéis dos superaquecedores.

Figura 23 - Trinca de fadiga térmica em clipe de união dos tubos de um painel de superaquecedor.



As trincas nas aberturas do ar primário ocorrem preferencialmente nas aletas e tubos curvados da porção inferior das aberturas e podem continuar a propagação no aço carbono, o que é motivo de grande preocupação. A ocorrência de trincamento nessa região não é causada somente por fadiga térmica, havendo a ocorrência simultânea de corrosão fadiga. Fatores como a alteração do nível do leito e outros fatores que promovam a flutuação de temperatura na região são fatores críticos para a ocorrência do mecanismo.

Figura 24 – Padrões de trincamento em tubos com revestimento em 304L de aberturas de ar primário:  
 (a) trincas circunferenciais (b) trincas em membrana (c) trinca entre a membrana e o tubo. Trincas reveladas pelo ensaio de líquido penetrante.



Adaptado de KEISER (2006).

Figura 25 – (a) Trincas entre passes de overlay em tubo de abertura de ar primário ; (b) trincas de fadiga térmica em canaleta de *smelt*.

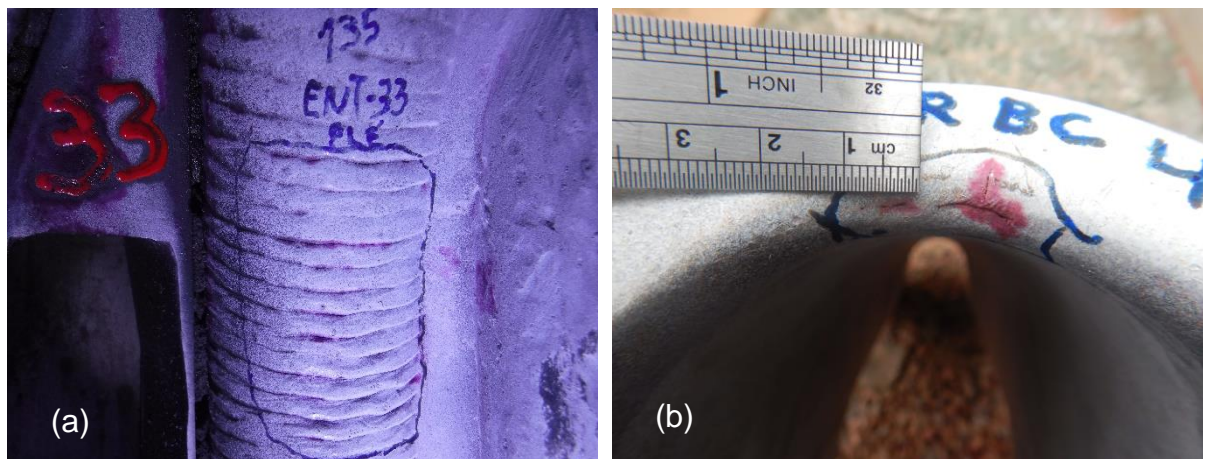




Figura 26 - Trincas de fadiga térmica em lanças de sopradores de fuligem reveladas pelo ensaio de líquido penetrante.



Nas fornalhas com tubos pinados pode haver trincamento por fadiga térmica, muitas vezes associada à oscilação dos queimadores de licor (ABTCP, 2005).

Figura 27 - Trincas de fadiga térmica junto aos tubos pinados da fornalha.



Extraído de ABTCP (2005).

### 3.2.8. Trincamento por corrosão fadiga

A corrosão fadiga em tubos de caldeiras é um fenômeno lento e está associado à nucleação e propagação de trincas decorrentes da combinação de corrosão com fadiga térmica. A superfície externa dos tubos é sujeita a carregamentos térmicos

decorrentes de depósitos, ação de sopradores de fuligem ou dos ciclos de parada e partida da caldeira. Além de promoverem tensões alternadas nos componentes, esses ciclos promovem a remoção de óxidos protetores externos, que são frágeis, promovendo a exposição da camada de substrato adjacente ao ambiente corrosivo.

As aberturas dos sopradores de fuligem retráteis da parede d'água na altura dos superaquecedores, nas caldeiras que ainda possuem essa configuração, são muito susceptíveis à trincamento por fadiga térmica. Os condensados que se acumulam na lança dos sopradores, em virtude de deficiência do sistema de drenagem ou de uma inclinação inadequada da lança, são aspergidos para o interior da caldeira durante a sopragem. Essas gotículas a baixa temperatura se chocam com a superfície dos tubos e das aletas, acumulando dano por fadiga térmica a cada ciclo de sopragem, o que é agravado pela corrosão promovida pela presença de umidade e pelas tensões residuais da soldagem das aletas com os tubos. Esse mesmo fenômeno pode afetar os tubos dos superaquecedores próximos das paredes laterais, que apresentam um aspecto superficial denominado “*elephant hide*”, que podem evoluir para falha do componente.

Figura 28 - Corrosão fadiga em tubo de painel de superaquecedor quaternário em SA 213 T22 com *weld overlay* em 309L por ação do soprador de fuligem.



Figura 29 - Padrão de corrosão fadiga “*elephant hide*” em um tubo de um painel de um superaquecedor primário por ação do soprador de fuligem, revelado com líquido penetrante.

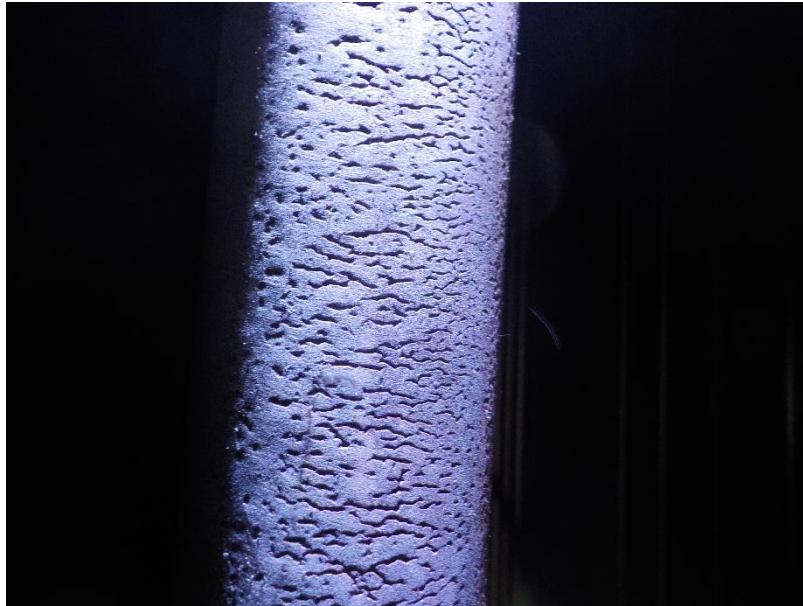


Figura 30 - Trinca de corrosão fadiga junto a aleta em tubo curvado de abertura de soprador de fuligem de uma caldeira de recuperação.



### 3.2.9. Afinação por atrito, abrasão e erosão

O afinamento por atrito decorre do desgaste provocado pela movimentação entre superfícies de componentes metálicos no interior da caldeira. Essas ocorrências são normalmente observadas na região de suportes antivibração de painéis, no contato da lança dos sopradores de fuligem com tubos dos painéis de superaquecedores e evaporadores ou pelo contato entre painéis de superaquecedores, excitados pelos

sopradores de fuligem durante operação. Já a abrasão é causada pelo desgaste de superfícies provocado pelo fluxo de ar ou gases com particulados suspensos. Esse fenômeno é menos comum, mas pode ocorrer por desgaste ou desalinhamento dos bocais de ar na região da fornalha, que direciona o fluxo de ar para os tubos das aberturas. A erosão, causada pelo impacto de partículas contra uma superfície, é normalmente observada nos tubos dos superaquecedores e banco de tubos, em virtude do choque de gotículas de água presentes no vapor de sopragem. O banco de tubos está susceptível a um dano designado por *near drum corrosion* (NDC), que é a perda de espessura localizada até 15mm da superfície do tubulão de água e causada pelo choque de particulado soprado do tubulão de água pela ação dos sopradores de vapor, removendo a camada de óxido protetor. O banco de tubos, por normalmente não apresentar uma sobre espessura de corrosão para maximizar a troca térmica, é o componente mais sensível a este mecanismo.

Figura 31 - Interferência de uma lança do soprador de fuligem com painel do superaquecedor com deformação severa.

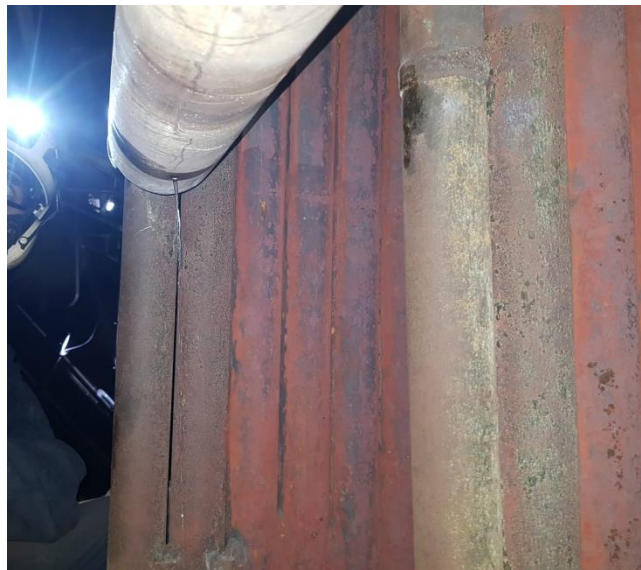




Figura 32 - Desgaste por atrito em curva inferior de um painel de superaquecedor primário decorrente do contato com o painel adjacente durante operação por falta de suporte antivibração.

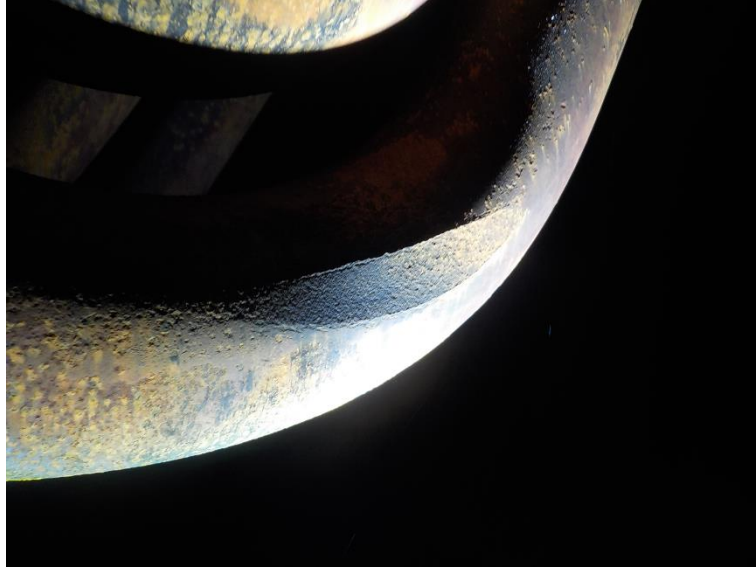
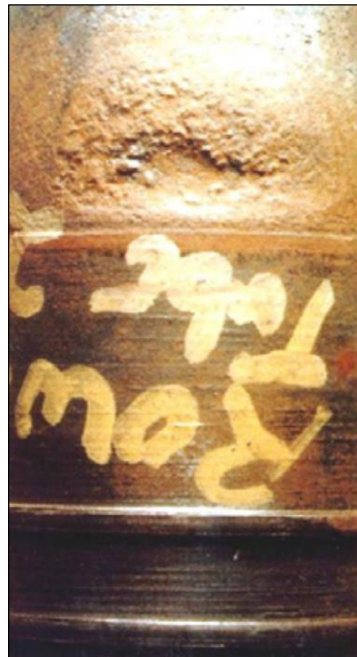


Figura 33 - *Near drum corrosion* em uma caldeira de recuperação.



Extraído de SHARP (2007).

### 3.2.10. Danos mecânicos

Os danos mecânicos em caldeiras de recuperação mais severos são causados pela queda de pedras de sulfato que se acumulam na fornalha alta em decorrência de um sistema de sopragem inadequado ou problemas operacionais e de projeto. Essas



pedras podem causar deformações severas em tubos do nariz, *screen* e no piso, podendo causar o rompimento dos tubos. A ação de terceiros durante as manutenções também é uma fonte comum de danos em tubos como: ação de martetele pneumático ou hidrojateamento para remoção de refratário e ação de limpadores de aberturas da fornalha desalinhados.

Figura 34 - Danos em *screen* de vapor ocasionados por queda de pedras de sulfato: (a) deformação global e (b) deformação local.

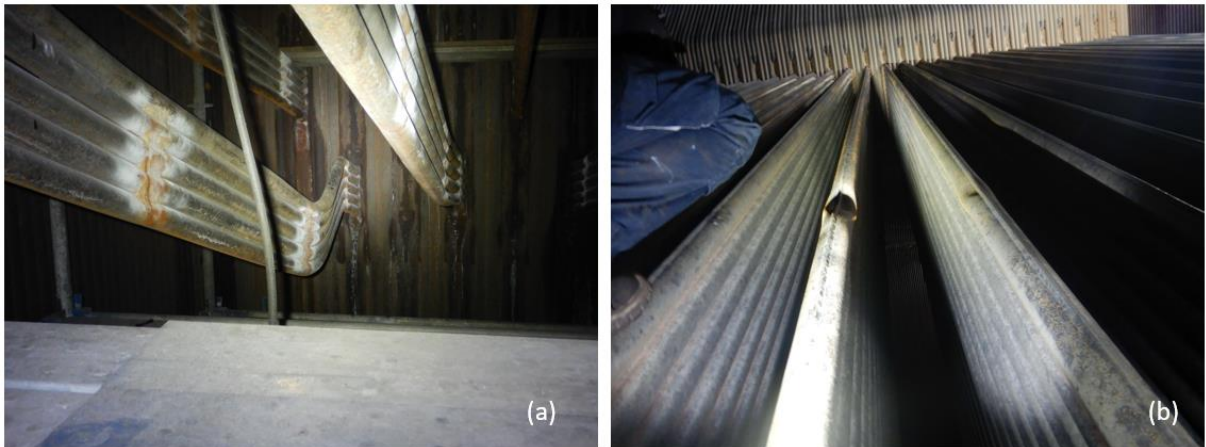


Figura 35 - Exemplo de dano mecânico por ação de martetele pneumático em coletor de parede d'água de uma caldeira de biomassa.



#### 4. INSPEÇÃO EM SERVIÇO E CRITÉRIOS DE ACEITAÇÃO

Uma vez determinada a susceptibilidade de um determinado componente a um determinado dano, o segundo passo é identificar a técnica de inspeção com maior efetividade para sua detecção e dimensionamento. Basicamente para isso é necessário saber se o dano ocorre do lado água (sem acesso visual) ou do lado gás (geralmente com acesso visual), como se manifesta, se é do tipo *pitting*, trincamento ou perda de espessura, se ocorre no metal base ou no cordão de solda, a condição do acesso, a área a ser inspecionada e produtividade necessária.

A inspeção visual é de longe a mais importante e permite identificar uma vasta variedade de danos externos e até inferir sobre eventuais danos internos, pela observação de mudança de coloração e forma dos componentes. Já os ensaios não destrutivos são aplicados para detecção de danos em locais sem acesso visual, detecção de trincas muito pequenas (tipicamente a partir de 1,5 mm) e para avaliação de perda de espessura. Para detecção de trincas superficiais são utilizados os ensaios convencionais como líquidos penetrantes, partículas magnéticas e, mais recentemente, as técnicas eletromagnéticas não convencionais, principalmente com a tecnologia *array*, que permitem uma inspeção com alta resolução e produtividade.

Já para trincas superficiais internas e embebidas, sem acesso, normalmente são empregadas técnicas ultrassônicas, embora as técnicas eletromagnéticas tenham ganhado cada vez mais espaço devido aos avanços tecnológicos recentes. Há também o recurso da videoscopia, muito utilizada para inspeção interna de tubos para detecção de áreas de acúmulo de depósito e para detecção de corrosão acelerada pelo fluxo, principalmente em economizadores.

Ao nível da microestrutura, normalmente são realizadas análises metalográficas com a utilização de réplica metalográfica, técnica não destrutiva, associada a ensaios de medição de dureza em campo em componentes que operam a alta temperatura. Dessa forma é possível estabelecer comparações qualitativas sobre a evolução microestrutural e a eventual redução da resistência do componente. A análise metalográfica é fundamental, inclusive, para calibração/validação das metodologias de cálculo de fração de vida consumida em fluência.

Além dessas técnicas, tem se tornado comum a utilização de técnicas de captura de realidade com *scanners* 3D capazes de registrar com alta precisão empenamentos em painéis de paredes d'água, superaquecedores e outros componentes e o registro em ortofoto em alta resolução, de modo que seja possível ao usuário “navegar” pelo interior do equipamento em um ambiente virtual, com diversas aplicações possíveis.

O maior desafio da inspeção em serviço é a falta de critérios de aceitação específicos para as discontinuidades encontradas, sendo normalmente utilizados os critérios de aceitação do código de construção, que acabam tornando as decisões excessivamente conservadoras.

Verifica-se uma grande deficiência nas metodologias de inspeção, que se baseiam em análises determinísticas e são focadas em detectar e dimensionar defeitos sem que seja feita uma análise global, que relacione os achados com as condições operacionais da caldeira ou que mantenha um registro de ocorrências sistêmico, de modo que possa alimentar um banco de dados, como um gêmeo digital.

#### 4.1. Medição de espessura por ultrassom

A medição de espessura em caldeiras de recuperação é uma das atividades mais críticas e que apresentam a maior taxa de erros de medição, dada a quantidade de pontos a serem medidos em um curto espaço de tempo, que podem ultrapassar 20.000 pontos em um evento de inspeção, as baixas espessuras e diâmetros dos tubos e a irregularidade das superfícies corroídas. Os erros de medição estão associados a: (i) técnica operatória inadequada, (ii) utilização de aparelhagem inadequada e (iii) negligência no monitoramento de regiões críticas.

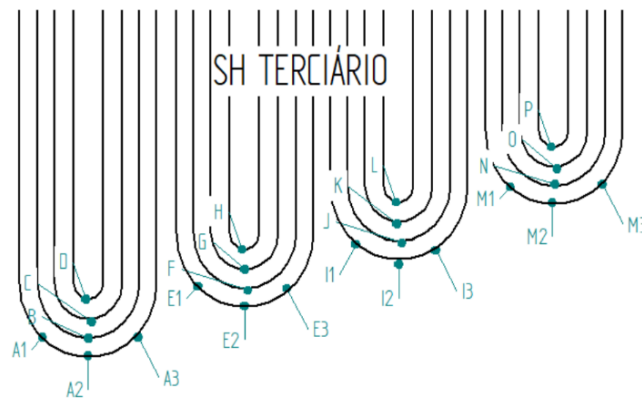
##### 4.1.1. Aparelhagem

Tendo em vista a grande quantidade de pontos a serem medidos, é imprescindível a utilização de um aparelho com *data logger*, que permite o registro e transmissão digital das leituras realizadas. Alguns fabricantes já comercializam aparelhos com transmissão *bluetooth*, que pode ser utilizado para a alimentação de um gêmeo digital da caldeira em tempo real. Além disso, o registro digital minimiza a possibilidade de

fraude, uma vez que a leitura precisa ser registrada digitalmente. Alguns aparelhos gravam, junto com cada ponto de medido, o *A-Scan* da medição, permitindo auditorias futuras.

A possibilidade de criação de planilhas customizadas em software para PC, capazes de registrar os mais diversos layouts das medições, reduzem o tempo de preparação das equipes durante as paradas, tornando uma ferramenta essencial para um grande volume de dados a serem coletados. A Figura 36 apresenta o layout de uma serpentina de um superaquecedor terciário de uma caldeira de recuperação química com uma quantidade expressiva de pontos a serem controlados.

Figura 36 - Layout de pontos medidos em uma serpentina de um superaquecedor terciário de uma caldeira de recuperação química.



Os aparelhos devem obrigatoriamente apresentar display com o ecograma *A-Scan*, de forma que seja possível avaliar os ecos medidos e discernir o eco de fundo com clareza, principalmente em tubos com camadas de óxido muito aderentes ou com superfícies irregulares, favorecendo o acúmulo de acoplante que poderia inadvertidamente ser medido como a parede do tubo. Outra função importante é a possibilidade de ajuste do ganho do aparelho, extremamente útil para garantir um adequado acoplamento em superfícies corroídas, como tubos de superaquecedores. Os transdutores a serem utilizados devem ser duplo cristal com frequências entre 5MHz e 7,5MHz de banda larga, possibilitando uma maior resolução e diâmetro em torno de 5mm de diâmetro, permitindo um acoplamento adequado com a curvatura dos tubos.

Figura 37 -Aparelhagem utilizada para medição de espessura em caldeiras: (a) aparelho de ultrassom com display A-Scan e (b) transdutor miniatura duplo cristal.



#### 4.1.2. Técnica operatória

Uma correta técnica operatória é fundamental para uma medição precisa da espessura. Incertezas de medição inferiores a 0,1mm são perfeitamente possíveis e desejáveis para que os modelos de predição produzam resultados satisfatórios para a tomada de decisão. Entre os principais problemas verificados na medição de espessura por ultrassom destacam-se:

- Utilização de padrões de calibração com desvios de medição entre o valor indicado e o valor de referência superiores a 0,05mm;
- Acoplamento inadequado, que pode ser causado por:
  - Tamanho inadequado do transdutor (muito grande ou muito pequeno);
  - Ganho baixo em superfícies com corrosão externa;
  - Preparação de superfície inadequada.
  - Medição de região côncava com acúmulo de acoplante: a velocidade do som é cerca de quatro vezes menor no acoplante do que no aço, ao ponto em que uma camada de apenas 0,1mm de acoplante entre o transdutor e o tubo acrescenta uma espessura aparente de até 0,4mm. Esse distúrbio é facilmente expurgado com a utilização da técnica eco a eco em aparelhos que possuem display com A-Scan.
- Erro na análise de medição de espessura com a técnica eco a eco (A-Scan), que apresenta uma melhor resolução quando o aparelho é ajustado com o

modo de retificação de onda e com o uso de transdutores de maior frequência (7,5MHz);

- Falha na identificação de corrosão interna por *pitting*, que é identificada tipicamente pela perda do segundo eco de fundo, interpretação que exige um aparelho com *A-Scan*.

#### 4.1.3. Regiões de monitoramento

Os documentos listados no Capítulo 2 apresentam orientações sobre a definição de regiões a serem monitoradas em toda a caldeira, como a área de ação dos sopradores de fuligem, nariz, tubos da fornalha e superaquecedores. Essas linhas de medição seguem uma sequência lógica (exemplo: na linha de centro das aberturas da fornalha, de 5 em 5 tubos) e podem variar de acordo com um plano de inspeção plurianual. Esses pontos de monitoramento são frequentemente associados ao extradorso de tubos curvados, que nem sempre são as regiões mais afetadas. O que se observa na prática é que muitas vezes essas medições são realizadas por anos a fio em regiões que não apresentam perda de espessura e, por outro lado, há pouca medição de espessura guiada pela inspeção visual.

A Figura 38 apresenta dois eventos de medição de espessura separados por um intervalo de 15 meses realizados sob supervisão deste autor. Verifica-se uma evolução da perda de espessura que não foi decorrente de uma taxa de corrosão severa, mas sim de uma alteração da metodologia de medição, que passou da coleta de pontos fixos para uma pesquisa de mínimos de acordo com a inspeção visual. Os tubos medidos compõem as aberturas dos queimadores de partida de uma caldeira protegida por *weld overlay*, cuja morfologia da área afetada pela corrosão é apresentada na Figura 39.

Figura 38 – Distribuição de espessuras de tubos na região de queimadores de carga de uma caldeira de recuperação.

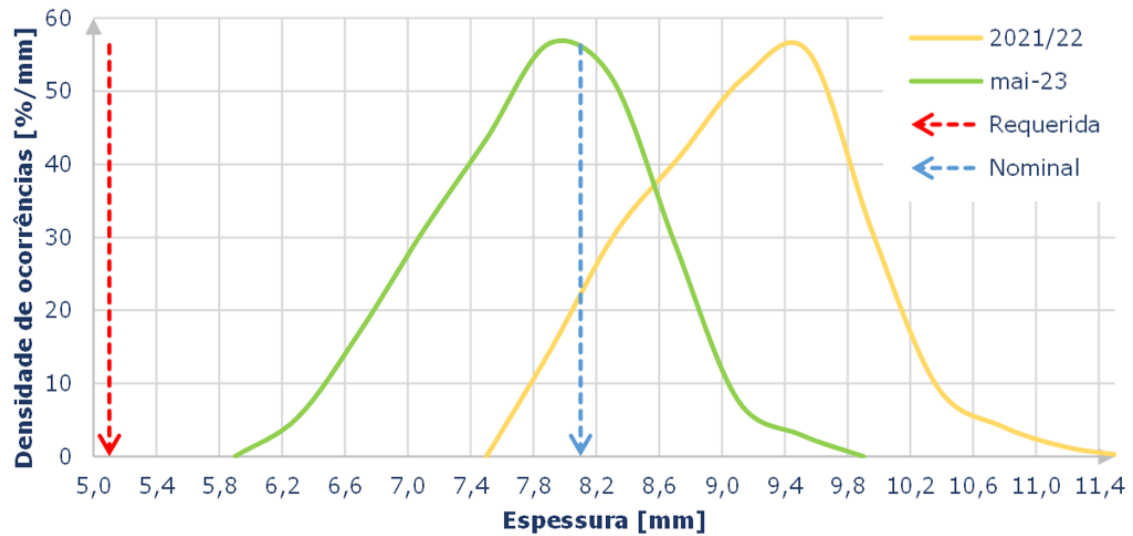
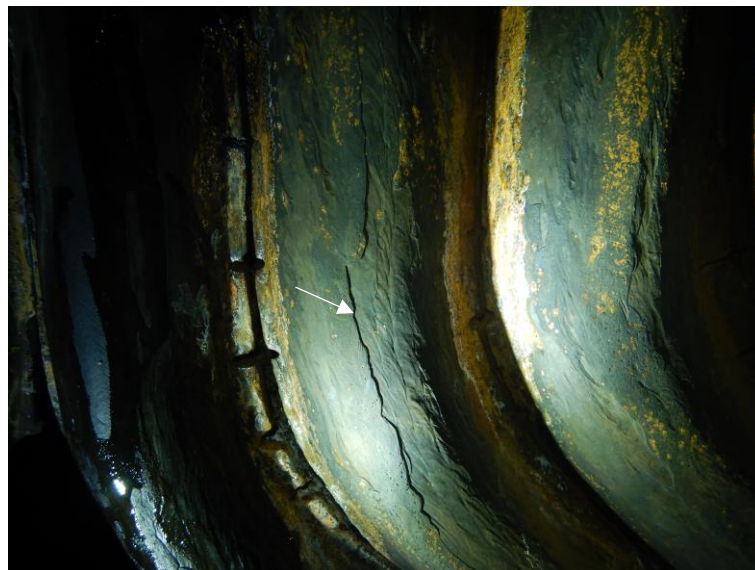


Figura 39 - Tubo curvado de uma abertura de queimador de partida com corrosão localizada.



As regiões com maior perda de espessura observada em caldeiras de recuperação são as curvas inferiores dos superaquecedores e os trechos retos desses componentes localizados no raio de ação dos sopradores de fuligem e o banco de tubos, em caldeiras com dois tubulões. É comum ainda a perda de espessura em tubos de componentes localizados abaixo das curvas inferiores dos superaquecedores, afetados pelo gotejamento de *smelt*, nomeadamente o nariz e o *screen*.



Na região da fornalha média tem sido indicado o escaneamento das espessuras por técnicas eletromagnéticas como EMAT para detecção de perda de espessura devido ao fenômeno de *cut line corrosion*, fenômeno observado nas caldeiras contemporâneas em virtude das alterações das entradas de ar, que provocam variações dos teores de O<sub>2</sub> e sulfetos nos gases nessa região (ABTCP, 2023).

A medição de espessura em caldeiras com banco de tubos que interliga o tubulão superior com o inferior é realizada preferencialmente com a técnica IRIS (*internal rotational inspection system*), que consiste em um método de ultrassom por imersão, empregando um transdutor que incide o feixe sônico num espelho rotativo com ângulo de 45 graus, que o reflete perpendicularmente para a parede do tubo.

#### 4.1.4. Critérios de aceitação

De um modo geral as fábricas utilizam dois critérios para avaliação de espessura em tubos de caldeira, normalmente fornecidos pelo fabricante: (1) a espessura mínima requerida do código de construção e (2) a espessura recomendada. A espessura recomendada seria a espessura mínima requerida acrescida da sobre espessura de corrosão até a próxima parada (*future corrosion allowance*). O BLRBAC não aceita análise de criticidade de defeitos para perda de espessura abaixo da mínima requerida em tubos de caldeira de recuperação, não fazendo distinção entre tubos cujo vazamento possibilite o contato água/*smelt* e os demais. Outro ponto de atenção é em relação aos tubos que operam em regime de fluência, uma vez que o dimensionamento da espessura desses componentes é estabelecido tendo como base uma vida em fluência de 100.000 horas. Portanto, após esse período, além da medição de espessura, análises da condição microestrutural desses componentes devem ser realizada para determinação da fração de vida útil consumida.

No caso da zona protegida, é realizado um controle das espessuras de modo a identificar o desgaste da camada de aço inoxidável, sendo a exposição do aço carbono o limite máximo permitido, ainda que a espessura mínima requerida de projeto do tubo não tenha sido atingida. Essa exposição do aço carbono pode ser constatada com a reação do aço carbono ao ataque por sulfato de cobre em solução aquosa, que passa a apresentar um aspecto avermelhado. A medição da camada de



inoxidável, quando esse é austenítico, pode ser feita pelo princípio das correntes parasitas, em ensaio denominado MLO (*magnetic lift off*).

Figura 40 – Reação do aço carbono ao sulfato de cobre de tubo com *weld overlay* ferrítico em um tubo da abertura de uma canaleta de *smelt* durante reparo.



Um experimento conduzido por este autor em uma caldeira de recuperação com zona protegida em *weld overlay* mostra, no entanto, que mesmo que o aço carbono não tenha sido exposto, o desgaste do tubo já pode ter superado um critério de aceitação oculto. À medida em que há desgaste da camada de aço inoxidável, maior é a diluição desse material com o aço carbono, de modo que os teores de Cr e demais elementos de liga sofrem uma redução com a perda de espessura. Como esses elementos de liga conferem resistência à corrosão, é de se supor que a taxa de corrosão assume um comportamento não linear, uma vez que ela aumenta com a redução da espessura. Dessa forma, teores de Cr inferiores a 10,5% representariam um comportamento próximo ao do aço carbono em relação à resistência à corrosão, que pode ser considerado como um critério de aceitação para um componente submetido a perda de espessura externa, mesmo que a espessura remanescente esteja adequada do ponto de vista estrutural ou da aparente proteção do aço carbono pela ainda presente camada de *weld overlay*.

O experimento foi conduzido através de uma análise de liga por espectômetro portátil por fluorescência de raio-x Niton XL3t em 3 regiões: (1) zona das aberturas de ar primário com *weld overlay* com 25% Cr; (2) zona superior com *weld overlay* com 18%Cr; (3) solda dos painéis com 25%Cr e 18%Cr.

Figura 41 - Teor de Cr no *weld overlay* da zona protegida de uma caldeira de recuperação.

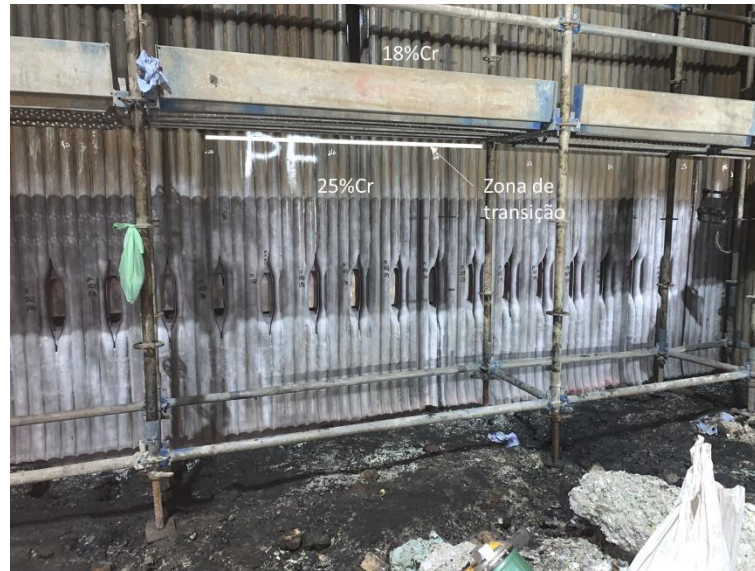


Tabela 2 - Análise do percentual de cromo em tubos da fornalha.

ID	Parede	Elevação	Tubo	% Cr do metal de adição	% Cr Medido	Esp. medida [mm]	Esp. Nominal [mm]
PFTB66AR1	Frontal	Ar primário	66	25%	23,28%	8,6	5,1 + 3,0
PFTB66UPZT	Frontal	Acima da linha de transição	66	18%	13,90%	6,8	5,1 + 3,0
ZTTB66PF	Frontal	Linha de transição	66	18% a 25%	16,75%	6,8	5,1 + 3,0
QP2PLETB90	Esquerda	Queim. Partida	90	18%	14,78%	7,8	5,1 + 3,0
TB89PLBB	Direita	Queim. Partida	89	18%	12,74%	6,3	5,1 + 3,0

Pela análise dos resultados da Tabela 2 verifica-se que mesmo com espessuras superiores às nominais do aço carbono o percentual de Cr reduz consideravelmente, chegando próximo ao limite de 10,5% para espessuras de 6,3mm. A correlação entre espessura e percentual de Cr varia, pois depende de diversos fatores como o aporte térmico aplicado ao processo e a quantidade de passes realizados, embora a medição de espessura deva ser utilizada como uma triagem para selecionar os pontos a serem analisados quanto ao teor dos elementos de liga.

#### 4.2. Líquido penetrante

Boa parte dos danos decorrentes do uso de uma caldeira são trincas reveladas pelo ensaio de líquido penetrante (LP), pela facilidade de aplicação em grandes áreas, como no caso do ar primário, além de ser aplicável em materiais não ferromagnéticos, uma limitação do ensaio de partículas magnéticas. Alguns documentos como o TAPPI

0402-30 indicam a possibilidade de inspeção do ar primário e fundo por correntes parasitas (*eddy current*), mas não se verifica uma aplicação prática devido a uma baixa relação sinal ruído (*lift off*) e interferências de borda na região das aberturas, sendo mais aplicável como um método de detecção em trechos retos de tubo do fundo. As técnicas *array* de alta resolução apresentam um grande potencial de aplicação futura, dada a elevada produtividade e capacidade de detecção, dimensionamento e registro dos resultados.

#### 4.2.1. Técnica operatória

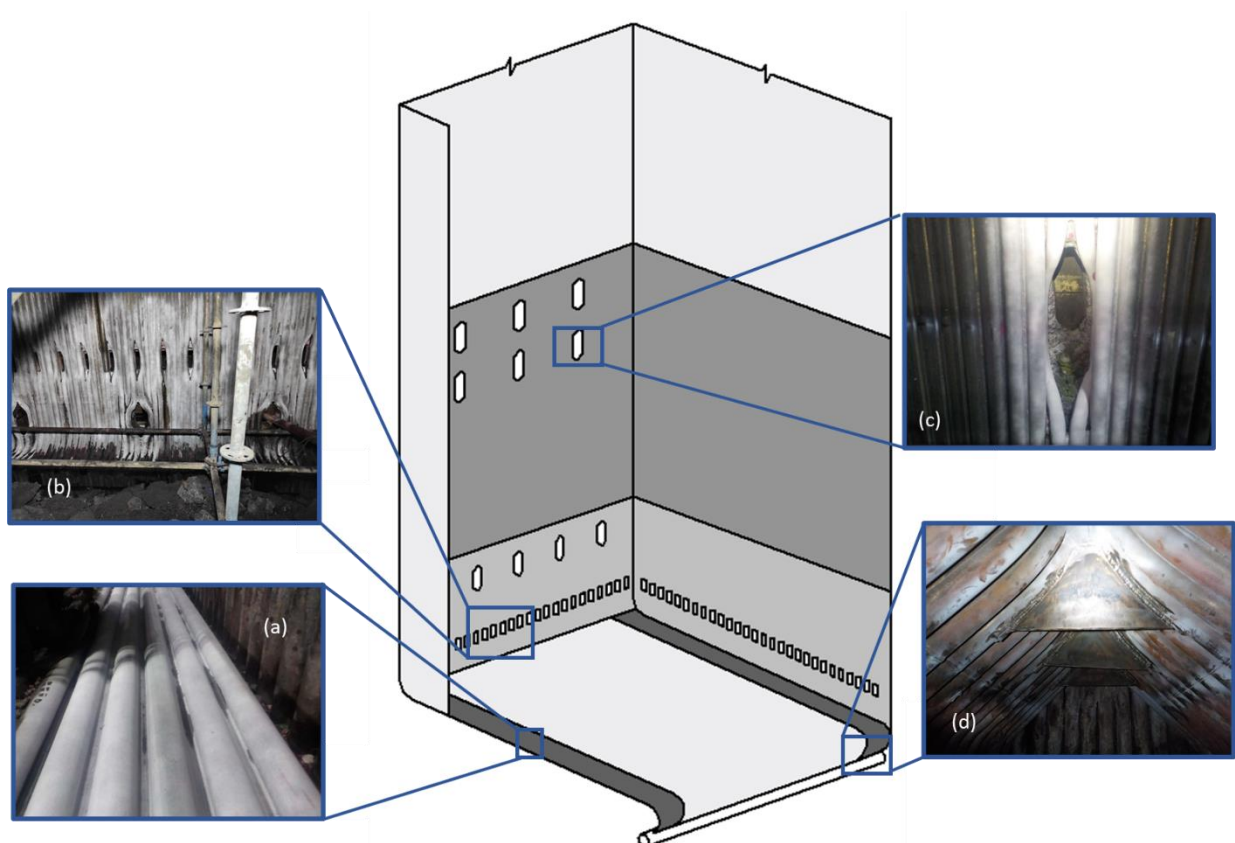
A qualidade do ensaio de líquido penetrante está fortemente relacionada com a limpeza da superfície, que normalmente é feita com escova rotativa, o que consome grande quantidade de recursos, sendo um dos grandes gargalos de uma inspeção de caldeira de recuperação. Uma atenção precisa ser dada à compatibilidade entre os materiais das escovas e da superfície a ser preparada (escova de aço carbono para limpeza de aço carbono e aço inoxidável para limpeza de aço inoxidável). A limpeza deve remover os óxidos e depósitos superficiais, especialmente o resíduo oleoso do *smelt*, cuja presença afeta a sensibilidade do ensaio. Um recurso bastante eficaz para remoção desses resíduos é a aplicação de chama por maçarico na superfície dos tubos após limpeza por escovamento, promovendo o escoamento desses resíduos do interior das indicações, permitindo a entrada do líquido penetrante. Após essa fase a aplicação de um removedor a base de solvente também é indicada.

De modo geral o ensaio de líquido penetrante realizado em caldeiras de recuperação utiliza o penetrante removível a água, pela facilidade de remoção em grandes áreas, como no ar primário, que pode ser feita com uma mangueira de água, desde que sejam utilizadas baixas pressões (até 350 kPa) e sem incidência direta do fluxo no componente a ser inspecionado para evitar a sobrelavagem. A utilização de líquido penetrante removível a solvente ou pós emulsificável, no entanto, apresentam maior sensibilidade, principalmente pela capacidade de identificar trincas rasas que possam estar preenchidas por resíduos de *smelt*, mas a aplicação exige cuidados adicionais impactando na produtividade do ensaio.

#### 4.2.2. Regiões de monitoramento

As áreas inspecionadas por líquido penetrante na fornalha baixa são apresentadas na Figura 42. Na fornalha alta são realizadas inspeções em tubos dos superaquecedores próximos às paredes laterais com suspeita de trincamento na linha de ação dos sopradores de fuligem, nas aberturas dos sopradores de fuligem em caldeiras com aletas nas aberturas, nas ponteiros e juntas soldadas dos sopradores de fuligem e nas canaletas removidas da campanha anterior, além de pontos específicos conforme achados da inspeção visual ou histórico de falha do equipamento.

Figura 42 - Regiões tipicamente inspecionadas por LP na fornalha baixa (a) tubos em Sanicro do piso; (b) todas as paredes na região do ar primário e aberturas das canaletas de *smelt* (c) todas as aberturas da região protegida; (d) *dog house / crotch*.



#### 4.2.3. Critérios de aceitação

O código de construção ASME I – *Rules for Construction of Power Boilers* especifica que toda indicação linear superior a 1,5mm é considerada relevante, assim como indicações arredondadas maiores que 5,0mm. No caso de caldeiras de recuperação



qualquer indicação linear é considerada reprovada e deve ser removida. No caso de poros o critério é menos restritivo, devendo haver um julgamento do engenheiro de inspeção sobre sua criticidade. Normalmente poros decorrentes do processo de fabricação que ocorre nas aletas ou nos tubos com *weld overlay* da zona protegida (quando a zona protegida for em *weld overlay*) são aceitáveis, em que é realizado o acompanhamento dessas indicações a cada inspeção. Nesse caso não é observado o tamanho do manchamento, mas o do poro propriamente dito, com a utilização de calibres específicos. Uma boa prática é limitar o tamanho dos poros a 3mm, mas não há um requisito específico para este critério, em se tratando de um equipamento em serviço.

Figura 43 - (a) Trinca revelada por LP em tubo de uma abertura do soprador de fuligem; (b) trinca identificada na abertura de uma boca de visita na zona protegida em *weld overlay*.

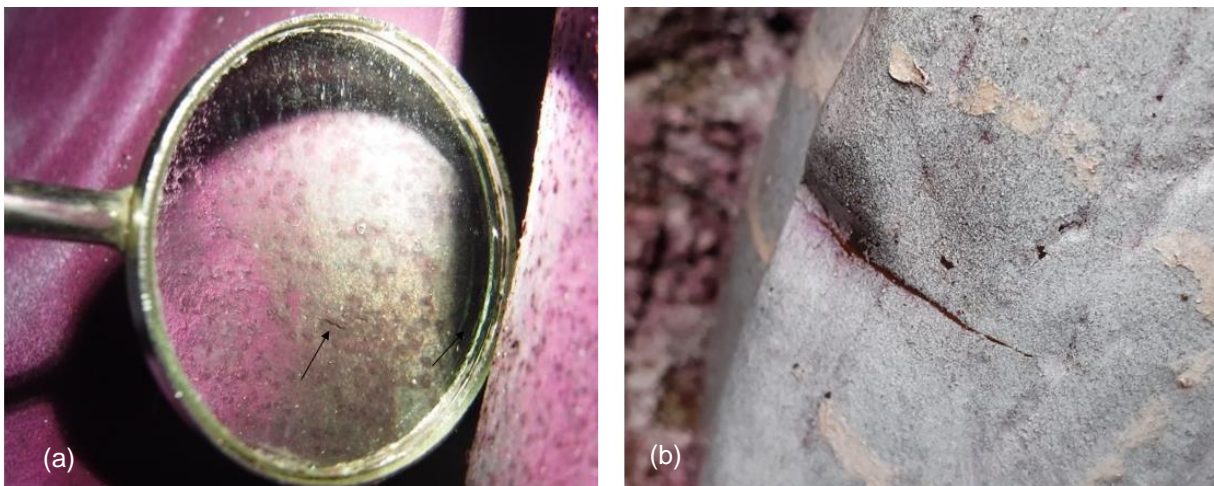


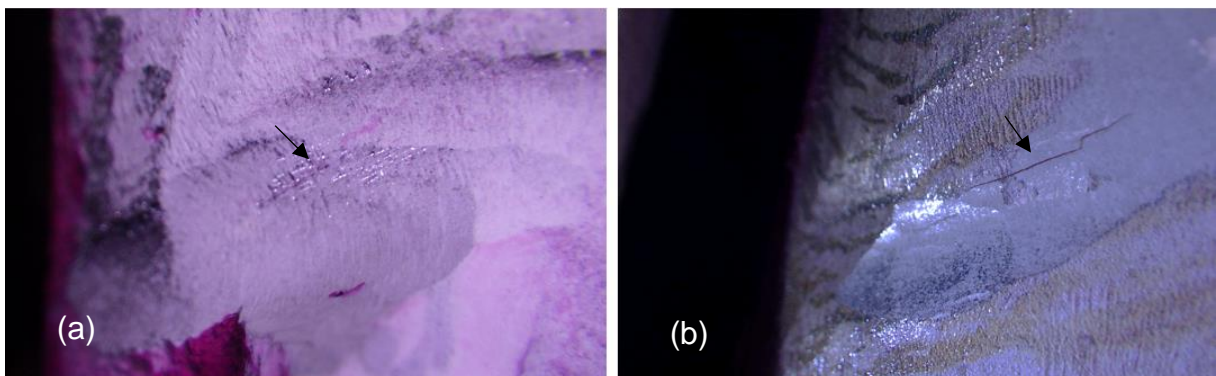
Figura 44 - Exemplo de calibre para dimensionamento de poro.



### 4.3. Partículas magnéticas

O ensaio de partículas magnéticas (PM) pelo método *yoke* tem uma aplicação voltada para regiões sujeitas a fadiga, como soldas de tubos com coletores, cliques de superaquecedores e *screen* e para aprovação de reparos de remoção de trincas, pela sensibilidade superior ao do ensaio de líquido penetrante. O ensaio é menos sensível à condição superficial, mas possui uma limitação em relação ao acesso, principalmente para inspeção na parte posterior de tubos e aletas das aberturas, pela dificuldade de acoplamento da sapata do *yoke* e é limitado aos materiais ferromagnéticos, como o aço carbono e o *weld overlay* ferrítico. O ensaio também é indicado para detecção de trincas de fluência, que normalmente oxidam e impedem a entrada do líquido penetrante.

Figura 45 - Comparação de sensibilidade em inspeção após remoção de trinca (a) líquido penetrante e (b) partículas magnéticas.



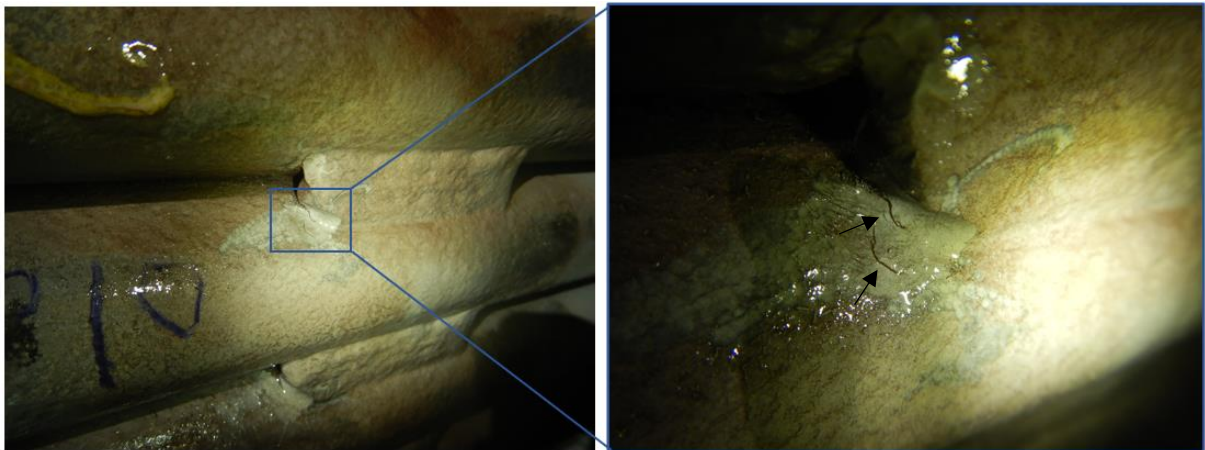
#### 4.3.1. Técnica operatória

A preparação de superfície segue a mesma diretriz da inspeção por líquido penetrante, mas há uma maior tolerância a superfícies corroídas, que costumam ficar muito manchadas no ensaio de LP. Em caldeiras é sempre empregado o ensaio com partículas via úmida e método *yoke*, podendo utilizar partículas coloridas a luz visível ou fluorescente, que possui uma excelente sensibilidade, adequada para trincas de fadiga ou fluência.

#### 4.3.2. Regiões de monitoramento

As regiões normalmente inspecionadas pelo ensaio de partículas magnéticas são soldas sujeitas a fadiga, como juntas de evaporadores com coletores (Figura 22b); juntas circunferenciais, cruzamentos de solda e solda de acessórios nos tubulões de vapor e de água e solda de cliques dos superaquecedores e *screen*. O ensaio também deve ser usado sempre para aprovação de reparos de remoção de trincas em tubos, pela maior sensibilidade.

Figura 46 - Trincas em clipe fixo de união de tubos de um *screen* de vapor de uma caldeira de recuperação.



#### 4.3.3. Critérios de aceitação

O critério de aceitação para o ensaio de partículas magnéticas não admite qualquer indicação linear já no código de construção. Para poros o critério é o mesmo do ensaio de líquido penetrante.

### 4.4. Outros ensaios não destrutivos

#### 4.4.1. ACFM

O ensaio de ACFM (*Alternate Current Field Measurement*) é uma técnica ainda pouco utilizada em inspeção em serviço de caldeiras de recuperação, mas apresenta um grande potencial de uso. A técnica eletromagnética detecta e dimensiona trincas

superficiais em materiais condutores, através da indução de um campo magnético no condutor, que é alterado na presença de um defeito. As extremidades do defeito são facilmente identificadas através da elevação da densidade do fluxo magnético, permitindo o dimensionamento e localização do defeito, inclusive sua profundidade. A maior vantagem reside no fato de não necessitar preparação de superfície e ser menos sensível ao *lift off*, que é a variação da impedância da sonda ao trepidar quando arrastada pelo condutor devido às irregularidades superficiais, muito comum ao ensaio de correntes parasitas. Uma aplicação extremamente produtiva da técnica em caldeiras de recuperação é em juntas soldadas de tubulões, por serem soldas de grande comprimento e sem interferências que possam impedir a passagem da sonda.

Figura 47 - Inspeção de junta soldada com uma sonda ACFM tipo caneta.



Extraído de <https://www.eddyfi.com/en/product/sensu-2-topside-acfm-probes> (2023).

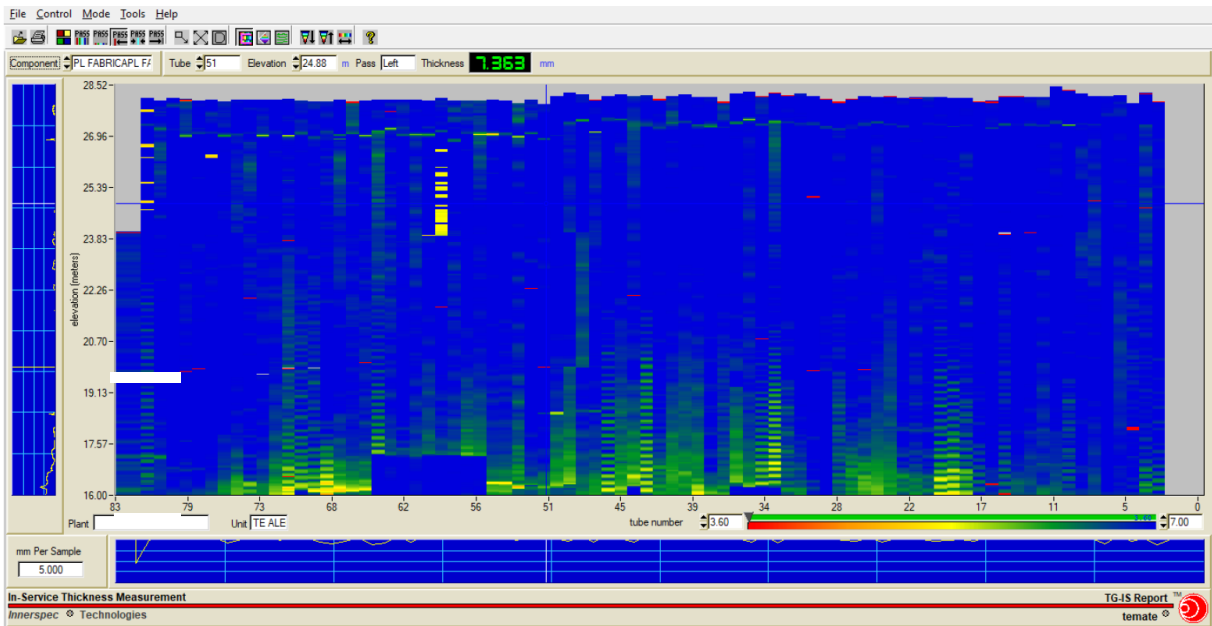
#### 4.4.2. EMAT

O ensaio EMAT (Electro Magnetic Acoustic Transducer) é uma técnica de ultrassom em que o som é gerado pelo componente a ser inspecionado, ao invés do transdutor. O transdutor EMAT induz ondas acústicas em um objeto de teste com dois campos magnéticos que interagem entre si. Um campo de alta frequência (RF) gerado por bobinas elétricas interage com um campo de baixa frequência ou estático gerado por ímãs, para gerar uma força de Lorentz de maneira semelhante a um motor elétrico. Essa perturbação é transferida para a estrutura do material, produzindo uma onda elástica. Em um processo recíproco, a interação de ondas elásticas na presença de um campo magnético induz correntes no circuito da bobina EMAT receptora. Essa técnica permite realizar medições de espessura por varredura e associar as



aquisições em uma visualização *c-scan* permitindo uma visão tridimensional do perfil das espessuras em um tubo. Conforme apresentado anteriormente, essa técnica tem sido recomendada para inspeção das paredes na fornalha média em caldeiras contemporâneas.

Figura 48 - Exemplo de um mapeamento de espessuras em uma parede d'água de uma caldeira por EMAT.



## 5. MÉTODOS DE REPARO

Os métodos de reparo em componentes de caldeiras de recuperação em serviço afetados por danos podem ser classificados da seguinte forma:

- a) Remoção de trincas por desbaste, promovendo uma perda de espessura induzida;
- b) Recomposição da espessura (*weld build up*), através de *weld overlay*;
- c) Substituição de trecho;
- d) Abertura de *cap* com realização de enxerto;
- e) Reparo de furo em superaquecedores.

Os reparos que envolvem soldagem podem ser considerados temporários (tipicamente até a próxima inspeção periódica) ou permanentes. Não existe uma regra sobre essa decisão, mas ao longo do texto são indicadas as tratativas clássicas.

### 5.1. Remoção de trincas

A quantidade de variáveis associadas, o pouco tempo disponível e o elevado risco operacional tornam inviáveis quaisquer tentativas de se realizar estudos de mecânica da fratura para avaliação de criticidade de trincas superficiais, que devem obrigatoriamente ser removidas. Normalmente a remoção é realizada por desbaste com a utilização de uma “ponta montada” instalada em uma retífica, preferencialmente pneumática, por pessoal experiente, com cuidado para remover o mínimo de material possível. A seguir são apresentados os procedimentos adequados a cada componente da caldeira.

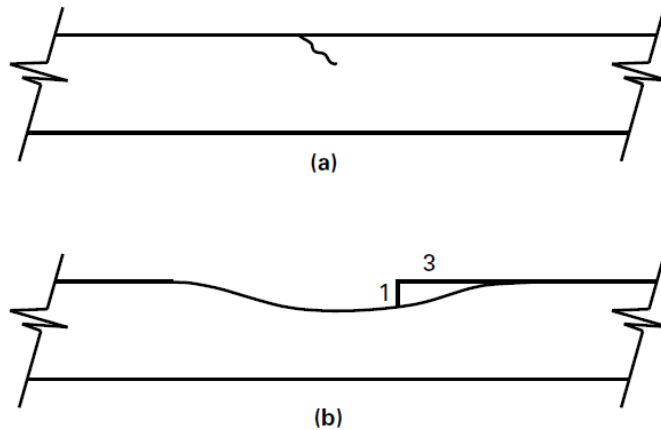
Figura 49 - Exemplos de pontas montadas utilizadas para remoção de trincas em tubos de caldeiras.



#### 5.1.1. Tubos compostos ou com *weld overlay* na zona protegida e superaquecedores

- Realizar desbaste com ponta montada e até a remoção da trinca, com um perfil suave 3:1, conforme indicado na Figura 50;
- Realizar inspeção com líquido penetrante em tubos compostos ou com partículas magnéticas em tubos com *weld overlay* ferrítico;
- Repetir a operação até a remoção total da trinca;
- No caso de trincas em tubos do piso em 304L, a camada inoxidável deverá ser integralmente removida até o aço carbono WENSLEY (2004);
- Efetuar ataque com sulfato de cobre para avaliar a eventual exposição do aço carbono;
- Se houver exposição do aço carbono deverá ser realizado *weld overlay* mediante o atendimento às seguintes condições, caso contrário o trecho deverá ser substituído:
  - A espessura remanescente deverá ser superior a 4mm e a mínima requerida em projeto, o que for maior;
  - A região não tenha sido anteriormente reparada, principalmente na região das aberturas das canaletas de *smelt*;

Figura 50 - Remoção de trinca na superfície de um tubo.



Adaptado de ASME PCC 2 (2021).

A exigência de se ter uma espessura mínima de 4mm para a realização do *weld overlay* ou evitar reparos repetidos no mesmo ponto busca evitar a perfuração do metal base pelo metal de adição austenítico, cujo contato com o lado água pode causar trincamento por corrosão sob tensão, embora essa condição seja menos crítica no caso da utilização de metal de adição com aço inoxidável ferrítico, quando aplicável.

#### 5.1.2. Demais regiões com risco de contato água/smelt

- Realizar desbaste com ponta montada até a remoção da trinca, com um perfil suave 3:1, conforme indicado na Figura 50;
- Realizar inspeção com partículas magnéticas;
- Repetir a operação até a remoção total da trinca;
- Realizar *weld overlay* para repor a espessura, se a espessura remanescente estiver entre a espessura recomendada e a mínima requerida, desde que não seja inferior a 3,0mm;
- Caso a espessura remanescente seja inferior a mínima requerida deverá ser considerada a substituição do trecho.

#### 5.1.3. Demais regiões sem risco de contato água/smelt

- Realizar desbaste com ponta montada até a remoção da trinca, com um perfil suave 3:1, conforme indicado na Figura 50;
- Realizar inspeção com partículas magnéticas;
- Repetir a operação até a remoção total da trinca;
- Realizar *weld overlay* para repor a espessura, caso a análise pelos métodos propostos no Capítulo 6 não sejam atendidas;
- Caso a espessura remanescente seja inferior ao limite estabelecido no Capítulo 6 o trecho deverá ser substituído.

## 5.2. Recomposição de espessura por *weld overlay*

A recomposição de espessura por *weld overlay* é uma das operações mais realizadas durante uma inspeção em serviço e é utilizada para repor a espessura de tubos que sofreram afinamento por algum mecanismo de dano ou por perda de espessura induzida, após a remoção de trinca. A espessura remanescente pode estar abaixo da mínima requerida de projeto, o que exige cuidados adicionais, ou apenas com baixa sobre espessura de corrosão. O processo de eletrodo revestido (111) é o mais utilizado, dado o bom controle da deposição, a possibilidade de ser utilizado em qualquer posição, a simplicidade do equipamento e menor aporte térmico. Tipicamente são utilizados eletrodos com 2,5mm para favorecer um menor aporte térmico e menor diluição com o metal base, possibilitando a sua utilização em espessuras remanescentes relativamente baixas. Entretanto, o processo TIG (141) pode ser utilizado com segurança, desde que realizado por pessoal devidamente qualificado. Existe algumas regras práticas que delimitam a área a ser revestida por *weld overlay*, mas que não apresentam fundamentação teórica. Como demonstrado por FERREIRA (2012), quanto maior for a área de enchimento com material de adição, verifica-se um aumento moderado da tenacidade, tensão de escoamento e ruptura do corpo de prova em relação ao material original, com a preservação das propriedades microestruturais. A seguir são apresentados os procedimentos adequados a cada componente da caldeira.

### 5.2.1. Tubos compostos ou com *weld overlay* na zona protegida e superaquecedores

- Realizar medição de espessura na região a ser soldada e garantir que esteja dentro dos limites estabelecidos em 5.1.1;
- Realizar ensaio de partículas magnéticas ou líquido penetrante para detecção de eventuais descontinuidades, conforme estabelecido em 5.1.1;
- Remover óxidos, respingos, óleos, graxas e qualquer irregularidade antes da soldagem;
- Realizar a soldagem com eletrodo revestido ou TIG com vareta de 2,5mm com metal de adição compatível com o metal base, conforme Tabela 3;
- Se a área a ser soldada for extensa, deve ser considerado realizar a operação com a caldeira com água, para evitar distorção do tubo durante a soldagem;
- Realizar passes estreitos na direção do eixo do tubo, exceto para a posição vertical, em que o passe oscilante é permitido, com uma largura máxima de 2,5 vezes o diâmetro. Mais de uma camada é permitida se a primeira camada não completar a área afetada;
- Realizar desbaste até eliminar o reforço da solda na zona protegida. Em superaquecedores é aceito um reforço de solda, desde que inferior a 1,6mm, com acabamento das extremidades em um perfil 3:1 e não deve exceder a largura da zona afetada por mais de 5mm.
- Realizar inspeção final com LP ou PM.

Nota 1: A realização de *weld overlay* para reposição de espessura abaixo da mínima requerida de projeto é contraindicada para tubos cujo vazamento possibilite o contato água/*smelt*, devendo o trecho de tubo ser substituído neste caso.

Nota 2: Camadas espessas de *weld overlay* dificultam a troca térmica com a água/vapor, promovendo uma degradação da área reparada. Na zona protegida o reforço deve ser removido.

Nota 3: Deve-se atentar para não desbastar o metal base durante o desbaste do *weld overlay*.

Nota 4: Em caso de suspeita de perfuração deve ser realizado ensaio de raio x ou *phased array* para avaliação da área afetada.

Nota 5: A recomposição de espessura por *weld overlay* é considerado um reparo temporário em tubos com perda de espessura induzida por remoção de trincas sujeitos a trincamento por fadiga térmica, como tubos de superaquecedores.

Figura 51 – *Weld overlay* em tubo de abertura de canaleta de *smelt* (a) dano identificado, (b) tubo após reparo.

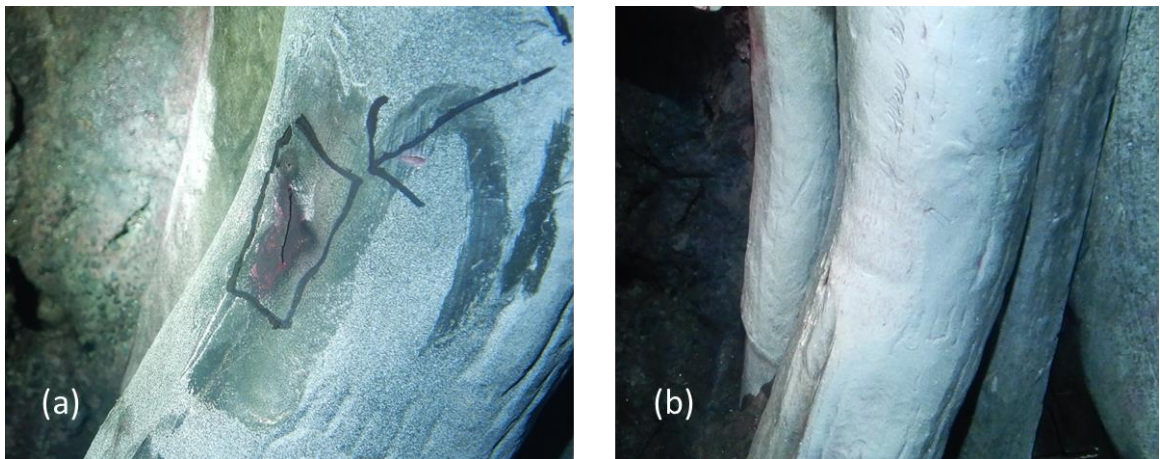


Tabela 3 - Metais de adição tipicamente utilizados para *weld overlay* de acordo com o metal base.

Material	SMAW	GTAW	Pré Aquec. (°C)
SA-210 A1	E-7018	ER-70S-3	-
SA-178 A	E-7018	ER-70S-3	-
SA-209 T1	E-9018-D1	ER-9018-D1	200 a 300
SA-213 T12	E-8018-B2	ER-80S-B2	200 a 300
SA-213 T22	E-9016-B3	ER-90S-B3	200 a 300
SA-213 T24	E-9016-B3	ER-90S-B3	200 a 300
SA-312 TP304L	E NiCrMo-3	ERNiCrMo-3	-
		EN ISO 14343-A : G 25	
Overlay ferrítico 25%Cr ou 18% Cr	EN ISO 14343-A : G 25 4	4	-
Sanicro 38	E 383-16	-	-
SA-213 TP310	-	ER-309-L	-
SA-213 TP316N	-	ER-309-L	-
SA-213 TP 321H	E-347	ER-347	-

### 5.2.2. Demais regiões

- Realizar medição de espessura na região a ser soldada e garantir que esteja dentro dos limites estabelecidos em 5.1.1;
- Realizar ensaio de partículas magnéticas ou líquido penetrante para detecção de eventuais descontinuidades, conforme estabelecido em 5.1.1;
- Remover óxidos, respingos, óleos, graxas e qualquer irregularidade antes da soldagem;
- Realizar a soldagem com eletrodo revestido ou TIG com vareta de 2,5mm com metal de adição compatível com o metal base, conforme Tabela 3;
- Realizar passes estreitos na direção do eixo do tubo, exceto para a posição vertical, em que o passe oscilante é permitido, com uma largura máxima de 2,5 vezes o diâmetro. Mais de uma camada é permitida se a primeira camada não completar a área afetada;
- Realizar inspeção final com LP ou PM.

Nota 1: A realização de *weld overlay* para reposição de espessura abaixo da mínima requerida de projeto é contraindicada para tubos cujo vazamento possibilite o contato água/*smelt*, devendo o trecho de tubo ser substituído neste caso.

Nota 2: Deve-se atentar para não desbastar o metal base durante o desbaste do *weld overlay*.

### 5.3. Substituição de trecho

A substituição de trecho é uma das reparações mais usuais em caldeiras e é realizada por meio do corte do trecho afetado que é substituído por um componente novo, soldado por uma junta de topo no trecho remanescente. Não é incomum o inspetor indicar para substituição um determinado trecho sem avaliar de forma criteriosa a sanidade do trecho remanescente ou da linha de corte, em relação à espessura ou existência de trincas. Portanto, é de fundamental importância que a inspeção seja



estendida para além da área que contém o dano que motivou a troca, de modo a garantir que o trecho novo será soldado em um tubo livre de defeitos.

Uma vez definido o comprimento a ser trocado, se o tubo estiver localizado na fornalha ou em um painel aletado deve-se realizar um furo na aleta ao lado do tubo a ser substituído para que seja possível a identificação do tubo do lado oposto. É igualmente importante observar se há interferência da linha de corte com elementos externos como o *buckstay*, caixas de ar ou refratários, o que podem exigir o aumento do trecho a ser substituído ou intervenções adicionais. No caso de remoção de refratário, deve-se tomar muito cuidado com a utilização de martetele pneumático para se evitar danos aos tubos. O comprimento mínimo a ser substituído deve ser aquele que permita a utilização de uma biseladeira, normalmente considerado como 300mm. De acordo com a norma EN 12952-5 – 21 - *Water-tube boilers and auxiliary installations - Part 5: Workmanship and construction of pressure parts of the boiler*, a distância mínima entre duas soldas de topo entre tubos é de duas vezes o diâmetro externo do tubo a ser soldado.

Na ocasião da união de aços Cr-Mo com diferentes teores, a temperatura de pré-aquecimento e a de tratamento térmico são definidas pelo aço de maior teor de liga, mas o metal base pode ser selecionado com base no metal de base menos ligado.

A substituição de trecho deve seguir a seguinte sequência:

- Definição do comprimento a ser substituído;
- Identificação do tubo na face oposta do dano através da realização de furo na aleta caso o tubo se encontre em um painel aletado;
- Furo do trecho a ser removido para eliminação da água acumulada;
- Corte do tubo e aletas (quando existente) com disco de corte;
- Preparação do bisel com biseladeira;
- Limpeza interna do tubo em uma extensão de no mínimo 1 polegada das extremidades;

- Tubos compostos ou com *weld overlay* devem ter a camada protetora totalmente removida em uma extensão de 15mm. Eventuais contaminações devem ser removidas com o controle de aplicação de sulfato de cobre;
- Realização de ensaio de líquido penetrante no bisel e nos flancos dos tubos adjacentes;
- Posicionamento do trecho novo de modo a ser evitar abertura de raiz excessiva;
- Ponteamento do tubo;
- Soldagem das juntas de topo pelo processo GTAW com varetas especificadas na Tabela 4;
- Ponteamento e soldagem das aletas. No caso de inspeção por ultrassom *phased array* deve ser deixado um espaço para encaixe do *scanner* de no mínimo 60mm para cada lado da junta, sendo a aleta soldada posteriormente à inspeção (soldagem da “boneca”).
- Em tubos cujo vazamento possa causar contato água/smelt deve ser realizado ensaio de LP na raiz e no acabamento e ensaio volumétrico no acabamento.
- Este é considerado um reparo permanente.

Tabela 4 - Metais de adição tipicamente utilizados para solda de topo.

MATERIAIS		CONSUMÍVEIS			Pré Aquec. (°C)
TUBO 1 / REVESTIMENTO	TUBO 2 / REVESTIMENTO	RAIZ	ENCHIM.	REVESTIM.	
SA-210 A1 / SAN38	SA-210 A1 / SAN38	ER 70 S-6	ER 70 S-6	E 383-16	
SA-210 A1 / SAN38	SA-210 A1 / SA-213M TP304L	ER 70 S-6	ER 70 S-6	E 383-16	
SA-210 A1	SA-210 A1	ER 70 S-6	ER 70 S-6	-	
SA-178 A	SA-178 A	ER 70 S-6	ER 70 S-6	-	
SA-213 T12	SA-213 T12	ER 80s G	ER 80s G	-	200-300
SA-213 T12	SA-213 T22 / 309L	ER 80s G	ER 80s G	-	200-300
SA-213 T22	SA-213 T22	ER 90s G	ER 90s G	-	200-300
SA-213 T22 / 309L	SA-213 T22 / 309L	ER 90s G	ER 90s G	E 309L	200-300
SA-213 T22	SA-213 T22 / 309L	ER 90s G	ER 90s G	-	200-300
SA-213 T24+CC2540	SA-213 T24+CC2540	ER 90s G	ER 90s G	-	200-300
SA-213 T24+CC2540 / 309L	SA-213 T24+CC2540 / 309L	ER 90s G	ER 90s G	E 309L	200-300
SA-213 T24+CC2540	SA-213 T24+CC2540 / 309L	ER 90s G	ER 90s G	-	200-300
ASTM A-106 Gr.B	ASTM A-312 Gr. TP304L	ER 309L	ER 309L	-	
SA-209 T1	SA-209 T1	ER-9018-D1	ER-9018-D1		200-300
AS-210 A1 + Overlay ferrítico 25%Cr ou 18% Cr	AS-210 A1 + Overlay ferrítico 25%Cr ou 18% Cr	ER 70 S-6	ER 70 S-6	EN ISO 14343- A : G 25 4	
SA-213 TP310	SA-213 TP311	ER-309-L	ER-309-L		
SA-213 TP316N	SA-213 TP316N	ER-309-L	ER-309-L		

MATERIAIS		CONSUMÍVEIS	
SA-213 TP 321H	SA-213 TP 321H	ER-347	ER-348

Figura 52 - (a) Remoção de refratário na abertura de uma canaleta de *smelt*. (a) Início da atividade e (b) término da atividade.



Figura 53 - Preparação do bisel em tubo composto com (a) biseladeira e (b) ajuste do bisel e remoção de pontos contaminados.



Figura 54 - (a) LP nos flancos e (b) ponteamento dos tubos.



Figura 55 - (a) Soldagem de enchimento concluída e inspecionada por LP e (b) solda de revestimento concluída e montagem ponteamento das aletas.



#### 5.4. Abertura de *cap* com realização de enxerto

A abertura de *cap* normalmente é realizada quando há necessidade de se criar um acesso ao interior do tubo para inspeção por videoscopia nos tubos da parede d'água, acima da zona de transição da zona protegida. Essa abertura deve ser realizada na face fria do tubo e seguir o dimensional indicado na Figura 56. Como normalmente a seleção do tubo é feita no interior da fornalha, é usual a realização de um furo na aleta para identificação do tubo pelo lado externo, devido à falta de referências.

Figura 56 - Abertura de cap.

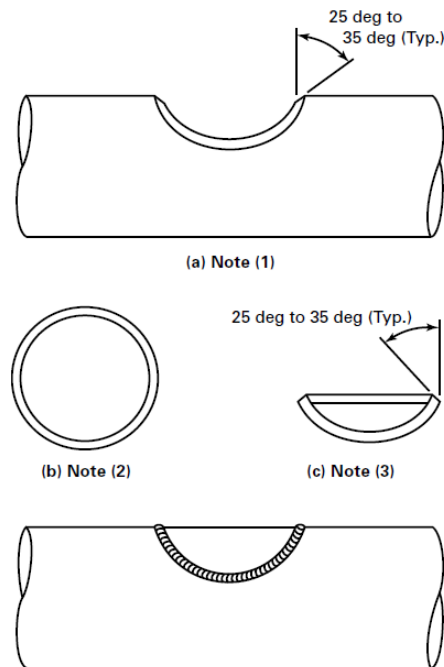


Figura 57 - Adaptado de ASME PCC 2 (2021).

O processo de soldagem a ser utilizado é o GTAW, com os consumíveis sugeridos na Tabela 4 com inspeção final por líquido penetrante. Este é considerado um reparo permanente.

#### 5.5.Reparo de tubo furado ou com trinca passante em superaquecedores

A reparação de furos/ trincas passantes deve ser evitada, principalmente em componentes cujo vazamento possa provocar o contato água/*smelt*. Entretanto, o documento *Materials and Welding Guidelines for Black Liquor Recovery Boilers* do BLRBAC detalha um procedimento para reparação de furos em superaquecedores. Uma ressalva é feita em relação ao pequeno risco de contaminação da solda pela presença de depósitos internos, que é pouco provável de ocorrer em superaquecedores.

O reparo de furo/trinca passante é contraindicado caso uma das condições a seguir não sejam atendidas:

- A abertura da raiz após preparação deverá ser inferior a 3,2

- mm (1/8");
- As dimensões do furo ou trinca não podem superar 25% na direção circunferencial ou 2 polegadas na direção longitudinal;
- A causa raiz deve ser conhecida;
- A espessura adjacente à área afetada deverá ser superior à espessura mínima requerida do código de projeto;
- Não há trincas ramificadas oriundas do defeito, o que deve ser confirmado pelo ensaio de PM (preferencialmente) ou LP;
- A região adjacente ao dano não possua deformações para dentro ou para fora do plano da superfície do tubo;
- Este é considerado um reparo temporário.

*5.5.1.Procedimento de reparo de solda para corte com maçarico, corte com retificadora, danos por ferramentas afiadas ou abertura de arco severa*

- Medir as dimensões do furo;
- Realizar medições de espessura nas adjacências do dano e verificar se estão acima da espessura mínima requerida do código de construção;
- Remover todos os contaminantes nas arestas do furo e preparar um bisel com ângulo aproximado de  $37^\circ \pm \frac{1}{2}^\circ$ ;
- Realizar o reparo utilizando um procedimento qualificado;
- Controlar a temperatura interpasse para aços Cr-Mo;
- Realizar o passe de raiz e enchimento preferencialmente pelo processo GTAW para garantir penetração total;
- Realizar inspeção final com PM (preferencialmente) ou LP;
- Este é considerado um reparo temporário.

*5.5.2.Procedimento de reparo para trincas*

- Determinar a extensão da trinca por PM (preferencialmente) ou LP e certificar-se que não há trincas ramificadas;
- Realizar medições de espessura nas adjacências do dano e verificar se estão acima da espessura mínima requerida do código de construção;



- Se a trinca estiver próxima de cliques de fixação fixos ou deslizantes esses devem ser removidos junto com a solda e as adjacências devem ser atacadas com sulfato de cobre para revelar qualquer resíduo de aço inoxidável ou aço ligado. Todo aço inoxidável ou aço liga deve ser removido antes da realização da soldagem;
- Remover a trinca por esmerilhamento e checar a remoção total por PM (preferencialmente) ou LP. A trinca deve ser completamente removida;
- Realizar o reparo utilizando um procedimento qualificado;
- Controlar a temperatura interpasse para aços Cr-Mo;
- Realizar o passe de raiz e enchimento preferencialmente pelo processo GTAW para garantir penetração total;
- Reinstalar o clipe a uma distância mínima de  $50\text{mm} \pm 12,5\text{mm}$  acima ou abaixo do reparo;
- Realizar inspeção final com PM (preferencialmente) ou LP;
- Este é considerado um reparo temporário.

## 6. AVALIAÇÃO DE CRITICIDADE DE DANOS

Conforme já descrito, a caldeira acumula danos ao longo do seu ciclo de vida. Esses danos podem ser classificados como perda de espessura, *pitting*, trincamento ou amassamento. O objetivo desse capítulo é descrever procedimentos simplificados para avaliação de cada um desses danos de forma segura, de modo a evitar a necessidade de reparo, que muitas vezes é feita de forma conservadora, implicando perda de tempo e elevação de custos de forma desnecessária.

### 6.1. Perda de espessura

Algumas referências como o BLRBAC definem as espessuras mínimas requeridas de construção da caldeira como o critério de aceitação limite para perda de espessura e são os parâmetros considerados por este autor apenas para componentes cujo risco de vazamento possa causar o contato água/smelt. Um dos pontos mais sensíveis para avaliação de regiões com perda de espessura ou *pitting*, conforme metodologia do API 579 / ASME FFS-1, é a determinação das taxas de corrosão. No caso de perda de espessura do lado água isso é ainda mais crítico, pela baixa probabilidade de dimensionamento dos danos, principalmente em caso de corrosão por *pitting*, conforme ilustrado na Figura 58. Portanto, para regiões com elevadas taxas de corrosão ou que a taxa não possa ser determinada de forma precisa, a utilização das metodologias do API 579 /ASME FFS-1 é limitada.

Figura 58 - Foto ilustrativa de uma curva inferior de um economizador sujeito a corrosão interna por *pitting* por contaminação da água de alimentação



O API 579/ ASME FFS-1 define um parâmetro denominado fator de resistência remanescente (*remaining strenght fator* ou RSF) que é obtido pela razão entre a pressão de colapso de um componente danificado e a pressão de colapso do componente não danificado, cujo valor limite admissível é de 0,9, conforme descrito no Anexo 2F desse documento. A parte 4 do API 579 propõe procedimentos para avaliação de perda de espessura generalizada. As metodologias aqui descritas podem ser aplicadas a tubulões de vapor, coletores, economizadores, evaporadores e banco de tubos. Entretanto, algumas condições devem ser respeitadas para aplicação do procedimento proposto, como:

- Operar abaixo da temperatura de fluência (343°C para o aço carbono com limite de ruptura de até 414MPa);
- O componente ter sido projeto conforme um código de construção reconhecido, como ASME Seção 1 ou EN 12952;
- A região afetada possuir contornos suaves, que pode ser induzido por desgaste;
- Os ciclos de carga e descarga não podem ser superiores a 150<sup>1</sup>;
- O componente não pode ter o dimensionamento governado por outros esforços que não a pressão interna (carregamentos suplementares), a exemplo de tubos tirantes.

A pressão a ser considerada, denominada pressão de avaliação, deverá ser calculada com base na tabela 4.4 do API 579 / ASME FFS-1:

$$P = PMTA \cdot RSF_a \quad (1)$$

Onde:

PMTA: Pressão máxima de trabalho admissível;

RSF<sub>a</sub>: Fator de resistência remanescente.

---

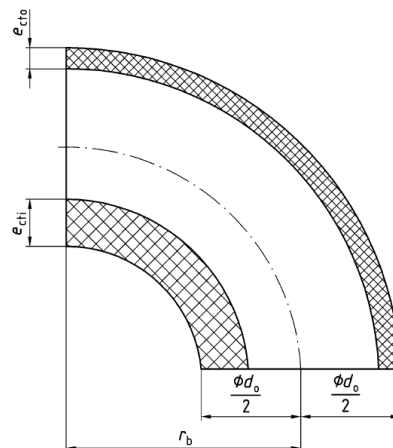
<sup>1</sup> De modo geral, caldeiras não são concebidas para operação em regime cíclico, com as verificações de resistência à fadiga sendo suprimidas na fase de projeto - é considerada de forma implícita pelas generosas margens de projeto sobre a tensão primária de membrana.

A possibilidade de revelar as reservas de resistência ocultas em componentes pode ser obtida por abordagens simples, recorrendo ao próprio código de construção, como apresentado a seguir de acordo com a característica de cada componente. É importante ressaltar que a avaliação deve considerar o valor da espessura na ocasião da próxima inspeção, corrigindo a perda de espessura esperada para a campanha seguinte (*future corrosion allowance – FCA*)

### 6.1.1. Tubos curvados

Na inspeção de caldeiras a avaliação das espessuras de curvas é recorrente devido à inerência dos mecanismos de danos nesses trechos. No extradorso das curvas a tensão atuante é menor do que para trechos retos de mesma dimensão nominal e no intradorso, como é de se esperar, ocorre o efeito contrário. O código ASME não diferencia o dimensionamento de tubos retos de tubos curvados, entretanto, o código EN 12952-3 faz essa distinção em benefício de espessuras mínimas requeridas menores do que as obtidas pelo código ASME.

Figura 59 – Curva idealizada. Adaptado da Figura 11.1-1 da EN 12952-3.



Considerando o código ASME I, a espessura de um tubo de caldeira de até 125mm de diâmetro externo é definido conforme o parágrafo PG – 27.2.1, independentemente da forma (reto ou curvado):

$$t = \frac{PD}{2S_w + P} + 0,005D + e \quad (2)$$

Onde:

t: espessura mínima requerida;

e: fator para terminações de tubos expandidas

D: diâmetro externo do componente;

P: pressão de avaliação;

S: tensão admissível do material do tubo;

w: fator de redução de resistência da junta soldada, aplicável a componentes que contenham juntas longitudinais ou tampos soldados

Já o código EN 12952-3 estabelece para o extradorso de curvas, conforme parágrafo 11.2.2 e 11.3.3 as seguintes formulações:

$$e_{ct} = \frac{p_c d_0}{2f + p_c} \quad (3)$$

$$e_{cto} = e_{ct} \frac{\frac{2 r_b}{d_0} + 0,5}{\frac{2 r_b}{d_0} + 1} \quad (4)$$

Onde:

$e_{ct}$ : Espessura requerida para trechos retos submetidos à pressão interna;

$e_{cto}$ : Espessura requerida para o extradorso de curvas sujeitas à pressão interna;

$e_{cti}$ : Espessura requerida para o intradorso de curvas sujeitas à pressão interna;

$p_c$ : Pressão de avaliação;

$d_0$ : Diâmetro externo;

$f$ : Tensão admissível;

$r_b$ : Raio de curvatura conforme Figura 59

Como pode-se notar, o dimensionamento da espessura no extradorso impõe um fator de correção na espessura requerida para trechos retos  $e_{ct}$ , que é menor que 1. Dessa forma a simples consideração do código EN 12952 permite revelar uma sobre espessura de corrosão frente ao código ASME para o extradorso de curvas.

### 6.1.2. Coletores e tubulões

Para coletores e tubulões, a espessura mínima requerida é definida no parágrafo PG-27.2.2:

$$t = \frac{PD}{2SE+2yP} + C \quad (5)$$

Onde:

E: eficiência de ligamento;

y: coeficiente de temperatura;

C: tolerância para rosqueamento e estabilidade estrutural;

t: espessura mínima requerida;

D: diâmetro externo do componente;

P: pressão de avaliação;

S: tensão admissível do material do tubo;

A eficiência de ligamento está relacionada à redução da seção resistente pela presença de abertura de bocais ou passagem de tubos, como no caso dos tubulões de vapor e água que, em caldeiras com dois tubulões, possuem maior espessura na geratriz voltada para o banco de tubos para compensar as aberturas de conexão dos tubos do banco de tubos. Caso seja necessário avaliar uma perda de espessura decorrente de corrosão, perda de espessura induzida ou danos mecânicos, se atendidas as condições da equação 6 a espessura mínima do componente pode ser recalculada considerando uma eficiência de ligamento E igual a 1.

$$d = \emptyset + \sqrt{R \cdot t} \quad (6)$$

Onde:

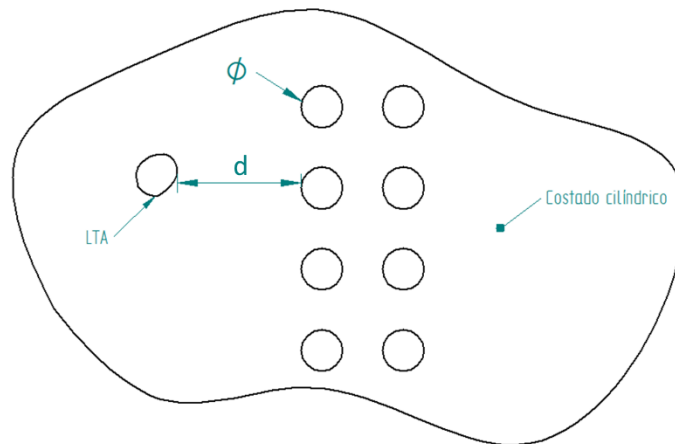
$\emptyset$ : diâmetro da abertura mais próxima ao defeito;

R: raio interno do costado cilíndrico;

t: espessura mínima requerida do componente com perda de espessura;

d: distância da extremidade da área afetada (*local thin area* – LTA) até a extremidade de uma abertura.

Figura 60 - Dimensões características para consideração da influência de aberturas na eficiência do ligamento.



## 6.2. Trincamento

Conforme detalhado no Capítulo 5.1 trincas superficiais não são aceitas e devem ser removidas e a região devidamente inspecionada. Já os defeitos tipo trinca embebidos, decorrentes do processo de fabricação, identificados em ensaios volumétricos, devem ser submetidos ao procedimento de análise da Parte 9 do API 579 / ASME FFS-1. Essa abordagem se aplica aos coletores e tubulões. Defeitos encontrados em reparos de manutenção devem ser corrigidos.

## 6.3. Amassamento

A ocorrência de amassamentos é comum em componentes como *screen* de vapor e o nariz da caldeira, que são causados pela queda de pedras de sulfato que eventualmente se acumulam junto ao teto da caldeira, conforme detalhado no Capítulo 3.2.10. Além da área afetada, devem ser avaliadas as juntas soldadas que resistiram ao impacto causador da deformação, como a região indicada na Figura 46. A deformação localizada em tubos de caldeiras pode: (i) favorecer a formação de filmes de vapor em tubos de água horizontais; (ii) reduzir a área da seção transversal; (iii) favorecer a nucleação de trincas na superfície interna do tubo. Deste modo, a ocorrência de amassamentos pode gerar consequências operacionais para além da redução da resistência do componente. Por essa razão, o código API 579/ ASME FFS-1 restringe o método de avaliação de amassamentos a tubos com diâmetro entre

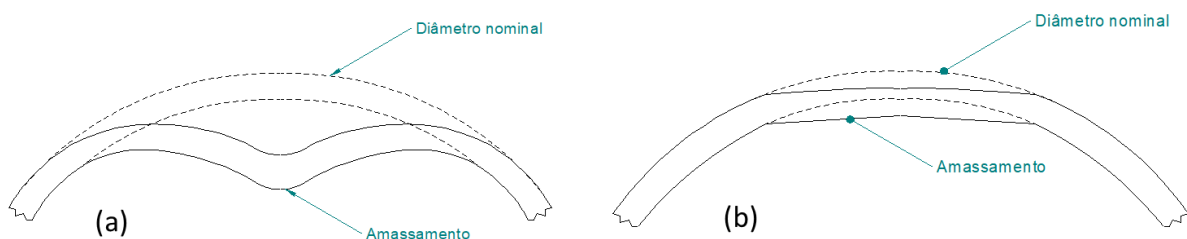


168mm e 1050mm e espessuras entre 5mm e 19mm (item 12.5.5 da norma), portanto o procedimento aqui proposto é uma adaptação conservadora do procedimento descrito nesse documento. Algumas condições devem ser respeitadas para aplicação do procedimento proposto, como:

- Operar abaixo da temperatura de fluência (343°C para o aço carbono com limite de ruptura de até 414MPa);
- O componente ter sido projeto conforme um código de construção reconhecido, como ASME Seção 1 ou EN 12952;
- Os ciclos de carga e descarga não podem ser superiores a 150;
- O material do tubo deve ser considerado dúctil, com tensão de escoamento inferior a 482MPa e limite de ruptura inferior a 711MPa;
- O componente não pode ter o dimensionamento governado por outros esforços que não a pressão interna (carregamentos suplementares), a exemplo de tubos tirantes;
- Estar distante de  $1,8 \cdot \sqrt{D \cdot t_c}$  da descontinuidade geométrica mais próxima, onde D é o diâmetro externo nominal do tubo e  $t_c$  a espessura da região na condição corroída futura;
- Estar a uma distância mínima de  $2 \cdot t_c$  ou 25mm de uma junta soldada, o que for maior;
- Se o amassamento resultar em uma redução do diâmetro externo inferior a 6% a aprovação do dano é imediata.

Em relação à morfologia do dano, são aceitas apenas deformações planas, conforme apresentado na Figura 61. Deformações com dupla curvatura, que provoquem ovalizações ou vincos não são aceitas e devem ter o trecho substituído.

Figura 61 - Amassamentos em tubos: (a) condição não aceitável e (b) e condição aceitável.



## 7. CONCLUSÃO

A inspeção em serviço de caldeiras de recuperação impõe diversos desafios relacionados aos critérios de aceitação de danos, que em diversas situações são baseados em evidências anedóticas. A evolução do projeto das caldeiras de recuperação eliminou algumas preocupações do passado, como a ocorrência de trincamento em tubos pinados ou em tubos compostos com camada externa em 304L e um aumento da vida útil dos componentes, principalmente com maior resistência à corrosão, permitindo campanhas superiores a 18 meses. Essa nova realidade ainda não se reflete na bibliografia de referência do setor, o que reflete em avaliações excessivamente conservadoras da condição dos equipamentos. Entretanto, a operação com licor preto com alto teor de sólidos, modificações no suprimento de ar nos níveis mais baixos, aplicação de novos materiais e as maiores pressões de operação impõem novos desafios, cujos problemas ainda estão sendo conhecidos.

## 8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABTCP - Associação Brasileira Técnica de Celulose e Papel. **Guia para inspeção periódica de caldeiras de recuperação- Rev 3**. Belo Oriente, MG, 2023.

ABTCP - Associação Brasileira Técnica de Celulose e Papel ABTCP – **Inspeção de lanças de sopradores de fuligem retráteis de caldeiras de recuperação**. Ipatinga, MG, 2021.

ABTCP - Associação Brasileira Técnica de Celulose e Papel ABTCP - **Guia para definição de prazo para inspeção periódica de caldeiras de recuperação**. Brasil, 2022.

ABTCP - Associação Brasileira Técnica de Celulose e Papel ABTCP - **Guia para inspeção de tubos de aço carbono pinados em fornalhas de recuperação**. Belo Oriente, MG, 2005.

API – *American Petroleum Institute*. **API 579 / ASME FFS-1, Fitness-For-Service**. Washington, DC: API Publishing Services, 2021.

API – *American Petroleum Institute*. **API RP 571 Damage Mechanism Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry**. Washington, DC: API Publishing Services, 2020.

AMADEI, J. R. P.; FERRAZ, V. C. T. **Guia para elaboração de referências**: ABNT NBR 6023:2018. Bauru, 2019. 54 p.

ASME - American Society of Mechanical Engineering. **ASME PCC 2: repair of pressure equipment and piping**. New York: ASME, 2021.

ASME - American Society of Mechanical Engineering. **ASME Section 1: Rules for Construction of Power Boilers**. New York: ASME, 2023.

BEHRANI, V.; MAHMOOD, J.; SINGH, P. *Mid Furnace Corrosion in Kraft Recovery Boilers and its Control*. In: *Corrosion 2006*, 2006, San Diego, CA. **Paper** [...]. Houston: NACE, 2006. *Paper* NACE-06238.

BLRBAC - *Black Liquor Recovery Boiler Advisory Committee*. **Materials and welding guidelines for black liquor recovery boilers**. E.U.A., 2013.

BRUNO, F. *Corrosion as a cause for recovery boiler damages*. In: *Pulp and Paper Canada*, 2003, Ontario. **Artigo** [...]. Ontario: Pulp and Paper Canada.

CEN – Comité Européen de Normalisation. **EN 12952-5 – 21 Water-tube boilers and auxiliary installations: Part 5 - Workmanship and construction of pressure parts of the boiler**. Bruxelas: CEN, 2021.

CEN – Comité Européen de Normalisation. **EN 12952-3 – 21 Water-tube boilers and auxiliary installations - Part 3: Design and calculation for pressure parts of the boiler.** Bruxelas: CEN, 2021

EDDIFY TECHNOLOGIES. **Website.** Disponível em: <https://www.eddyfi.com/en/product/sensu-2-topside-acfm-probes>. Acesso em 28 nov. 2023

EPE, IEA e IBA. **A indústria de papel e celulose no brasil e no mundo.** Brasil: EPE, IEA e IBA, 2022. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-650/Pulp%20and%20paper\\_EPE+IEA\\_Portugu%C3%AAs\\_2022\\_01\\_25\\_IBA.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-650/Pulp%20and%20paper_EPE+IEA_Portugu%C3%AAs_2022_01_25_IBA.pdf). Acesso em: 5 out. 2023.

EPRI – Electric Power Research Industry. **TR 1011912 - Metallurgical Guidebook for Fossil Power Plant Boilers.** Palo Alto, California: EPRI, 2006.

FERREIRA, J. P.F.P. **Reposição de espessura por soldadura em tubos de paredes de água de caldeiras de recuperação química.** 2012. 129 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia da Soldadura) - Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova, Lisboa.

KEISER, J. R. et al. *Current understanding of cracking of recovery boiler primary air port composite tubes.* In: TAPPI Fall Technical Conference, 2003, Atlanta, GA. **Proceedings** [...]. Atlanta: TAPPI - Technical Association of Pulp and Paper Industry.

MALKOW, T. et al. *Cyclic TGA testing to evaluate chloride enhanced oxidation resistance of superheater steels.* In: 11th International Conference on Pulp & Paper Industry Corrosion, 2004, Charleston, SC. **Proceedings** [...]. E.U.A: TAPPI - Technical Association of Pulp and Paper Industry.

MTE - Ministério do Trabalho e Emprego. Norma Regulamentadora N°13 - Caldeiras, vasos de pressão, tubulações e tanques metálicos de Armazenamento. **Diário Oficial da União:** Portaria MTP n° 1846, de 01 de julho de 2022.

ORNL – Oak Ridge National Laboratory. **Cracking and Corrosion of Composite Tubes in Black Liquor Recovery Boiler Primary Air Ports.** Oak Ridge, Tennessee: Oak Ridge National Laboratory, 2006.

SHARP, W.B.A.; JONES, W.A. - *Evaluation of near-drum thinning data in recovery boiler generating bank tubes* – **TAPPI Journal**, E.U.A., v. 15, n. 7, jul. 2016.

TAPPI – Technical Association of Pulp and Paper Industry. **TIP 0402-18 - Ultrasonic testing for tube thickness in black liquor recovery boilers.** E.U.A., 2015.

TAPPI – Technical Association of Pulp and Paper Industry. **TIP 0402-21 - Ultrasonic technician performance test for boiler tube thickness measurement.** E.U.A., 2018.

TAPPI – *Technical Association of Pulp and Paper Industry*. **TIP 0416-26 - Best practices for Recovery Boiler Inspection**. E.U.A., 2015.

TAPPI - *Technical Association of Pulp and Paper Industry*. **TIP 0402-30 - Inspection for cracking of composite tubes in black liquor recovery boilers**. E.U.A., 2012

TAPPI – *Technical Association of Pulp and Paper Industry*. **TIP 0402-38 Best practice guidelines for detecting and mitigating waterside cracking (stress-assisted corrosion) in power and recovery boilers**. E.U.A., 2015.

THE BABCOCK & WILCOX COMPANY. **Steam: Its Generation and Use**. 42. ed. EUA: B&W, 2015.

TRAN, H. **Energy and chemical recovery in the kraft pulping process**. In: *Chemical Engineering & Applied Chemistry - University of Toronto*. Disponível em: <https://chem-eng.utoronto.ca/faculty-staff/faculty-members/honghi-n-tran/>. Acesso em: 8 out. 2023.

TRAN, H.; JONES, A. K. *Formation mechanisms of “jellyroll” smelt in kraft recovery boilers*. **TAPPI Journal**, E.U.A., v. 16, n. 10, out. 2017.

VAKKILAINEN, E. **Kraft recovery boilers: principles and practice**. 1. ed. Helsinque: 2005. 245 p.

VALMET. *Floor Protection in Recovery Boilers with Decanting Floors*. In: *Valmet website*. **Articles**. 5 fev. 2019. Disponível em: [https://www.valmet.com/globalassets/media/downloads/white-papers/power-and-recovery/recovery\\_boiler\\_floor\\_protection\\_whitepaper.pdf](https://www.valmet.com/globalassets/media/downloads/white-papers/power-and-recovery/recovery_boiler_floor_protection_whitepaper.pdf). Acesso em 5 ago. 2023.

WENSLEY, A. *Inspection Experience With Recovery Boiler Floors*. In: *TAPPI Fall Technical Conference, 2004, Atlanta, GA*. **Proceedings** [...]. Atlanta: TAPPI - *Technical Association of Pulp and Paper Industry*.