



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

ESCOLA DE ENGENHARIA

ENGENHARIA DE MATERIAIS



ENG 02298 TRABALHO DE DIPLOMAÇÃO

INSPEÇÃO DAS ZONAS DE PRESSÃO DE UMA CALDEIRA AQUATUBULAR

Murilo Prates da Silva

135414

Orientador: Prof^ª. Dr^ª. Jane Zoppas Ferreira

Novembro de 2013

Sumário

RESUMO	3
1 INTRODUÇÃO	4
2 OBJETIVOS	5
3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	6
3.1 Caldeira	6
3.1.1 Caldeiras flamotubulares	6
3.1.2 Caldeiras aquatubulares	7
3.1.3 Fluxo de água/vapor em um tubo vertical na fornalha.....	9
3.1.4 Mecanismos de degradação de caldeiras aquatubulares.....	10
3.2 Magnetita em caldeiras aquatubulares	11
4 PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL	13
4.1 Inspeção Visual	13
4.2 Medição de espessura por ultrassom	14
4.3 Ensaio de líquido penetrante e gamagrafia nas soldas	14
4.4 Ensaio de partículas magnéticas, réplicas metalográficas e dureza.....	15
4.5 Teste hidrostático e ensaio de emissão acústica	20
5 RESULTADOS E DISCUSSÃO	21
5.1 Tubos da parede d'água.....	21
5.2 Superaquecedores	23
5.3 Tubulão	23
5.4 Zona morta	24
5.5 Teste hidrostático e ensaio de emissão acústica	28
6 CONCLUSÕES	29
7 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	30
8 BIBLIOGRAFIA.....	31

RESUMO

Caldeiras são equipamentos utilizados para a produção de vapor em diversos segmentos industriais, constituindo uma importante fonte de energia térmica e mecânica. Porém, também são fontes de risco para a segurança das pessoas e do meio ambiente se não houver uma manutenção adequada.

O presente trabalho se propôs a caracterizar as condições de deterioração de uma caldeira a carvão que integra a central termoelétrica de um complexo petroquímico. Para tal caracterização foram aplicados os ensaios não destrutivos de ultrassom, partículas magnéticas, gamagrafia, líquido penetrante, réplica metalográfica, teste hidrostático e emissão acústica.

Analisando os resultados destes ensaios, verificou-se que a caldeira apresentava um bom estado de conservação, com alguns pontos localizados de perda de espessura dos tubos, sobretudo em função de abrasão por cinza. Estes pontos foram recuperados com solda até a espessura de projeto.

A caracterização metalográfica dos coletores de vapor indicou que os mesmos apresentam sinais do envelhecimento, porém sem comprometer a resistência do material. Após os reparos necessários, o equipamento foi considerado apto a uma nova campanha de operação.

1 INTRODUÇÃO

Temos acompanhado nos noticiários ultimamente uma crescente preocupação com a matriz energética do Brasil. Devido à falta de chuvas e o aumento exponencial no consumo de energia, muitas usinas termoelétricas precisaram ser acionadas para garantir o suprimento deste insumo. O coração destas usinas é invariavelmente uma caldeira, responsável por produzir o vapor que aciona turbogeradores que, por sua vez geram energia elétrica.

Apesar de as caldeiras estarem em geral associadas a este tipo de indústria, sua aplicação é bastante versátil. São utilizadas para aquecimento de prédios residenciais e comerciais, geração de vapor para hospitais e indústrias de pequeno porte e também nas indústrias de papel, petrolífera e petroquímica. Nestas últimas, o vapor gerado pelas caldeiras é utilizado não só para a produção de energia elétrica *in loco*, mas também para fornecer energia térmica para todos os processos da cadeia e energia mecânica para turbobombas, compressores, etc.

Assim, a integridade de uma caldeira em operação é de suma importância para a continuidade e qualidade do processo produtivo de uma indústria petroquímica. Mais do que isso, a preocupação com esta integridade é também uma preocupação com a segurança das pessoas envolvidas e com o meio-ambiente, visto que a operação de uma caldeira agrega riscos ao processo, que devem ser controlados. Estes riscos são oriundos dos elevados volumes, pressões e temperaturas aos quais o equipamento é submetido.

Portanto, o projeto, a operação e a manutenção devem ser conduzidos de forma a garantir a integridade do equipamento. O presente trabalho foca na inspeção realizada periodicamente (a cada trinta meses) em uma caldeira instalada na central de geração termoelétrica de um complexo petroquímico.

2 OBJETIVOS

- Descrever as técnicas de inspeção utilizadas na avaliação das condições estruturais de uma caldeira aquatubular em parada geral de manutenção, conforme norma regulamentadora do Ministério do Trabalho – NR13 (1).

- Apresentar os resultados da inspeção realizada nas zonas de pressão da caldeira

- Com base nestes resultados, recomendar intervenções de manutenção pertinentes para a confiabilidade do equipamento em uma nova campanha de operação.

- Prever e recomendar atividades necessárias a serem realizadas em futuras inspeções.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 Caldeira

Caldeiras são equipamentos utilizados para a geração de vapor de água por meio da combustão, em condições controladas, de combustíveis sólidos, líquidos ou gasosos. São sempre equipamentos auxiliares ou de utilidades, pois o vapor gerado é conduzido por tubulações até outros equipamentos e utilizado de várias formas como, por exemplo:

- *Energia térmica* em processos industriais de trocas térmicas em indústrias químicas e petroquímicas;

- *Energia mecânica*, a fim de acionar outros equipamentos como turbocompressores e turbogeradores;

- *Vapor de diluição* em processos químicos.

Exemplos característicos desses equipamentos industriais que utilizam vapor são os turbogeradores e turbocompressores. Os turbogeradores são utilizados nas usinas termelétricas para transformar o vapor em energia mecânica numa turbina e essa acionar geradores de energia elétrica. Há também os turbocompressores, utilizados nas petroquímicas, onde o vapor é transformado diretamente em energia mecânica para comprimir gases em processos termoquímicos industriais.

As caldeiras são equipamentos especializados e o seu projeto sempre leva em consideração o tipo de aplicação do vapor, que por sua vez define o volume e pressão necessários. As caldeiras são classificadas quanto ao tipo de troca térmica que ocorre na câmara de combustão em flamotubulares e aquatubulares.

3.1.1 Caldeiras flamotubulares

Nas caldeiras flamotubulares, a água passa pelo lado externo dos tubos e os gases da combustão pelo lado interno. Esse tipo de caldeira é utilizado em aplicações onde o volume, pressão e temperatura do vapor são mais baixos, como por exemplo na indústria de alimentos e em hospitais. São caldeiras de baixa produção e pressão, em geral limitadas a 30 t/h de vapor a 25 kgf/cm² de pressão e com temperaturas de vapor inferiores a 350°C (2).

Esse tipo de caldeiras, devido às temperaturas e pressões mais baixas, não apresenta muitos problemas de materiais se forem operadas corretamente e a água bem tratada. Os maiores problemas ocorrem devido a tratamento incorreto da água e falhas de manutenção ou operação, principalmente falta de água por parada indevida de bomba. Os problemas de explosão desse tipo de caldeiras eram comuns antigamente, porém a legislação de segurança industrial exige cada vez mais tecnologia de inspeção,

manutenção, treinamento de operadores e dispositivos eletrônicos de segurança. Isso fez com que os acidentes com esse tipo de caldeira fossem diminuindo a cada ano.

3.1.2 Caldeiras aquatubulares

As caldeiras aquatubulares possuem uma fornalha para a queima do combustível, que pode ser sólido, líquido ou gasoso. Em toda a volta dessa fornalha está a “parede d’água”, constituída por tubos pelos quais passa a água que é aquecida até vaporizar. Nessas caldeiras, ao contrário das flamotubulares, o combustível passa pelo lado externo dos tubos, enquanto a água passa pelo lado interno.

As caldeiras aquatubulares são utilizadas em aplicações onde o volume, pressão e temperatura do vapor são altas, tendo como exemplos típicos a indústria de geração térmica de energia elétrica, indústria petroquímica e de papel. As caldeiras aquatubulares produzem grandes volumes de vapor (até 2500 t/h) a alta pressão (até 350kgf/cm²) e temperatura (até 600°C) (2).

A Figura 1 mostra um desenho esquemático de um tipo de caldeira aquatubular.

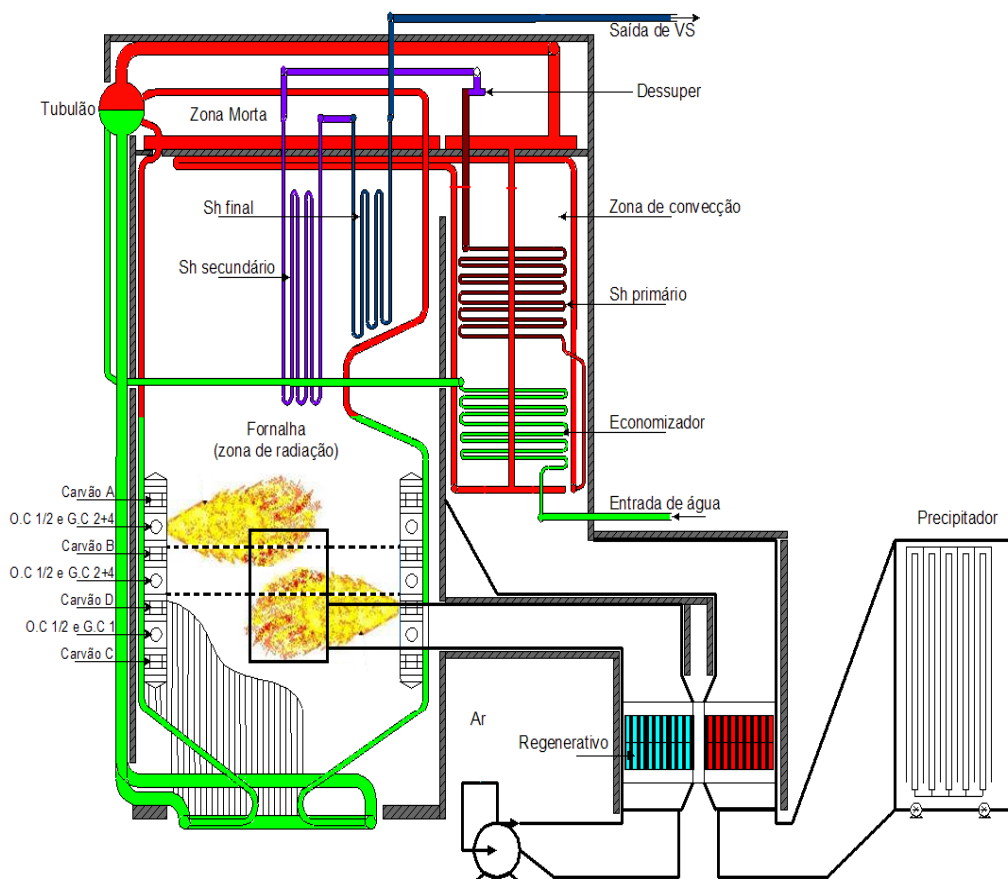


Figura 1: Desenho esquemático com os componentes básicos de uma caldeira aquatubular (3).

A caldeira do desenho esquemático mostrado na Figura 1 apresenta os seguintes componentes principais:

- Economizador: Tem por finalidade pré-aquecer a água de caldeira antes de entrar no tubulão de vapor, aproveitando o calor dos gases de saída, evitando maior consumo de combustível. O economizador está localizado abaixo do superaquecedor primário no passo traseiro do gás de combustão da caldeira.

- Tubulão: É responsável pela separação entre água e vapor saturado, que segue para os superaquecedores. Além disso, no tubulão ocorre a purga cuja finalidade é remover os sólidos provenientes do tratamento de água para a caldeira.

- Parede d'água: Está montada ao redor da fornalha. É através dela que a água pré-aquecida passa até se transformar em vapor úmido, o qual é enviado ao tubulão superior para ser retirada a umidade. Na parede d'água a troca térmica com o combustível ocorre mais por radiação e a água se transforma em vapor numa altura bem definida, na qual a temperatura aumenta significativamente, conforme será visto mais adiante.

- Superaquecedor: É a região da caldeira responsável por aumentar a temperatura do vapor proveniente do tubulão, aumentando seu grau de superaquecimento e afastando-o da temperatura de saturação. Isso garante que não haverá condensação de umidade nos equipamentos que farão uso desse vapor. O superaquecedor é composto de quatro estágios, dois verticais frontais, um horizontal traseiro e uma parede resfriada a vapor. As seções verticais frontais são os superaquecedores secundário e final, localizados na parte superior da fornalha, na zona de passagem dos gases. O passo horizontal traseiro é o superaquecedor primário e está localizado na zona de convecção.

- Fornalha: Onde estão os queimadores que queimam o combustível para aquecer a água e transformá-la em vapor num ambiente confinado pela parede d'água. As caldeiras de grande porte possuem os tubos da parede d'água unidos entre si por membranas chamadas aletas, formando uma câmara ou fornalha fechada onde ocorre a troca térmica pela radiação da combustão dos queimadores;

Os componentes mostrados na Figura 1 são os componentes básicos de uma caldeira aquatubular, apenas para entender esse tipo de gerador de vapor, pois uma caldeira apresenta ainda um conjunto muito complexo de equipamentos para alimentação de água e combustível, dispositivos de tratamentos de resíduos, reaquadecadores, dessuperaquadecadores, etc.

A água sem vapor numa caldeira só existe no economizador, em parte do tubulão e em uma parte das paredes d'água, sendo que nas demais partes da caldeira só há vapor, podendo ser úmido ou seco, conforme a temperatura.

Há duas regiões de tubulações numa caldeira que necessitam de atenção especial:

- Paredes d'água: Nas paredes d'água existe uma região onde ocorre o pico de temperatura da troca de fase de água para vapor, representada na Figura 1 pela mudança de coloração de verde para vermelho. Nessa área, cuja altura depende da carga da caldeira, podem ocorrer fenômenos de superaquecimento e corrosão com formação de depósitos e magnetita, principalmente em caldeiras sem tubulão ou de passe único, nas quais a limpeza da água é crítica, o que nem sempre é possível em função da própria corrosão dos componentes por onde passa a água.

- Superaquecedores: Nos superaquecedores o vapor já está seco e é a região da caldeira onde ocorrem as mais altas temperaturas. O aquecimento não deve ultrapassar os limites de temperatura dos tubos para a vida útil prevista no projeto.

Nos superaquecedores só há vapor seco e os fatores que definem a sua vida útil são basicamente temperatura e pressão, enquanto nas paredes d'água pode ocorrer corrosão ou erosão devido ao condicionamento inadequado da água ou problemas operacionais e a transformações no fluxo de água/vapor que serão estudadas com mais detalhes.

3.1.3 Fluxo de água/vapor em um tubo vertical na fornalha

Nos tubos verticais da parede d'água de uma caldeira aquatubular é onde ocorrem as primeiras transformações de água em vapor. A Figura 2 mostra um tubo com as etapas de transformações do vapor.

A região crítica para a parede do tubo é o ponto onde ocorre a transformação de toda a água em vapor. Nessa região o tubo fica submetido a temperaturas bem mais altas que nas regiões vizinhas, conforme se pode ver no gráfico mostrado no desenho esquemático apresentado na Figura 2.

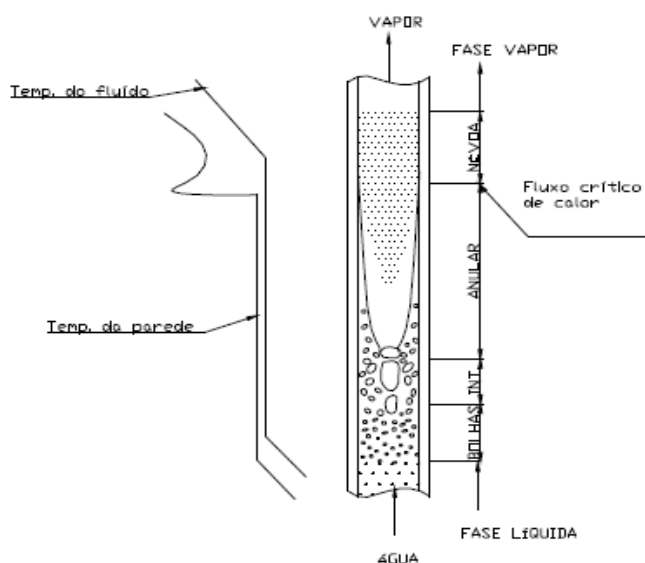


Figura 2: Ocorrências no fluxo de água-vapor num tubo vertical de parede d'água (2).

O fluxo pode ser dividido em quatro etapas básicas:

Fluxo de bolhas: Formação discreta de bolhas de vapor na fase contínua do líquido, o que corresponde à ebulição do líquido subresfriado.

Fluxo intermediário: É uma parte entre o fluxo de bolhas e o fluxo anular. Início da formação de vapor em camadas na ebulição nucleada.

Fluxo anular: É a formação contínua de vapor na ebulição nucleada. Denomina-se ebulição convectiva.

Fluxo em névoa: Onde a formação contínua de vapor ainda carrega gotas de água, que se evaporam lentamente, na ebulição fílmica. É a presença dispersa de gotas d'água no vapor.

A principal condição de fluxo que tem que ser mantida num tubo de parede d'água de caldeira é o *filme de água* para refrigerar a parede em toda a extensão onde a mesma ainda está vaporizando. Isso é necessário porque a condutividade térmica da água é o dobro da condutividade térmica do vapor. Se formar um filme de vapor na superfície do tubo com água no núcleo poderá ocorrer superaquecimento do tubo nessa região devido à maior dificuldade de troca térmica. Esse filme de água não ocorre nas caldeiras de baixa pressão, mas apenas a partir de 55kgf/cm².

A Tabela 1 mostra a classificação das caldeiras quanto à pressão de operação:

Tabela 1: Faixas de Pressão para Caldeiras Flamotubulares e Aquatubulares (2).

Tipo de Caldeira	Pressão	
	PSI	Kgf/cm ²
Baixa Pressão	100 – 400	7 – 28
Média Pressão	400 – 800	29 – 57
Alta Pressão (até Crítica)	800 – 3200	58 – 225
Supercrítica	>3200	>225

Nota: A caldeira onde foi realizado o presente trabalho de inspeção está na classe de alta pressão e opera à pressão de 130kgf/cm².

3.1.4 Mecanismos de degradação de caldeiras aquatubulares

Como qualquer outra máquina, uma caldeira está sujeita à degradação ao longo de sua vida útil. O grau dessa degradação depende de uma série de fatores, tais como do projeto da caldeira, da qualidade dos materiais utilizados, da competência na construção e montagem, da qualidade da inspeção e manutenção e, principalmente, da maneira como é operada durante toda a sua vida útil.

A principal forma de proteção de caldeiras contra corrosão é o correto tratamento da água de alimentação, mantendo o pH em uma faixa bem controlada e removendo o oxigênio dissolvido. Nestas condições, ocorre a formação e manutenção de uma camada de óxido de ferro compacta (magnetita – Fe_3O_4), que protege o interior dos tubos da caldeira.

Sendo um equipamento complexo, a qualidade do projeto e construção e a maneira como cada equipe desde a operação até a manutenção age com o mesmo vai influenciar diretamente na sua vida útil. Mesmo que todos os procedimentos tenham sido corretos, após certo tempo um determinado componente chegará ao final de sua vida útil prevista no projeto.

Os seguintes danos (4) são os previstos na bibliografia para uma caldeira com projeto de acordo com as normas técnicas pertinentes. Mesmo que todos os cuidados de operação e manutenção recomendados sejam seguidos, alguns desses danos ocorrem e são esperados após certo tempo de operação, conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2: Danos comuns em tubos de caldeiras, com suas devidas causas.

<p><i>Ruptura sob carga:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Superaquecimento instantâneo - Fluência a alta temperatura - Soldas dissimilares 	<p><i>Erosão:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Cinzas voláteis - Queda de escória - Sopradores de fuligem - Partículas de carvão
<p><i>Corrosão no lado água:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Corrosão cáustica - Ataque por hidrogênio - Corrosão localizada por pontos (pittings) - Corrosão sob tensão 	<p><i>Fadiga:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Vibração - Térmica - Corrosão
<p><i>Corrosão no lado fogo:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Devido à baixa temperatura (condensação) - Parede d'água - Cinzas de carvão - Cinzas de óleo 	<p><i>Falta de controle de qualidade:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Danos devido à limpeza incorreta após manutenção - Ataque por produtos químicos - Defeitos de material - Defeitos de soldas

3.2 Magnetita em caldeiras aquatubulares

A magnetita (Fe_3O_4) é um óxido de ferro que pode se formar a partir de diversos processos, sendo o mais conhecido o da exposição ao ar à alta temperatura.

As caldeiras aquatubulares são aquecidas por queimadores que utilizam ar para a combustão dos combustíveis sólidos, líquidos ou gasosos. Dessa maneira, no interior da

fornalha no lado do fogo os tubos são submetidos às altas temperaturas da radiação e ao oxigênio contido no ar utilizado para a combustão, estando sujeitos aos efeitos dessa oxidação à alta temperatura. Conseqüentemente, os maiores danos no lado externo dos tubos ocorrem nas regiões da fornalha mais próximas da combustão, devido às reações do ar (oxigênio) a alta temperatura na superfície do aço.

Três fases de óxidos de ferro podem estar presentes nas camadas de carepa obtidas a alta temperatura, dependendo do tempo de exposição: a wüstita (FeO), a magnetita (Fe₃O₄) e a hematita (Fe₂O₃).

A estrutura típica de camada formada entre 570°C e 723°C (linha A₃ ou A_{cm} do diagrama Fe-C) (5) consiste em uma carepa superoxidada, constituída no início principalmente por magnetita em algumas áreas e uma mistura meio a meio de magnetita e wüstita em outras áreas.

A camada de magnetita no interior dos tubos é formada de maneira diferente, sendo o oxigênio substituído por água e as temperaturas sempre abaixo de 700°C e, muitas vezes, até abaixo de 570°C. Esse óxido no lado da água protege a superfície dos tubos contra a corrosão e, portanto, a sua formação é proposital. (6)

Nas fornalhas das caldeiras aquatubulares onde é vaporizada a água, a temperatura da chama é superior a 1000°C. No lado externo (lado do fogo), junto aos tubos, a temperatura pode chegar em torno de 800°C, ocasionando a formação de óxidos de ferro, conforme descrito anteriormente. No lado interno dos tubos (lado água) também há a ocorrência de óxidos. Porém como desse lado praticamente não existe oxigênio e a temperatura é bem menor, a camada protetora de magnetita é obtida diretamente a partir da água de alimentação da caldeira e de produtos adicionados à mesma desde que a temperatura esteja acima de 220°C (7). O filme protetor de magnetita Fe₃O₄ tem os seguintes mecanismos de formação (8):

- Oxidação direta pelo vapor: $3\text{Fe} + 4\text{H}_2\text{O} (\text{v}) \rightarrow \text{Fe}_3\text{O}_4 + 4\text{H}_2$ (I)
- Hidrólise dos íons ferrosos: $3\text{Fe}^{2+} + 4\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Fe}_3\text{O}_4 + 6\text{H}^+ + \text{H}_2$ (II)
- Redução dos óxidos férricos: $6\text{Fe}_2\text{O}_3 + \text{N}_2\text{H}_4 \rightarrow 4\text{Fe}_3\text{O}_4 + \text{N}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$ (III)

As condições para a formação da camada protetora de magnetita no lado interno de tubos de caldeiras aquatubulares é diferente da que ocorre quando o aço é exposto à atmosfera. Algumas condições básicas têm que ser observadas para que se forme e seja mantida uma camada adequada protetora de magnetita:

O teor de oxigênio contido na água deve ser mantido a níveis muito baixos, abaixo de 7 ppb para caldeiras de alta pressão. Os ciclos térmicos de esfriamento e aquecimento devem ser lentos o suficiente para evitar a ruptura da camada, pois, além de ser muito frágil, o seu coeficiente de dilatação térmica é bem menor que o do aço.(6)

4 PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL

A caldeira analisada neste trabalho é um equipamento aquatubular da marca Mitsubishi, que gera vapor à pressão de 130 kgf/cm² e a 525°C de temperatura. Em função da existência de serviço próprio de inspeção de equipamentos (SPIE) na empresa onde a caldeira está instalada, a mesma sofre paradas programadas para manutenção a cada 30 meses, de acordo com a NR13 (1). O procedimento descrito neste trabalho ocorreu durante a manutenção realizada entre março e maio de 2011.

Durante estas paradas, além de manutenção corretiva e preventiva, a caldeira passa por uma minuciosa inspeção para avaliação de suas condições para uma nova campanha de operação. As técnicas de inspeção utilizadas são descritas a seguir.

4.1 Inspeção Visual

A primeira etapa da avaliação das condições da caldeira consiste em uma inspeção visual no interior da fornalha, onde se verificou principalmente as condições dos tubos da parede d'água, dos superaquecedores e do economizador. Para a realização desta e das demais etapas de inspeção, foi montada uma estrutura de andaimes que dá acesso à toda a região da fornalha e dos superaquecedores.

A inspeção visual foi realizada com auxílio de uma lanterna e uma máquina fotográfica digital para registro das imagens.

A Figura 3 mostra uma imagem da estrutura de andaimes montada no interior da caldeira para permitir as intervenções de inspeção e manutenção.

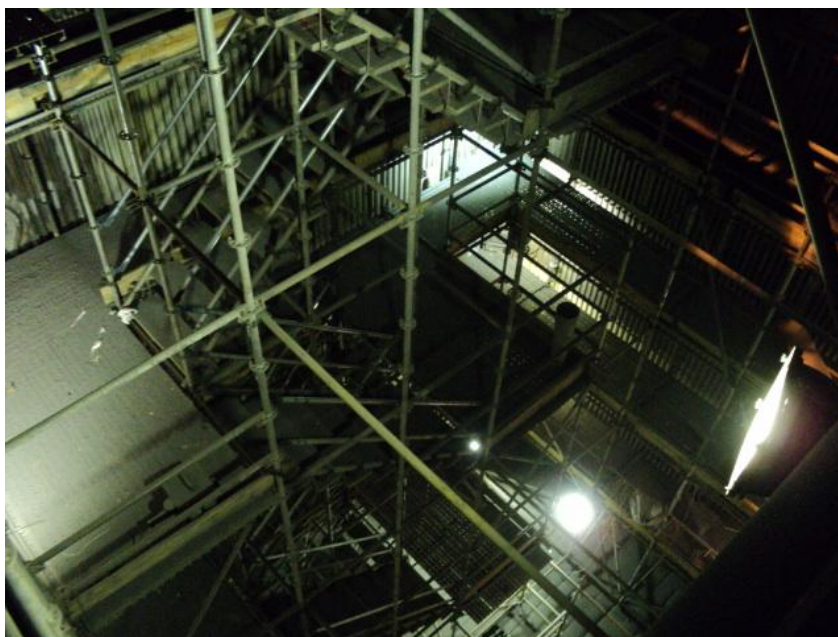


Figura 3: Estrutura de andaimes para acesso ao interior da caldeira

4.2 Medição de espessura por ultrassom

A medição de espessura por ultrassom é uma das técnicas mais importantes na caracterização das condições da caldeira. As superfícies a serem ensaiadas foram escovadas para a remoção de óxidos e outros resíduos, e então a espessura foi medida com uso de um equipamento portátil de ultrassom. Foi utilizado um acoplante (nesse caso, carbóxi metil celulose) entre o transdutor e a superfície para possibilitar o ensaio. Para estas medições, foi utilizado o aparelho ultrassom portátil da marca Sonatest CT Gage. O procedimento de medição de espessura, bem como os demais ensaios não destrutivos, foi realizado conforme a norma ASME V (9).

Existe um plano com centenas de pontos pré-definidos onde é feita a medição de espessura a cada parada. O acompanhamento da evolução da perda de espessura dos tubos é fator determinante para a definição de quais devem ser substituídos imediatamente ou em intervenções futuras. Para os tubos da parede d'água e dos superaquecedores, cuja espessura nominal é 6,0 mm e 4,3 mm, respectivamente, a perda de espessura máxima admissível é de 1,3 mm. No caso dos coletores de vapor, cujas espessuras nominais estão listadas na Tabela 3, a perda de espessura máxima admissível é de 3,2 mm. Já para as paredes do tubulão, que possuem uma espessura nominal de 100 mm, admite-se uma perda de espessura de até 6 mm.

Os pontos de medição abrangem os tubos da radiação, da convecção, economizador, superaquecedores e também regiões externas à caldeira, como as tubulações de alimentação de água, combustíveis e saída de vapor.

Existem zonas da caldeira que são críticas quanto à perda de espessura, como a região no entorno dos sopradores de fuligem e dos queimadores. Essas zonas, por estarem sujeitas à forte abrasão, além da condição já severa de temperatura, tendem a perder espessura mais rapidamente que as demais regiões da caldeira. Logo, um acompanhamento mais rigoroso da evolução do desgaste desses locais se faz necessário. Nestas regiões, os tubos possuem uma proteção extra contra a corrosão, que é a adição de uma camada superficial (0,8 mm) de uma liga Cr-Ni. Esta camada é conhecida como metalização e sua integridade também foi avaliada através de medição de espessura.

4.3 Ensaios de líquido penetrante e gamagrafia nas soldas

Em função de perda de espessura ou pela presença de trincas, alguns trechos de tubos de parede d'água e dos superaquecedores precisaram ser substituídos. Essa substituição consiste em cortar o trecho de tubo e soldar um novo no local.

Para garantir a qualidade e confiabilidade operacional da caldeira, foi realizado ensaio de líquido penetrante (LP) em 100% das soldas localizadas nas zonas de pressão.

Esse ensaio tem a finalidade de evidenciar porosidades ou trincas superficiais que podem aparecer em função de algum defeito na solda, o que comprometeria o funcionamento de todo o equipamento. O teste consiste na aplicação de um líquido de baixa viscosidade e elevada capilaridade na região a ser analisada. Em seguida, a superfície é lavada e recebe a aplicação de um pó, chamado de revelador, que atrai por capilaridade o líquido que pode ter ficado retido em porosidades e trincas, revelando a existência das mesmas.

No caso das soldas realizadas nos superaquecedores, além do LP, também é realizado ensaio de gamagrafia. Esse ensaio apresenta resultados mais completos em relação ao LP, por não se limitar a defeitos superficiais. Pode-se verificar com a gamagrafia a presença de poros, trincas, falta de fusão, falta de penetração, concavidade interna, etc.

O ensaio consiste em expor a solda a uma fonte emissora de raios gama, por um tempo determinado em função da espessura do tubo, com um filme posicionado no lado oposto da solda. Uma empresa especializada nesse tipo de atividade executa os ensaios, responsabilizando-se por todo o processo, desde o transporte da fonte portátil até o isolamento adequado do raio de ação da mesma.

Caso seja encontrado um defeito em alguma das soldas, a mesma deve ser refeita, até que os ensaios comprovem a qualidade necessária para a operação segura do equipamento.

4.4 Ensaios de partículas magnéticas, réplicas metalográficas e dureza

O tubulão de vapor é uma região crítica para a inspeção por possuir diversos elementos internos, além de armazenar e separar a mistura bifásica de água e vapor quando em operação. A entrada nesse equipamento também é um fator complicador para a inspeção, uma vez que o espaço é bastante reduzido, permitindo o acesso de uma pessoa por vez.

A Figura 4 mostra um desenho esquemático do interior do tubulão, bem como uma foto feita no momento da abertura do mesmo.

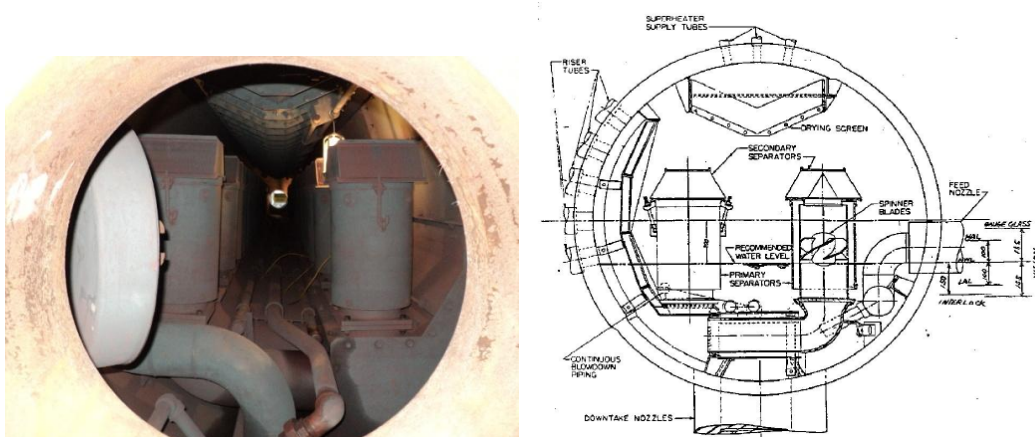


Figura 4: Foto e desenho esquemático do interior do tubulão

Foram realizadas medições de espessura por ultrassom nas paredes do tubulão, utilizando o mesmo equipamento e procedimento citados no item 4.2. Outro ensaio realizado foi o de partículas magnéticas, com o intuito de verificar a existência de trincas ou descontinuidades (principalmente oriundas de corrosão-fadiga ou fadiga térmica). Essa técnica consiste na aplicação de um campo magnético no interior do local analisado. Quando na presença de descontinuidades, esse campo sofre desvios e sai para a superfície da peça, gerando campos de fuga que são detectados. Este ensaio foi aplicado nas soldas dos bocais e conexão da calota e nas soldas de ligação do casco com a calota.

Uma região também bastante crítica em termos de inspeção é a chamada zona morta, que é o local onde se encontram os coletores de entrada e saída dos superaquecedores. Tem esse nome por ficar isolada das zonas de radiação e convecção, ou seja, é uma região onde não há troca de calor.

Os coletores localizados nessa zona são expostos a uma condição particular, pois transportam vapor a altas temperaturas no seu interior e tem sua superfície externa em contato com uma atmosfera com maior teor de oxigênio que as zonas de troca térmica. Portanto, uma inspeção minuciosa desses coletores, sobretudo nas soldas, se faz necessária.

Para caracterizar a condição microestrutural do metal nos coletores, utiliza-se o ensaio de partículas magnéticas e análise metalográfica. Esta última é bastante eficaz para o acompanhamento do comportamento do metal com o passar dos anos, porém normalmente exige a remoção de amostras. Como os tubos em questão continuam em operação e não há intenção de realizar um ensaio destrutivo (remoção de amostras), utiliza-se a técnica de réplicas metalográficas.

Essas réplicas são realizadas no local, sem a necessidade de remover material. Consiste em realizar as etapas de lixamento e polimento (assim como na metalografia convencional) com um equipamento portátil e, logo após, proceder ao ataque químico. Assim, a superfície está pronta para a análise ao microscópio. Porém, trazer o mesmo para tal ambiente torna-se inviável. O que se faz em seguida é a aplicação de um filme de acetato, que adquire o relevo da superfície polida e atacada. Esse filme é armazenado em condições adequadas e será analisado ao microscópio, revelando a microestrutura da superfície a qual ele replica.

A Tabela 3 apresenta a relação dos pontos onde foram realizadas as réplicas, bem como o material que constitui estes pontos, sua espessura e a temperatura de projeto. A Figura 5 ilustra os pontos 13 a 16 dos coletores de saída de vapor preparados para a realização de réplica metalográfica e ensaio de dureza.

Tabela 3: Descrição das amostras analisadas por réplica metalográfica

Número da amostra	Localização	Descrição	Material - espessura	Temperatura de projeto
1	Curva da linha do coletor SH2 para o dessuperaquecedor – lado oeste	Próximo ao coletor de entrada do superaquecedor secundário	SA-335-P1 18,2 mm	390 °C
2	Niple da linha do coletor SH2 para o dessuperaquecedor, lado oeste	Próximo ao coletor de entrada do superaquecedor secundário	SA-335-P1 18,2 mm	390 °C
3	Coletor de entrada do SH2	Lado oeste	SA-106-C 28,6 mm	390 °C
4	Coletor de entrada do SH2	Região central	SA-106-C 28,6 mm	390 °C
5	Curva da serpentina do SH2 próximo ao coletor	Tubo 9, contando de leste para oeste	SA-210-A1 4,5 mm	390 °C
6	Curva da serpentina do SH2 próximo ao coletor	Tubo 6, contando de leste para oeste	SA-210-A1 4,5 mm	390 °C
7	Niple de entrada do SH2 para o dessuperaquecedor, lado leste	Próxima ao coletor de entrada do superaquecedor secundário	SA-335-P1 18,2 mm	390 °C
8	Coletor de entrada do SH2	Lado leste	SA-106-C 28,6 mm	390 °C
9	Linha de saída de VS	Curva	SA-335-P22 55,0 mm	390 °C
10	Linha de saída de VS	Curva	SA-335-P22 55,0 mm	545 °C
11	Coletor de saída do SH3	Lado leste	SA-335-P22 55,0 mm	545 °C
12	Linha de saída de VS	Região central	SA-335-P22 55,0 mm	545 °C
13	Te da linha de saída do VS		SA-335-P22 55,0 mm	545 °C
14	Niple de saída de VS	Entre o coletor do SH3 e saída de VS	SA-335-P22 55,0 mm	545 °C
15	Coletor de saída do SH3	Lado oeste	SA-335-P22 55,0 mm	545 °C
16	Coletor de saída do SH3	Região central	SA-335-P22 55,0 mm	545 °C
17	Curva da serpentina 17 do SH3	Contagem de leste para oeste	SA-213-T22 5,6 mm	545 °C
18	Coletor de saída do SH1	Junto à solda do topo	SA-335-P22 38,0 mm	545 °C
19	Curva do dessuperaquecedor	Lado oeste	SA-335-P22 28,6 mm	545 °C
20	Coletor de saída do SH1	Lado leste	SA-335-P22 38,0 mm	545 °C
21	Niple do dessuperaquecedor	Lado leste	SA-335-P22 28,6 mm	545 °C
22	Serpentina 33 do SH3	Junto à solda do topo	SA-213-T91 4,5 mm	600 °C
25	Coletor de saída do SH3	Te do lado oeste	SA-335-P22 55,0 mm	545 °C
26	Coletor de saída do SH3	Te do lado leste	SA-335-P22 55,0 mm	545 °C
27	Curva do dessuperaquecedor	Lado leste	SA-335-P22 25,4 mm	545 °C
28	Coletor de saída do SH1	Região central	SA-335-P22 38,0 mm	545 °C
29	Niple do dessuperaquecedor	Lado oeste	SA-335-P22 25,4 mm	545 °C
30	Serpentina 21 do SH1	Junto à solda do topo	SA-213-T91 4,5 mm	600 °C
31	Serpentina 12 do SH1	Junto à solda do topo	SA-213-T91 4,5 mm	600 °C
32	Serpentina 05 do SH3	Contagem de leste para oeste	SA-213-T91 5,6 mm	545 °C

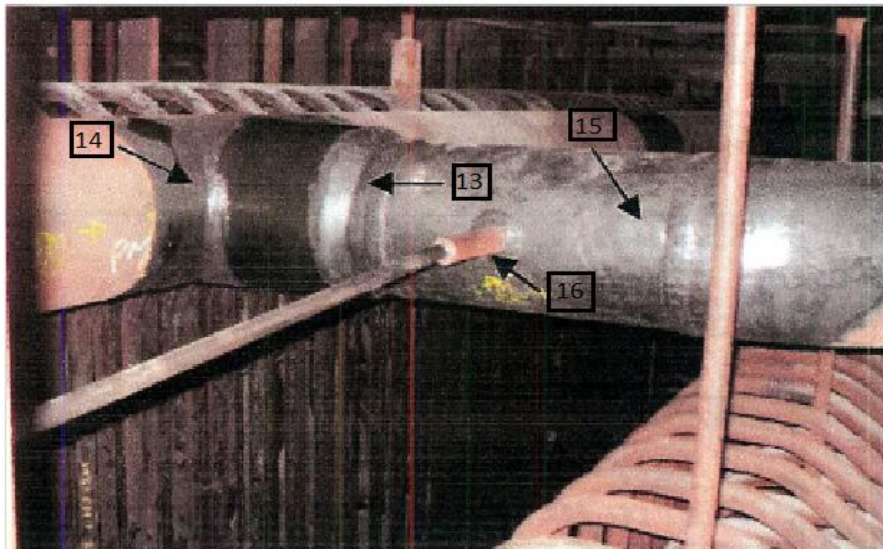


Figura 5: Coletor de vapor preparado para a realização de réplica metalográfica

A análise das réplicas metalográficas tem como principal função verificar a existência de esferoidização da perlita, grafitação ou sinais de fluência na microestrutura dos aços ao carbono e carbono-molibdênio que constituem os coletores dos superaquecedores.

A classificação das amostras quanto ao estado de degeneração microestrutural baseia-se nos padrões microestruturais apresentados pelo *Electric Power Research Institute* (10), conforme Figura 6 e Tabela 4.

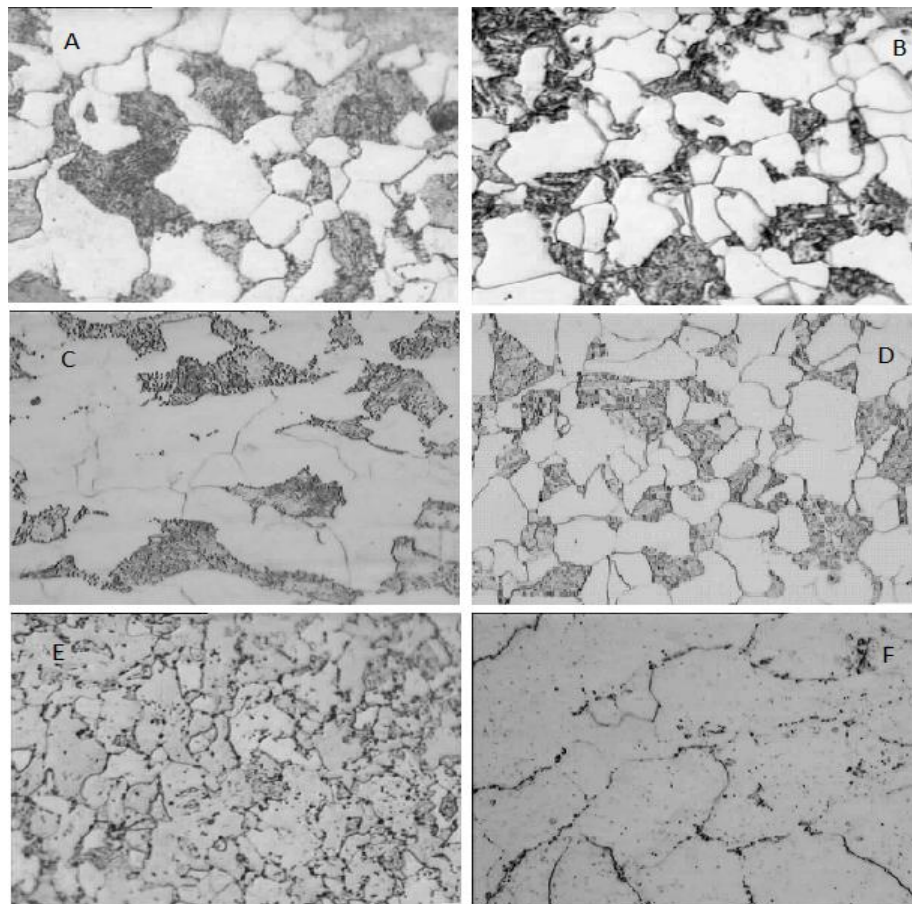


Figura 6: Estágios microestruturais de degradação para aços de baixa liga

Tabela 4: Estágios microestruturais de degeneração para aços baixa-liga

Estágio Microestrutural	Descrição
A	Ferrita e perlita fina; é a microestrutura do material novo.
B	Primeiros sinais de esferoidização da perlita, normalmente também acompanhada pela precipitação de carbonetos nos contornos dos grãos.
C	Estágio intermediário da esferoidização, com forte coalescimento das lamelas da perlita, observando-se ainda a presença de algumas lamelas remanescentes.
D	Esferoidização virtualmente completa, mas os carbonetos ainda estão agrupados na rede original da perlita.
E	Esferoidização completa. Os carbonetos estão dispersos, deixando ainda observarem-se pequenos traços das áreas perlíticas originais.
F	Etapa final do coalescimento. Os tamanhos de algumas partículas de carbonetos crescem devido ao coalescimento.

Apesar de a norma tratar, especificamente de aços Cr-Mo, para os aços AC – Aços ao Carbono e C-Mo – Aços Carbono Molibdênio, também foram empregados os mesmos critérios de classificação de degradação, considerando que os mecanismos e sequência de degradação microestrutural destes materiais são similares.

Além disto, foram avaliadas as condições das amostras quanto à grafitação e fluência. Esta última foi analisada através da observação da presença de cavidades ou trincas, conforme o padrão mostrado na Figura 7.

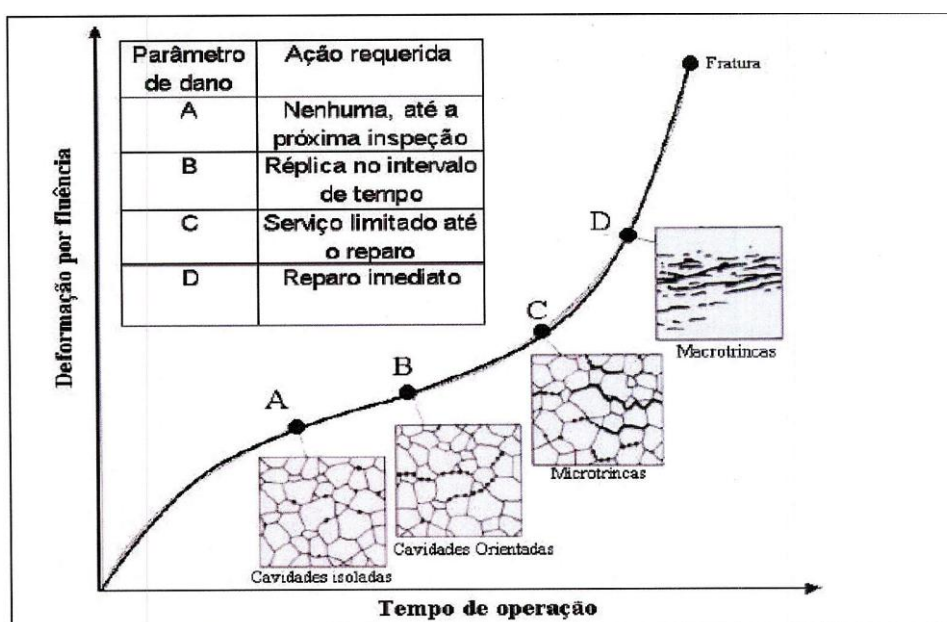


Figura 7: Estágios de fluência

Também foi realizada medição de dureza, com utilização de durômetro portátil de impacto (Equotip II), nos pontos onde foi feita a metalografia, para correlacionar a estrutura microscópica do material com a resistência mecânica.

4.5 Teste hidrostático e ensaio de emissão acústica

Após todas as intervenções de manutenção na caldeira, é necessária a realização de um teste hidrostático, antes da liberação do equipamento para a operação. Esse teste compreende as zonas de pressão (tubulão, radiação, convecção e superaquecedores) e consiste em pressurizar o equipamento com água até 1,5 vezes a pressão nominal de projeto do mesmo. No caso da caldeira avaliada, a pressão de teste é de 195 kgf/cm², uma vez que a pressão de projeto é de 130 kgf/cm².

Uma bomba hidráulica eleva a pressão até o valor de teste e o equipamento é isolado, devendo manter essa pressão por 60 minutos, para que possa ser aprovado no teste. A elevação de pressão é feita gradativamente, com patamares intermediários de 60 kgf/cm² e 120 kgf/cm², sendo que uma criteriosa inspeção visual é realizada em todas as zonas pressurizadas para verificar a existência de vazamentos.

A finalidade do teste é garantir que o equipamento esteja apto à operação em pressão nominal após as intervenções de manutenção, sobretudo as soldas realizadas nos tubos. Caso seja detectado algum vazamento, o teste é interrompido para o devido reparo e em seguida, realizado novamente.

Uma vez concluído o teste hidrostático, a caldeira está apta para entrar em operação para uma nova campanha de trinta meses.

Uma novidade em termos de ensaio realizado nessa parada foi o exame por emissão acústica no tubulão durante o teste hidrostático. Esse ensaio consiste na instalação de microfones de alta sensibilidade em pontos pré-definidos no casco do tubulão, que irão captar variações no ruído emitido pelo equipamento durante a pressurização.

Esses dados são transferidos para um *software* que gera um gráfico de energia emitida x tempo e correlaciona com a curva de pressurização do equipamento. O objetivo desse ensaio é verificar a existência de descontinuidades, que irão emitir energia na forma de ondas sonoras quando propagadas em função da pressurização.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 Tubos da parede d'água

Através da inspeção visual, constatou-se que os tubos da parede d'água apresentavam corrosão alveolar de leve à média intensidade em praticamente toda a fornalha, sendo mais evidentes nas regiões dos queimadores e nariz inferior.

A Figura 8 mostra a intensidade da corrosão alveolar observada em um dos tubos.

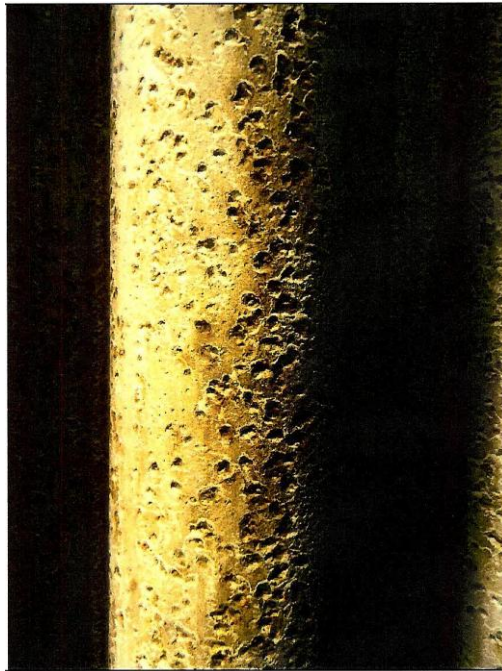


Figura 8: Corrosão alveolar nos tubos da parede d'água

Esta corrosão está associada à presença de um meio ácido na superfície externa dos tubos quando a caldeira está fora de operação. Os combustíveis queimados na caldeira, principalmente o carvão, possuem enxofre em sua composição e um resíduo sulfúrico adere às paredes dos tubos durante a operação do equipamento. Quando ocorre uma parada, a temperatura na fornalha diminui até a ambiente, ocasionando condensação de umidade na superfície dos tubos. Essa umidade, em contato com o enxofre residual forma ácido sulfúrico, que ataca o metal. Para inibir este tipo de corrosão, a fornalha foi lavada com uma solução alcalina de carbonato de sódio, que neutraliza a superfície dos tubos. Este procedimento foi realizado nas últimas duas paradas gerais de manutenção da caldeira e em comparação com as fotos da parada anterior, constatou-se que não houve evolução do ataque ao metal.

Outra forma de avaliar o desgaste dos tubos da fornalha é a medição da espessura das paredes dos mesmos, conforme descrito no item 4.2. Nesta ocasião, foram encontrados alguns pontos com espessura abaixo da mínima especificada no projeto, que é de 4,7 mm, junto aos sopradores de fuligem SF302, SF309 e SF322. Estes pontos foram preenchidos

com solda para a recuperação da espessura de projeto, de 6,0 mm.

A perda de espessura dos tubos adjacentes aos sopradores de fuligem ocorre por abrasão, pois é uma região exposta à aplicação de vapor para a remoção de cinzas aderidas à superfície (11). Um correto funcionamento do sistema de purga de condensado deste vapor é uma forma de reduzir a ação abrasiva. Além disto, a correta aplicação da camada de metalização é fundamental para a proteção dos tubos nestas regiões.

Durante o preenchimento com solda da região no entorno do soprador de fuligem SF309, foram encontradas trincas em dois tubos. Estas trincas surgiram em função da soldagem sobre camada de metalização superficial do tubo. Devido à dificuldade de remoção das trincas por lixamento, os dois tubos foram substituídos, como mostra a Figura 9.

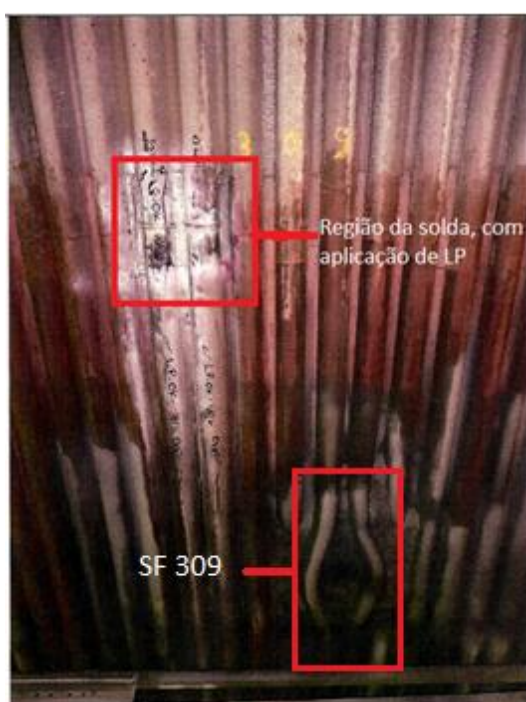


Figura 9: Tubos da parede d'água substituídos devido à trinca

Pode ser observado na Figura 9 o detalhe da região soldada, que foi inspecionada com a aplicação de líquido penetrante (LP) para a verificação de presença de trincas. A coloração branca da superfície é devida ao revelador. Se houvesse trincas, apareceriam regiões vermelhas nesta superfície branca.

Foram também substituídos os dois tubos mais externos de cada lado dos quatro cantos dos queimadores da caldeira, totalizando 16 tubos. Em todas estas soldas, foi realizado o ensaio de LP. Nos casos onde foram encontradas trincas superficiais nas soldas, as mesmas foram removidas com utilização de retífica manual e a solda foi refeita imediatamente.

5.2 Superaquecedores

Na inspeção visual preliminar da serpentina dos superaquecedores primário (SH1), secundário (SH2) e final (SHF) foi observada grande quantidade de cinza aderida e de difícil remoção. Esta condição demonstra que a sopragem de fuligem destas regiões não ocorreu de forma eficiente, podendo estar sendo influenciada por uma falha na purga dos condensados do vapor de sopragem, conforme foi observado também no caso de abrasão dos tubos da fornalha, citado no item 5.1.

Após limpeza com hidrojateamento, foi realizada medição de espessura nos pontos habituais de controle, sem detecção de regiões abaixo das mínimas admissíveis.

O revestimento de metalização dos superaquecedores encontrava-se com desgaste parcial em algumas serpentinas. Foi então aplicada uma nova camada de metalização nesses locais.

Devido ao empenamento da lança de um soprador de fuligem, houve interferência que causou deformação severa do trecho inferior de uma serpentina do SHF. O trecho foi então substituído e as soldas realizadas foram inspecionadas com as técnicas de líquido penetrante e gamagrafia, conforme item 4.3, não apresentando descontinuidades.

5.3 Tubulão

O tubulão encontrava-se em bom estado de conservação, apresentando internamente no casco uma coloração avermelhada na superfície e uma camada de hematita na região superior, de formação de vapor.

Foi observada leve corrosão alveolar na zona abaixo do nível de água. Os tubos, ciclones e demais internos não apresentavam deformações e estavam bem fixados. As calotas encontravam-se com leve corrosão alveolar e não havia sinais de desgastes.

As medições de espessura efetuadas não detectaram perdas de parede consideráveis (acima de 6 mm) durante a última campanha e os ensaios por partículas magnéticas realizados nas soldas dos bocais e conexões da calota e nas soldas de ligação do casco com a calota não indicaram descontinuidades.

O exame por emissão acústica, conforme item 4.5, detectou atividade característica de descontinuidades ativas de baixa intensidade na região abrangida por alguns sensores. Por serem poucas e de baixa intensidade, a recomendação foi que o equipamento continue sendo monitorado por esse tipo de ensaio em paradas futuras, para avaliar a evolução dessas descontinuidades.

5.4 Zona morta

A condição da zona morta no momento da abertura da caldeira era satisfatória, porém havia uma quantidade anormal de cinzas no interior da mesma, comparado com o histórico de outras intervenções. Verificou-se que esta cinza era proveniente de trincas na chaparia do piso, que foram cobertas com placas metálicas soldadas.

Os coletores de entrada e saída dos superaquecedores, bem como o coletor de saída de vapor da caldeira, que se encontram na zona morta, foram inspecionados com a técnica de réplica metalográfica, conforme item 4.4.

A Tabela 5 apresenta os resultados das análises metalográficas e dos ensaios de dureza realizados em campo, bem como as recomendações para inspeções futuras.

Tabela 5: Resultados dos ensaios metalográficos e recomendações

Ponto de análise	Estágio de degradação	RESULTADOS			RECOMENDAÇÕES DE INSPEÇÃO	
		Sinais de Grafitação	Sinais de fluência	Dureza (HB)	Metalografia de campo ou réplica	Prever remoção de amostras
PT 01	D	NÃO	NÃO	114	Não	Não
PT 02	E	NÃO	NÃO	137,2	SIM	Recomendado
PT 03	C	NÃO	NÃO	156,2	Não	Não
PT 04	C	NÃO	NÃO	160,4	Não	Não
PT 05	D	NÃO	NÃO	135,2	Não	Não
PT 06	E	NÃO	NÃO	138,8	SIM	Recomendado
PT 07	B	NÃO	NÃO	138,8	Não	Não
PT 08	B	NÃO	NÃO	153,2	Não	Não
PT 09	D	NÃO	SIM ²	141	SIM	Recomendado
PT 10	D	NÃO	SIM ²	142	SIM	Recomendado
PT 11	D	NÃO	NÃO	145	SIM	Recomendado
PT 12	C	NÃO	NÃO	149	Não	Não
PT 13	D	NÃO	SIM ²	152,8	Não	Não
PT 14	C	NÃO	NÃO	156,2	Não	Não
PT 15	D	NÃO	SIM ²	139	SIM	Recomendado
PT 16	C	NÃO	NÃO	193	Não	Não
PT 17	D	NÃO	SIM ²	149,6	SIM	Recomendado
PT 18	C	NÃO	NÃO	198	Não	Não
PT 19	C	NÃO	NÃO	148,2	Não	Não
PT 20	C	NÃO	NÃO	135	Não	Não
PT 21	C	SIM	SIM ²	260,6	Não	Não
PT 22 ¹	-	NÃO	SIM ²	193,2	Não	Não
PT 25	C	NÃO	NÃO	182	Não	Não
PT 26	D	NÃO	NÃO	170,6	SIM	Recomendado
PT 27	C	NÃO	NÃO	144,8	Não	Não
PT 28	C	NÃO	NÃO	167	Não	Não
PT 29	D	NÃO	NÃO	232,6	SIM	Recomendado
PT 30 ¹	-	NÃO	NÃO	189,6	Não	Não
PT 31 ¹	-	NÃO	NÃO	182,8	Não	Não
PT 32	D	NÃO	NÃO	158	Não	Não

Notas: 1- Regiões com material SA-213-T91, martensítico, não sujeito ao mecanismo de degradação por coalescimento.

2- Presença de microvazios isolados nos pontos tripos, observados somente em ampliação de 500x.

As figuras Figura 10 a Figura 14 apresentam as réplicas metalográficas obtidas em alguns dos pontos, para ilustrar os diferentes estágios de degradação encontrados.

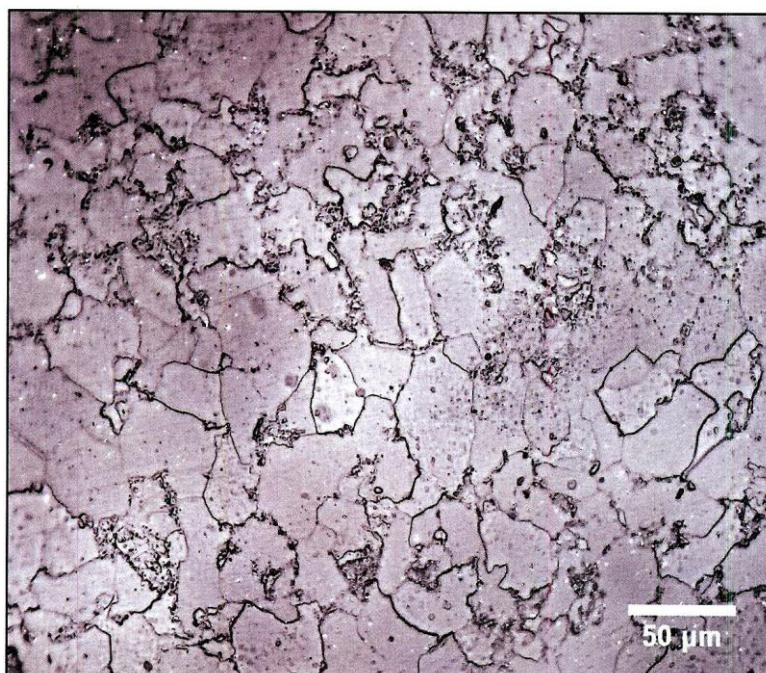


Figura 10: Réplica metalográfica do ponto 01 - Curva da linha do coletor do SH2 para o dessuperaquecedor, lado oeste. Material SA-335-P1. Ampliação 500X

Na Figura 10, pode-se identificar uma microestrutura composta por ferrita e carbonetos esferoidizados ainda localizados nas colônias de presença de perlita. Isto indica que o ponto 01 encontra-se no estágio D de degradação.

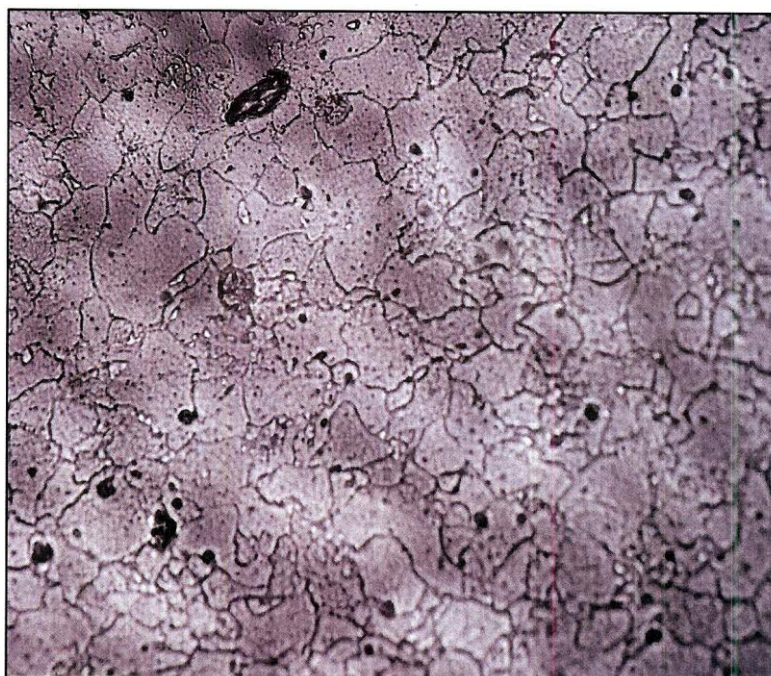


Figura 11: Réplica metalográfica do ponto 02 - Niple da linha do coletor do SH2 para o dessuperaquecedor, lado oeste. Material SA-335-P1. Ampliação 500X

A Figura 11 apresenta a microestrutura do ponto 02, que é composta por ferrita e

carbonetos esferoidizados, caracterizando o estágio E de degradação. Observa-se ainda a presença de microvazios isolados nos pontos triplos.

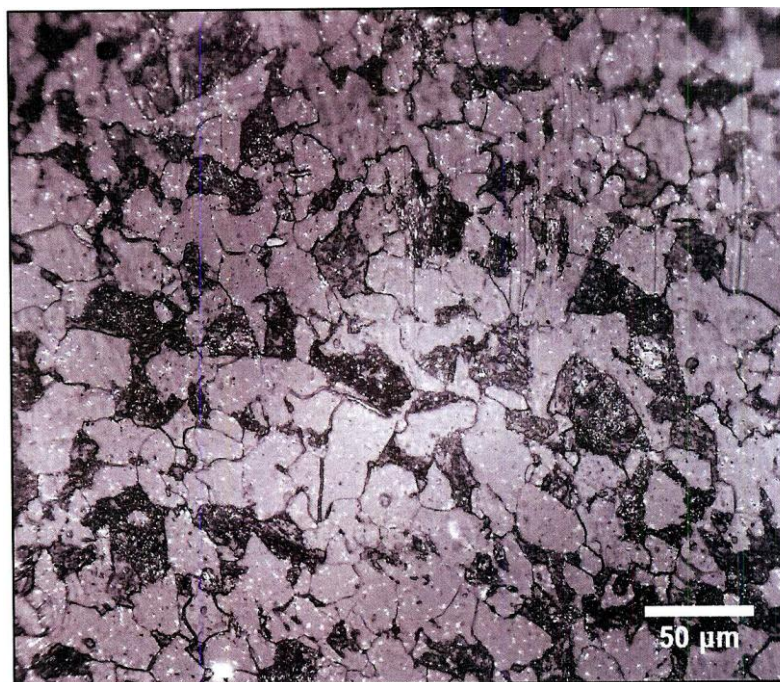


Figura 12: Réplica metalográfica do ponto 07 - Niple da linha do coletor do SH2 para o dessuperaquecedor, lado leste. Material SA-335-P1. Ampliação 500X

Observa-se na Figura 12 uma microestrutura composta por grãos de ferrita e sinais iniciais de esferoidização da perlita, indicando que o ponto 07 encontra-se no estágio B de degradação.

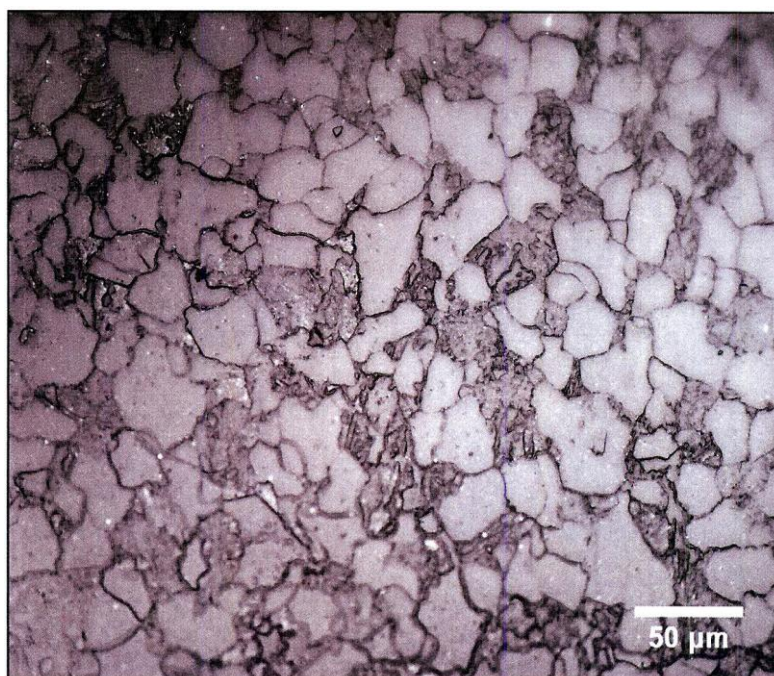


Figura 13: Réplica metalográfica do ponto 19 – Curva do dessuperaquecedor, lado oeste. Material SA-335-P22. Ampliação 500X

A Figura 13 apresenta a microestrutura do ponto 19. Pode-se identificar esferoidização intermediária, com forte coalescimento das lamelas de perlita e presença de lamelas remanescentes nas colônias perlíticas originais. O estágio de degradação é C.



Figura 14: Réplica metalográfica do ponto 22 – Serpentina 33 do SH1, junto à solda de topo. Material SA-213-T91. Ampliação 500X

O material do ponto 22, cuja estrutura metalográfica é mostrada na Figura 14, não é susceptível aos mecanismos de coalescimento por se tratar de um aço martensítico. Observa-se uma microestrutura composta por ferrita com grãos refinados, não contendo martensita devido ao aquecimento proveniente da solda (zona termicamente afetada – ZTA).

As análises realizadas mostram que na maioria dos pontos os estágios de degradação estão avançados, caracterizando estágios D e E segundo o padrão da EPRI (6). Os valores de dureza medidos estão consistentes com os estágios de degradação observados.

Nos pontos que apresentaram estágios de degradação E, recomenda-se realizar metalografias de campo, caso seja possível e viável nas próximas intervenções para avaliação precisa da condição microestrutural do material. Caso seja confirmado o avançado grau de degradação através da metalografia de campo, deve ser programada para o ciclo posterior de paradas a remoção de amostra de alguns destes locais para a realização de ensaio de tração e avaliação das propriedades mecânicas em associação com os resultados metalográficos, caracterizando a possível necessidade de substituição.

Os pontos em que estão presentes aços ao carbono foram também avaliados em termos do estágio de degradação, considerando que também apresentam microestrutura composta por ferrita e perlita e, portanto apresentam também mecanismos de esferoidização e coalescimento. Já os pontos 22, 30 e 31, em que está presente o aço

SA-213-T91, que possui matriz de martensita revenida, não foram avaliados segundo os critérios estabelecidos pelo EPRI, sendo somente avaliados em termos da microestrutura próximo a região das soldas. Nestes pontos, o material não se apresenta martensítico devido a ZTA (zona termicamente afetada), mas ainda assim apresenta tamanho de grão refinado, garantindo ainda boas propriedades mecânicas.

Foram observados vazios de fluência isolados nos pontos triplos visualizados em ampliações de 500x nos pontos 02, 09, 10, 13, 15, 17 e 22, sendo caracterizados como pequenos vazios, não comprometendo ainda o material. Estes pontos necessitam de avaliações rigorosas na próxima parada de manutenção, para acompanhamento da evolução destes vazios.

As soldas existentes nos coletores de entrada e saída dos superaquecedores primário (SH1), secundário (SH2) e final (SHF) também foram submetidas ao ensaio de partículas magnéticas fluorescentes, conforme item 4.4. Este ensaio não apontou a presença de qualquer descontinuidade relevante, indicando a aptidão do equipamento para uma nova campanha de operação, no que diz respeito à integridade destas soldas.

5.5 Teste hidrostático e ensaio de emissão acústica

Após o término das demais intervenções de reparo e inspeção na caldeira, foi realizado um teste hidrostático nas zonas de pressão (paredes d'água, economizador e superaquecedores), conforme item 4.5. Após a pressurização até 195 kgf/cm², o equipamento foi vistoriado minuciosamente, não apresentando qualquer tipo de vazamento. Além disto, a pressão foi mantida mesmo após o desligamento da bomba por 60 minutos, tempo necessário para validar o teste. Assim, o equipamento foi classificado como apto a operar na sua condição de projeto por mais uma campanha de 30 meses.

O ensaio de emissão acústica realizado no tubulão, durante a execução do teste hidrostático, detectou atividade característica de descontinuidades ativas de baixa intensidade em dois dos doze sensores instalados. Por serem poucas e de baixa intensidade, estas descontinuidades não representam um problema para a operação do equipamento. Além disto, os resultados dos demais ensaios realizados no tubulão (item 5.3) mostram que o mesmo encontra-se em boas condições de integridade estrutural. Fica portanto a recomendação para que o ensaio de emissão acústica seja realizado novamente na próxima parada de manutenção desta caldeira, para que se possa avaliar a evolução das descontinuidades encontradas nesta ocasião.

6 CONCLUSÕES

Analisando-se os resultados obtidos e discutidos neste trabalho, podemos concluir que a caldeira em questão não apresentava qualquer condição crítica de deterioração, que impedisse seu retorno à operação normal ou mesmo que exigisse um período maior de parada para manutenção.

Observa-se também que os pontos da parede d'água e dos superaquecedores onde os tubos apresentavam perda de espessura estavam localizados nas imediações dos sopradores de fuligem ou dos queimadores. Ou seja, as principais causas desta perda de espessura são externas aos tubos (lado da combustão), relacionadas à abrasão das cinzas e à presença de condensado no sistema de sopragem. No lado interno dos tubos, não foi constatado qualquer tipo de deterioração do material. Isso indica que o tratamento e o controle dos parâmetros da água de alimentação durante a operação da caldeira foi adequado para assegurar a formação e a manutenção da camada protetora de magnetita. Portanto, a manutenção dos atuais controles da qualidade da água, somado a uma melhor remoção de condensado do sistema de sopragem, devem contribuir para uma melhora no estado de conservação da caldeira para a próxima campanha de operação. Quanto à abrasão por cinzas, é um fenômeno inerente ao tipo de combustível queimado.

Quanto à caracterização microestrutural dos coletores da zona morta, o estado de degradação encontrado é condizente com o tempo de operação da caldeira, visto que a mesma opera desde o início da década de 80. Esta degradação vem sendo acompanhada a cada parada, não representando ainda risco de falha do material, que mantém suas propriedades mecânicas. Deve ser dada especial atenção à esta região na próxima inspeção, verificando os pontos mais críticos para prever uma possível substituição dos mesmos.

Por fim, com os reparos realizados nas regiões que apresentavam perda de espessura, a substituição dos tubos danificados nos superaquecedores e o controle do estado de degradação dos coletores, a caldeira foi considerada apta para um novo ciclo de operação de trinta meses, desde que se mantenham as condições de operação dentro dos parâmetros de projeto.

7 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Em uma próxima parada de manutenção desta caldeira, inspecionar outras regiões, fazendo a correlação entre os processos de degradação. Estas regiões podem incluir os dutos de ar e gases de combustão, os queimadores ou até mesmo os sistemas auxiliares de água de alimentação;

- Fazer um levantamento das opções de queimadores e sopradores de fuligem disponíveis no mercado, em busca de soluções mais eficientes para os problemas de abrasão e corrosão encontrados no entorno destes equipamentos;

- Realizar uma inspeção semelhante nas zonas de pressão de uma caldeira com queima exclusiva de óleo e gás, para verificar a influência da queima de carvão nos resultados obtidos no presente trabalho;

8 BIBLIOGRAFIA

1. Norma Regulamentadora do Ministério do Trabalho – NR13 - Caldeiras e vasos de pressão. 2003.
2. Lagemann, P. V. *Apostila Curso de Inspeção de Caldeiras do IBP*, 2005.
3. Manual de Operação de Caldeiras da Braskem SA. Rev. 2011.
4. Viswanathan, R. *Damage Mechanisms and Life Assesment of High-Temperature Components*. Metals Park, Ohio: ASM International, 1993.
5. Callister, W. D. *Ciência e Engenharia de Materiais: Uma Introdução*. Rio de Janeiro: LTC, 2008, p 211.
6. Braga, R. M. *Medição da Camada de Óxidos em Tubos de Superaquecedores de Caldeiras Aquatubulares por Ultrassom*. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2009
7. Neves, A. S. *A Formação de Camada Protetora de Magnetita em Caldeira*. *6a Coteq*. Salvador/Bahia, 2002.
8. Dantas, E. *Geração de Vapor e Água de Refrigeração – Falhas, Tratamentos e Limpeza Química*. Edit. José Olympio, 1988
9. ASME, *Boiler e Pressure Vessel Code, Section V, Nondestructive Examination*. New York, USA, 2010.
10. Lamping, G. & Arrowood, R. J. *EPRI-CS-3945: Manual for investigation and correction of boiler tube failures, stages in carbide spheroidization and precipitatos in Cr-Mo steel super-heater tubes*. San Antonio, Texas USA: Southwest Research Inst., 1985.
11. Chaudhuri, S. *Some Aspects of Metallurgical Assessment of Boiler Tubes - Basic Principles and Case Studies*. National Metallurgical Laboratory. India, 2006