



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA METALÚRGICA E DE MATERIAIS**  
**CURSO DE ENGENHARIA METALÚRGICA**

**CARLOS EDUARDO DE SOUZA MOURA**

**ANÁLISE DE FALHAS DE TUBOS DE UMA CALDEIRA AQUATUBULAR**

**FORTALEZA**  
**2022**

CARLOS EDUARDO DE SOUZA MOURA

ANÁLISE DE FALHAS DE TUBOS DE UMA CALDEIRA AQUATUBULAR

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Metalúrgica e de Materiais da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Metalúrgica.

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Emílio F. Quevedo Nogueira

FORTALEZA

2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

M885a Moura, Carlos Eduardo de Souza.

Análise de falhas de tubos de uma caldeira aquatubular / Carlos Eduardo de Souza  
Moura. – 2022.  
71 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro  
de Tecnologia, Curso de Engenharia Metalúrgica, Fortaleza, 2022.

Orientação: Prof. Dr. Ricardo Emílio Ferreira Quevedo Nogueira.

1. Caldeira. 2. Metalurgia. 3. Tratamento de água. 4. Análise de falha. I. Título.

CDD 669

---

CARLOS EDUARDO DE SOUZA MOURA

ANÁLISE DE FALHAS DE TUBOS DE UMA CALDEIRA AQUATUBULAR

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Metalúrgica e de Materiais da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Metalúrgica.

Aprovada em: 14/07/2022.

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Dr. Ricardo Emílio F. Quevedo Nogueira (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Eng. Emanuel Santana da Costa  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Eng. Régio Davis Barros Alves Vieira  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

Aos meus pais, Wilson e Alzira.

## **AGRADECIMENTOS**

À Deus, pelo dom da vida, pela inclinação aos caminhos que moldaram meu caráter.

Aos meus pais Wilson e Alzira, pelo grande amor, esforço e dedicação despendidos, essenciais às minhas vitórias.

À minha irmã Denize, pelo ombro amigo e amparo incondicional, inclusive nos momentos mais difíceis.

À minha noiva Izabela, pelo carinho e compreensão em minhas ausências e dificuldades.

Ao Prof. Dr. Ricardo Emílio, pela disposição em ajudar sempre que precisei, entendendo minhas dificuldades decorrentes do meu tempo limitado pelo trabalho e estudo.

Aos amigos Emanuel Santana e Francisco Daniel, pelos ensinamentos, críticas e dicas que contribuíram para a realização deste trabalho.

## RESUMO

A atividade de refino de petróleo depende do vapor d'água em diversos dos seus processos. O vapor d'água utilizado em refinarias provém de caldeiras, que são equipamentos destinados a produzir e acumular vapor d'água em pressões superiores à pressão atmosférica. Em caldeiras a combustão, pressões e temperaturas elevadas presentes são fatores que elevam a suscetibilidade à danos que podem acarretar em perda de produção, custos elevados e acidentes. O presente trabalho aborda um estudo de caso da análise de falhas de tubos da fornalha de uma caldeira aquatubular instalada em uma refinaria de petróleo. Vazamentos de água, alterações dos valores dos parâmetros observados no sistema supervisor e vapor d'água saindo pela chaminé do equipamento evidenciaram rupturas nos tubos da fornalha de uma caldeira da unidade. Tais tubos apresentaram estufamento localizado, incrustações no interior e oxidação severa na superfície externa. Diante disso, foram realizados métodos de inspeção visual, ensaio de dureza, exame metalográfico e análise físico-química da água de alimentação da caldeira com o intuito de obter maior entendimento do mecanismo que gerou a falha e, a partir daí, prevenir novas ocorrências. Os resultados da análise dos métodos mostram que os tubos falharam pela combinação da fluência e oxidação em temperaturas elevadas, em virtude da incidência direta de chamas e redução da troca térmica provocada pela presença de incrustações, decorrentes do tratamento de água inadequado. Ações tomadas para mitigar os problemas se mostraram ineficazes, indicando que o tratamento de água inadequado é a causa raiz, pois ao ocasionar incrustações nos tubos, reduz a eficiência térmica do equipamento, de modo que um maior aporte de calor se faz necessário para produção de vapor nos patamares requeridos. Dessa maneira, ocorre a incidência de chamas nos tubos, agravando ainda mais os danos e acelerando o processo de incrustação, configurando um círculo vicioso altamente destrutivo.

**Palavras-chave:** caldeira; metalurgia; tratamento de água; análise de falha.

## ABSTRACT

The petroleum refining activity depends on water vapor in several of its processes. The water vapor used in refineries comes from boilers, which are equipment designed to produce and accumulate water vapor at pressures above atmospheric pressure. In combustion boilers, high pressures and temperatures present are factors that increase the susceptibility to damage that can lead to loss of production, high costs and accidents. The present work deals with a case study of the analysis of tube failures in the furnace of a water-tube boiler installed in an oil refinery. Water leaks, changes in the values of the parameters observed in the supervisory system and water vapor coming out of the equipment chimney showed ruptures in the furnace tubes of a boiler of the unit. These tubes showed localized swelling, fouling on the inside and severe oxidation on the outer surface. In view of this, visual inspection methods, hardness testing, metallographic examination and physical-chemical analysis of the boiler feedwater were carried out in order to obtain a better understanding of the mechanism that generated the failure and, from there, to prevent further occurrences. The results of the analysis of the methods show that the tubes failed due to the combination of creep and oxidation at high temperatures, due to the direct incidence of flames and reduction of the thermal exchange caused by the presence of incrustations, resulting from inadequate water treatment. Actions taken to mitigate the problems proved to be ineffective, indicating that inadequate water treatment is the root cause, because by causing incrustations in the pipes, it reduces the thermal efficiency of the equipment, so that a greater input of heat is necessary for the production of steam at the required levels. In this way, the incidence of flames in the pipes occurs, further aggravating the damage and accelerating the encrustation process, configuring a highly destructive vicious circle.

**Keywords:** boiler; metallurgy; water treatment; failure analysis.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Tanque de armazenamento de petróleo de alta viscosidade com sistema de aquecimento (serpentina) por vapor da caldeira .....	20
Figura 2 - Tubulações de entrada de vapor (lado esquerdo) para a serpentina do tanque e saída do condensado (lado direito). .....	20
Figura 3 - Torre de destilação à vácuo.....	21
Figura 4 - Esquema de circulação de gases em uma caldeira flamotubular. ....	22
Figura 5– Desenho esquemático de caldeira flamotubular e seus principais componentes.....	23
Figura 6 - Desenho esquemático de caldeira aquatubular com seus principais componentes e indicação de fluxo de gases.....	25
Figura 7 - Tubo de caldeira exibindo formação tipo "laranja" devido superaquecimento.....	34
Figura 8 - Parte externa da caldeira em estudo, com destaque para o sistema de ventilação. ....	46
Figura 9 – Parte externa da caldeira em estudo (lado norte) .....	46
Figura 10 - Fornalha da caldeira em estudo.....	49
Figura 11 - Superfície de tubo polida para realização do ensaio de réplica metalográfica.....	50
Figura 12– Croqui da vista superior da fornalha com indicação das paredes e área de incidência de chamas.....	52
Figura 13 - Tubo da parede norte com formação de laranja e consequente fratura, com camada de óxido externamente. ....	53
Figura 14 – Falha em tubo da parede norte com formação de laranja e camada superficial de óxido.....	53
Figura 15 - Formação de laranja em tubo da parede oeste. ....	54
Figura 16 - Linha em vermelho indicando o limite superior (1100mm) e extremidade inferior em um dos tubos.....	54
Figura 17 – Microestrutura composta por matriz ferrítica e perlita lamelar com presença de esferoidização. Dureza média: 111 HB. Aumento: 800x. Tubo da parede norte, 800 mm de altura. ....	55

Figura 18 – Microestrutura composta por matriz ferrítica e perlita lamelar com presença de esferoidização. Dureza média: 106 HB. Aumento: 800x. Tubo da parede oeste, 1100 mm de altura.....	55
Figura 19 – Microestrutura composta por matriz ferrítica com cementita totalmente coalescida, onde os carbonetos encontram-se dispersos, sem traços das áreas originais perlíticas. Dureza média: 108 HB. Aumento: 400x. Tubo da parede norte, 1200 mm de altura. ....	56
Figura 20 – Microestrutura composta por matriz ferrítica e perlita lamelar com presença de esferoidização. Dureza média: 125 HB. Aumento: 800x. Tubo da parede oeste, 900 mm de altura.....	56
Figura 21 – Microestrutura composta por matriz ferrítica e perlita lamelar. Dureza média: 131 HB. Aumento: 800x. Tubo da parede oeste, 1100 mm de altura.....	57
Figura 22 – Tubo rompido mostrando baixa espessura na parede, espessura do óxido e espessura da incrustação.....	58
Figura 23 – Seta mostrando menor espessura da parede do tubo no lado da incidência de chamas, em comparação com o lado oposto.....	59
Figura 24 – Seção transversal de tubo com falha mostrando obstrução parcial por depósitos.....	59
Figura 25 – Seção transversal de tubo com falha mostrando obstrução total por depósitos.....	60
Figura 26 – Gráfico da condutividade (em $\mu\text{S}/\text{cm}$ ) da água da caldeira em estudo, mostrando que os valores (salvo poucas exceções pontuais), encontram-se dentro da faixa adequada.....	61
Figura 27 – Gráfico da dureza (em $\text{mg CaCO}_3/\text{L}$ ) da água da caldeira em estudo, mostrando que os valores de forma geral estão acima do limite requerido. ....	61
Figura 28 – Gráfico da sílica (em $\text{mg}/\text{L}$ ) da água da caldeira em estudo, mostrando que os valores se encontram adequados.....	62
Figura 29 – Gráfico do pH da água da caldeira em estudo, mostrando que os valores de forma geral estão acima da faixa permitida.....	62
Figura 30 – Queimador da fornalha com as 6 lanças novas instaladas. ....	64
Figura 31 – Visor da fornalha mostrando incidência de chamas nos tubos de forma intermitente, onde a imagem do lado esquerdo foi obtida poucos segundos antes da imagem do lado direito. ....	65
Figura 32 - Gráfico da dureza (em $\text{mg CaCO}_3/\text{L}$ ) da água da caldeira em estudo, mostrando que os valores se tornaram inadequados ao longo do tempo, mesmo após início de operação da osmose reversa.....	66

Figura 33 - Representação esquemática do círculo vicioso dos problemas da caldeira em estudo.....	68
---	----

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados técnicos da caldeira em estudo.....	45
Tabela 2 – Requisitos químicos do aço baixo carbono A178 Gr. A.....	47
Tabela 3 – Temperatura de oxidação severa.....	58
Tabela 4 – Parâmetros limites da qualidade do tratamento de águas de caldeiras aquatubulares na faixa de pressão 0 – 21,1 kgf/cm <sup>2</sup> .....	63
Tabela 5 – Dureza da água captada antes dos tratamentos.....	63
Tabela 6 – Dureza da água tratada por osmose reversa no período inicial da operação.....	65

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	14
<b>1.1. Objetivo Geral</b> .....	16
<b>1.2. Objetivos Específicos</b> .....	17
<b>2. REVISÃO DA LITERATURA</b> .....	18
<b>2.1. Caldeiras</b> .....	18
<b>2.2. Materiais utilizados em caldeiras</b> .....	26
<b>2.3. Causas de falhas em caldeiras</b> .....	28
<b>2.3.1. Corrosão em caldeiras</b> .....	29
<b>2.3.2. Erosão e corrosão-erosão</b> .....	32
<b>2.3.3. Deterioração do refratário e do isolamento térmico</b> .....	32
<b>2.3.4. Avarias mecânicas em caldeiras</b> .....	33
<b>2.3.5. Superaquecimento</b> .....	36
<b>2.3.6. Alterações químicas e metalúrgicas</b> .....	37
<b>2.4. Tratamento da água de caldeira</b> .....	40
<b>3. ESTUDO DE CASO</b> .....	45
<b>3.1. Inspeção visual</b> .....	48
<b>3.2. Exame metalográfico</b> .....	49
<b>3.3. Ensaio de dureza</b> .....	50
<b>3.4. Análise físico-química da água</b> .....	50
<b>4. RESULTADOS E DISCUSSÃO</b> .....	52
<b>4.1. Ações corretivas</b> .....	64
<b>5. CONCLUSÃO</b> .....	69
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	71

## 1. INTRODUÇÃO

A técnica de Análise de Falhas possibilita identificar causas que levaram um determinado equipamento ou componente a falhar, se mostrando fundamental no cenário industrial global. Neste panorama, níveis cada vez mais elevados de exigências decorrem de patamares de produção industrial cada vez maiores, onde eficiência e confiabilidade são requisitos essenciais (PELLICCIONE, 2012). Dentre os ramos industriais, o setor de petróleo e gás se destaca, devido grande importância econômica e pelo fato de trabalhar em regime contínuo, com equipamentos operando em cadeia contínua e condições de grande risco, exigindo um grau de confiabilidade ainda mais elevado.

É de conhecimento geral que o petróleo é uma das matérias-primas de maior importância na civilização moderna. Seus derivados são utilizados como fonte de energia em diversos setores, além de apresentarem uma vasta gama de aplicações na indústria, como matéria-prima para produção de plásticos, pneus, cosméticos, fertilizantes, defensivos agrícolas, solventes, asfalto, tintas, dentre outros inúmeros usos (EY; INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS, 2019), tornando-se indispensáveis para o desenvolvimento econômico do planeta. Sua versatilidade tem sido fundamental para a extensão de seus usos em todo o mundo, sendo um dos vetores do processo de globalização. A importância do petróleo reflete na sua relevância econômica dentro do contexto mundial: apenas em 2015, ele movimentou mais de US\$ 1,7 trilhão na economia global – para efeito de comparação, todo o mercado de metal, somado (incluindo ferro, ouro, alumínio cobre etc.), representa cerca de um terço disso (DESJARDINS, 2016).

No Brasil atual, a importância do setor de petróleo e gás é muito expressiva. Apenas em forma de arrecadação, o setor de petróleo e gás gerou R\$ 1,4 trilhão entre 2007 e 2017, além do impacto em diversos setores da economia do país, como na geração de emprego e renda, investimentos em pesquisa e desenvolvimento, saldo positivo na balança comercial e formação de uma poupança de grande relevância (EY; INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2019).

Dentre os principais setores da indústria petrolífera, destaca-se o refino. De acordo com a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2021), no ano de 2020 o parque de refino brasileiro contava com 18 refinarias de petróleo, com capacidade para processar 2,4 milhões de barris/dia. O fator de utilização das

refinarias em 2020 foi de 77%, resultando em uma carga de 1,8 milhão de barris/dia de carga processada. Tais números colocam o Brasil em posição global de destaque no setor, estando entre os 10 países com maior capacidade e volume de refino no mundo. Desses 1,8 milhão de barris/dia, cerca de 8.400 foram processados na unidade de refino onde se encontra o equipamento objeto de estudo do presente trabalho. Por questões de segurança da informação, tal unidade será denominada “refinaria do estudo”, a depender do contexto inserido, no caso específico deste trabalho.

A refinaria do estudo é localizada em Fortaleza e foi idealizada no início da década de 60 para produção de asfalto no estado do Ceará. Inicialmente, a refinaria contava apenas com uma unidade de processo, a UVAC (Unidade de Destilação a Vácuo); em 1987, foi inaugurada a segunda unidade da refinaria (UPGN), para processamento de gás natural; e em 1998, foi inaugurada sua terceira unidade (ULUB), para produção de óleos lubrificantes básicos naftênicos de aplicação industrial e de um óleo isolante para transformadores elétricos.

A destilação é um dos principais processos de produção numa refinaria, consistindo em separar os derivados do petróleo através da diferença entre seus pontos de ebulição, ou seja, aquecendo o petróleo até que haja evaporação de suas frações, que são liquefeitas conforme resfriam em diversos níveis dentro da torre de destilação, havendo recipientes em cada nível que coletam cada subproduto do petróleo. A refinaria do estudo possui apenas destilação a vácuo, tendo em vista que a unidade trabalha apenas com petróleos pesados (ou seja, petróleo com maior densidade e viscosidade) e que, para separar seus compostos, a baixa pressão reduz a temperatura de ebulição, permitindo a separação dos hidrocarbonetos sem que haja necessidade de temperaturas muito altas.

Por se tratar de uma unidade de pequeno porte, a refinaria do estudo possui ganhos em escala muito menores do que outras de maior porte, e seu carro-chefe da produção é o cimento asfáltico de petróleo (CAP), que possui baixo valor agregado. As margens de lucro na indústria do petróleo são, de forma geral, baixas; porém, grandes volumes produzidos e movimentados acabam por gerar maiores lucros, proporcionando ganho em escala. Ainda assim, paradas ou reduções de atividade na refinaria em estudo podem gerar prejuízos.

As paralisações e reduções de atividade podem ocorrer devido paradas de manutenção programadas, sendo eventos cíclicos preventivos com objetivo de

diminuir perdas no rendimento da produção e mitigar riscos. A periodicidade de uma parada de manutenção leva em conta diversos fatores, como a vida útil de componentes, periodicidades de inspeções intrusivas, limpeza de equipamentos e a realização de ensaios para detecção de falhas ocultas. Diferentemente de paradas programadas, que por serem planejadas têm maior previsibilidade no cronograma de atividades de uma unidade, uma parada causada por falha em um equipamento pode acarretar em gastos elevados, insegurança e atrasos na produção, entre outros problemas.

Na refinaria do estudo, uma ocorrência frequente é a parada de uma das caldeiras da área de utilidades após detecção de vazamento de água pelos tubos da fornalha. O vazamento de água ocorre decorrente de falha de tubos, que apresentam rupturas na direção longitudinal, geralmente seguidos de incrustações em seu interior. A indisponibilidade dessa caldeira afeta diretamente o processo produtivo da unidade, onde seu vapor é útil no aquecimento de fluidos de elevada viscosidade durante seu armazenamento e transferência (em tanques e tubulações), bem como no processo de redução da pressão parcial na torre de destilação à vácuo. Além das perdas em virtude da indisponibilidade do equipamento, há o custo envolvido no reparo do componente avariado. Ademais, acidentes em caldeiras podem ocorrer em virtude de diversas causas, como por superaquecimento, defeitos de mandrilagem, corrosão, alterações metalúrgicas em aços, entre outros (ALTAFINI, 2002).

Este trabalho compreende um estudo da análise da falha dos tubos da fornalha da caldeira supracitada e sua possível relação com as incrustações, de modo a produzir um conhecimento detalhado sobre o assunto e oferecer subsídios para novos trabalhos que abordem a mesma temática, bem como servir de referência teórica para compreensão de situações similares, considerando sempre as particularidades de cada caso.

### **1.1. Objetivo Geral**

O presente trabalho tem como objetivo geral descrever e explicar as causas de falhas em serviço de tubos de uma câmara de combustão (fornalha) de uma caldeira aquatubular instalada na unidade de utilidades de uma planta de refino de lubrificantes naftênicos e derivados de petróleo, e sua relação com a presença de incrustações no interior dos tubos.

## 1.2. Objetivos Específicos

- Apresentar conceitos sobre caldeiras;
- Explanar as causas de falhas que acometem as caldeiras;
- Expor características deletérias da água utilizada na caldeira, seus efeitos e métodos de tratamento;
- Analisar as falhas ocorridos nos tubos da fornalha da caldeira, através de ensaios e exames adequados;
- Propor ações para mitigar os danos da caldeira.

## 2. REVISÃO DA LITERATURA

Com o intuito de fornecer conhecimento científico imprescindível para a compreensão da pesquisa, esta seção explana os conceitos de caldeiras, seus tipos construtivos, materiais empregados, causas de falhas e tratamentos da água utilizada.

### 2.1. Caldeiras

De acordo com Brasil (2019),

Caldeiras a vapor são equipamentos destinados a produzir e acumular vapor sob pressão superior à atmosférica, utilizando qualquer fonte de energia, projetados conforme códigos pertinentes, excetuando-se refervedores e similares.

A finalidade de geração de vapor veio da Revolução Industrial, ainda no século XVIII, onde era utilizado sobretudo para mover máquinas, locomotivas e turbinas para geração de energia. Vale ressaltar que o vapor d'água é um vantajoso agente transportador de energia, principalmente devido às seguintes características:

- Facilidade de obtenção de água, sendo esta a substância mais abundante do planeta;
- Possui elevado conteúdo energético;
- Baixa corrosividade;
- Não é tóxico;
- Não é inflamável nem explosivo.

Muitos empenharam-se na evolução de geradores de vapor, desde Denis Papin, que em 1679 inventou a panela de pressão e com ela uma válvula de segurança, que impedia explosões, e sugeriu o primeiro cilindro com pistão movido a vapor, sendo seu projeto aprimorado por outros para o desenvolvimento da máquina a vapor (ENCYCLOPAEDIA BRITANNICA, 2022); como também Stephen Wilcox, em 1856, com o projeto de um gerador de vapor pioneiro e inovador, vindo a produzi-lo em associação com George Babcock em 1867, sendo esta a primeira caldeira de tubos de água intrinsecamente segura (THE BABCOCK & WILCOX COMPANY, 1992). A genialidade dos inventores foi um marco à geração de vapor, que a partir daí se tornava mais segura e confiável. Em 1875, Babcock e Wilcox publicam os

“Requisitos de uma Caldeira a Vapor Perfeita”, um conjunto de 12 diretrizes para uma caldeira ideal, criando um padrão industrial para fabricação de caldeiras.

Desde então, diversas tecnologias, normas, padrões, procedimentos e ensaios foram criados e aperfeiçoados, possibilitando que atualmente as caldeiras produzam grandes volumes de vapor, a alta pressão e elevadas temperaturas de maneira segura. Ainda assim, acidentes com caldeiras ocorrem frequentemente em todo o mundo, sendo os riscos de explosões os mais importantes, que dependem do estado de conservação do equipamento, devido más condições operacionais, falhas em verificação de seus sistemas de segurança e de procedimento incorreto durante funcionamento (ALTAFINI, 2002).

As aplicações do vapor de caldeira na atualidade são amplas, sendo utilizado em inúmeros ramos industriais: desde indústrias de base a indústrias de bens de consumo e na geração de energia em usinas termelétricas, por exemplo. Na indústria de petróleo e gás, o uso do vapor de caldeira é praticamente indispensável, sobretudo no setor de refino de derivados, dada a necessidade de aquecimento das tubulações e tanques para possibilitar a transferência e estocagem de várias matérias-primas e produtos, tendo em vista que diversos tipos de petróleo e seus derivados (como o cimento asfáltico de petróleo – CAP) possuem elevada viscosidade. Os tanques com tais produtos são dotados de serpentinas que transportam vapor superaquecido. Refervedores, trocadores de calor, torres de fracionamento e destilação, fornos, vasos de pressão, reatores e turbinas são alguns dos equipamentos da indústria de petróleo e gás que também podem utilizar vapor gerado pelas caldeiras, seja para a uso direto no processo de fracionamento dos derivados, aproveitamento de calor ou na geração de energia. A Figura 1 retrata um tanque que utiliza vapor de caldeira para manter o produto armazenado aquecido, a fim de reduzir sua viscosidade.

Figura 1 - Tanque de armazenamento de petróleo de alta viscosidade com sistema de aquecimento interno (serpentina) por vapor da caldeira



Fonte: O autor (2022).

A Figura 2 mostra as tubulações de entrada de vapor para a serpentina e saída de condensado do tanque retratado na Figura 1.

Figura 2 - Tubulações de entrada de vapor (lado esquerdo) para a serpentina do tanque e saída do condensado (lado direito).



Fonte: O autor (2022).

A Figura 3 retrata uma torre de destilação à vácuo, que utiliza do vapor de água para redução de pressão parcial.

Figura 3 - Torre de destilação à vácuo.



Fonte: O autor (2022).

Diversas formas de energia podem ser utilizadas na geração de vapor em caldeiras, sendo elas: queima de combustíveis (sólido, líquido ou gasoso), resistência elétrica ou por fontes não convencionais (fissão nuclear, energia solar, energia geotérmica). A energia térmica produzida deverá ser transferida através de superfícies de absorção de calor. A geração de vapor se dá em condições controladas, sendo ele conduzido através de tubulações para outros equipamentos ou instalações, para ser utilizado como energia térmica, energia mecânica ou como vapor de diluição em processos químicos.

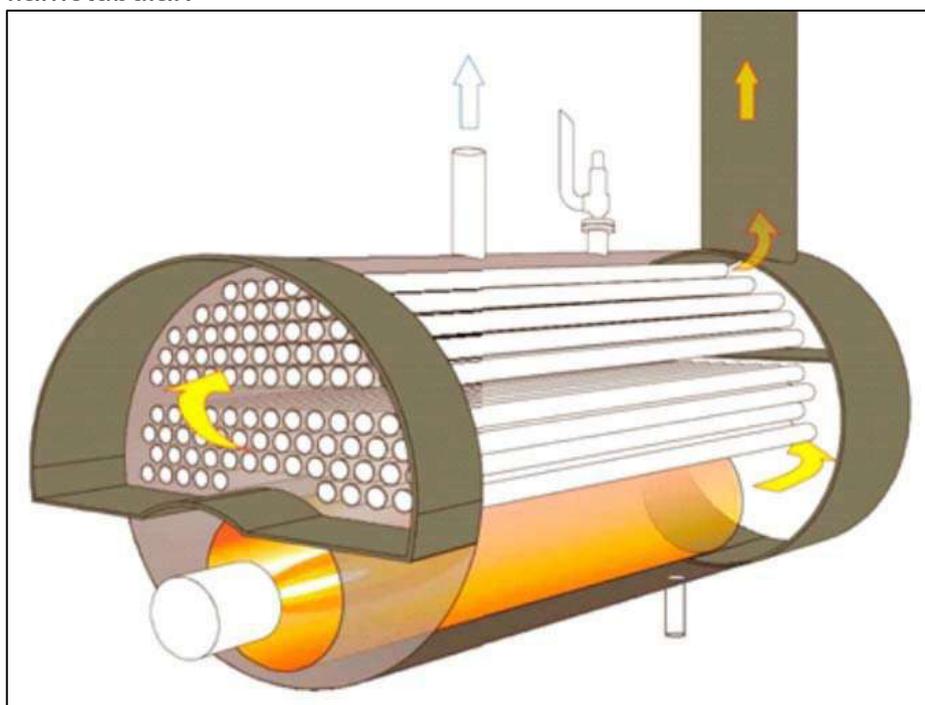
As caldeiras são classificadas em dois tipos básicos de acordo com o posicionamento relativo entre a água e os gases de combustão:

- Caldeiras flamotubulares.
- Caldeiras aquatubulares.

A caldeira que será estudada neste trabalho é do tipo aquatubular. Porém, será abordada nesta revisão bibliográfica uma breve explanação também acerca de caldeiras flamotubulares, para uma compreensão mais ampla do assunto.

Nas caldeiras flamotubulares, os gases quentes provenientes de uma fornalha ou câmara de combustão escoam no interior de tubos envolvidos pela água a ser vaporizada, a qual se situa dentro de um corpo cilíndrico com dois espelhos fixos, nos quais os tubos são mandrilados ou soldados. A transferência de calor se dá em toda a área circunferencial dos tubos, que são montados de forma similar a um trocador de calor com feixe tubular. A figura 4 mostra a representação do esquema de circulação de gases em uma caldeira flamotubular:

Figura 4 - Esquema de circulação de gases em uma caldeira flamotubular.



Fonte: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (2020).

As caldeiras flamotubulares são construídas para operar com pressões limitadas, na ordem de 4 a 19 kgf/cm<sup>2</sup>, produzindo vapor d'água em quantidades pequenas ou moderadas, com capacidade de produção variando de algumas centenas de quilos até cerca de 10 toneladas de vapor por hora (INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS, 2020). Entre as vantagens desse tipo de caldeira, podemos mencionar:

- Construção simples e de pouca alvenaria.

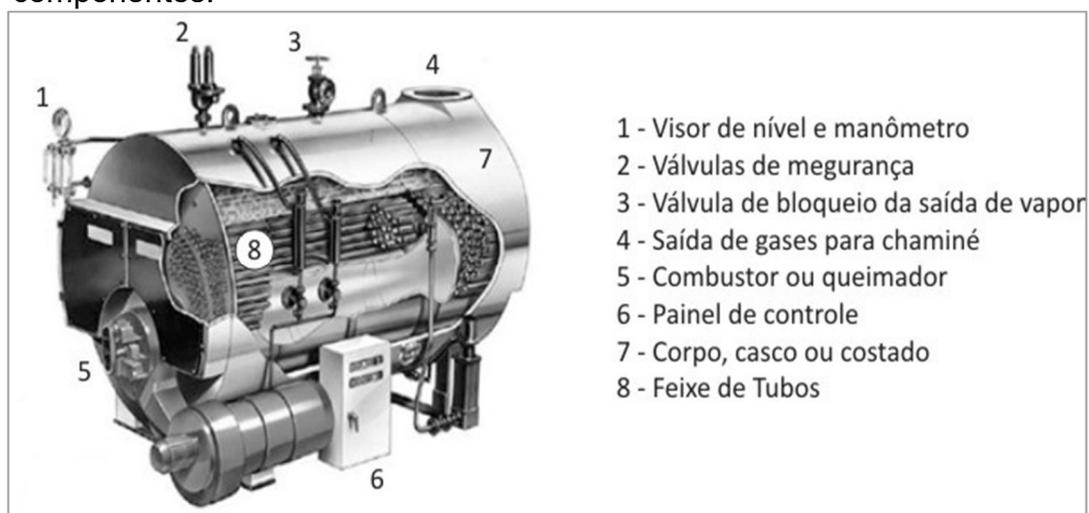
- Facilidade de se variar a quantidade de vapor produzido, de acordo com a demanda, através de atuação sobre os queimadores da fornalha.
- Possibilidade de fácil substituição dos tubos.
- Emprego de água sem o rigor de tratamento caso a água passasse no interior dos tubos.
- Fácil limpeza da fuligem no interior dos tubos.
- Custo relativamente reduzido.

A seguir, algumas das desvantagens do uso de caldeiras flamotubulares:

- Demora em atingir a situação de regime de produção plena de vapor.
- Produção de vapor em pressões limitadas.
- Necessidade de bomba para manter o suprimento de água compatível com a produção de vapor numa determinada temperatura.

As caldeiras flamotubulares podem ser verticais, onde são, em geral, pequenas, contendo fornalha interna em sua parte inferior, sendo vantajosas em relação à ocupação de espaço; ou horizontais, que são as mais comuns, com fornalha interna e de tubos de gases diretos, onde os gases seguem num só sentido em direção à chaminé, ou com tubofornalha, que são constituídas de uma camisa e vários tubos internos que conduzem os gases quentes. A figura 5 mostra o desenho esquemático de uma caldeira flamotubular com a indicação dos seus principais componentes.

Figura 5 – Desenho esquemático de caldeira flamotubular e seus principais componentes.



Fonte: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (2020).

Nas caldeiras aquatubulares, o aquecimento para produção de vapor se faz externamente a um feixe de tubos (ou paredes d'água) contendo água e em comunicação com um ou mais reservatórios ou tambores. São de utilização mais ampla e maior produção de vapor que as caldeiras flamotubulares. Como possuem vasos pressurizados internamente e de menores dimensões relativas, viabiliza econômica e tecnicamente o emprego de maiores espessuras, dessa forma, permitindo operação em pressões mais elevadas.

Dentre as principais vantagens desse tipo de caldeira, temos:

- Capacidade de produção de maiores volumes de vapor, essenciais para processos industriais mais complexos.
- Permite operações em pressões mais elevadas.
- Capacidade de gerar vapor em temperaturas mais elevadas.
- Grande versatilidade no uso de combustíveis.
- Durabilidade elevada, desde que haja uma manutenção efetiva, correto manuseio, limpeza e inspeções programadas.

Podemos mencionar como desvantagens, as seguintes:

- Custo elevado, podendo custar consideravelmente mais que uma caldeira flamotubular com capacidade equivalente.
- Construção relativamente mais complexa.
- Maior exigência no tratamento da água utilizada.

Há diversas configurações de projeto para as caldeiras aquatubulares, entre as quais:

- De tubos retos, com tubulão transversal ou longitudinal.
- De tubos curvos, com um único tubulão; ou com dois tubulões longitudinais ou transversais, podendo serem verticais, horizontais ou inclinados; ou com três tubulões longitudinais ou transversais; ou com quatro ou mais tubulões.

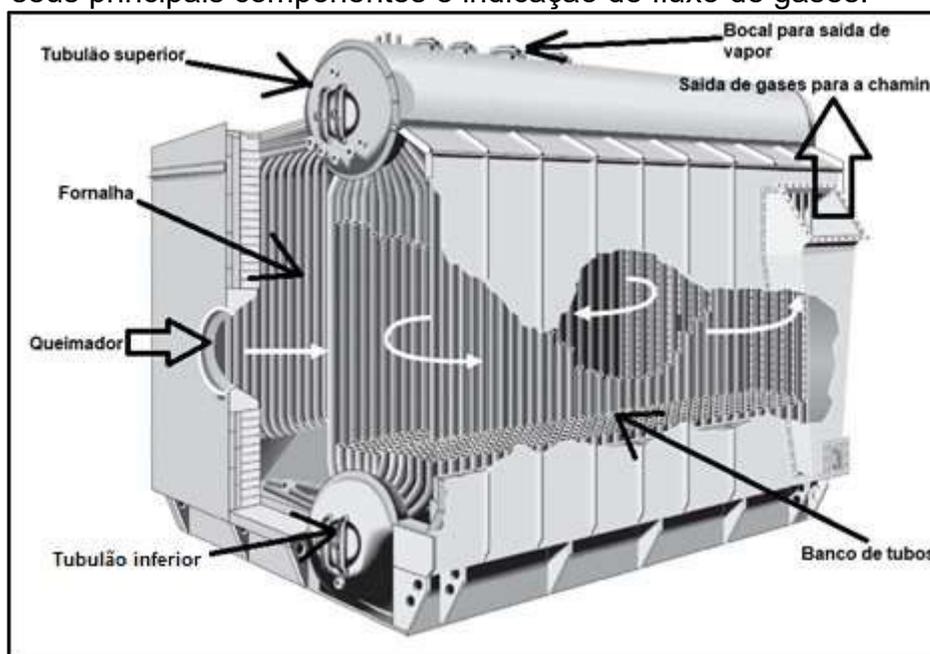
Alguns dos principais componentes de uma caldeira aquatubular estão descritos abaixo, com uma breve explanação das suas respectivas funções:

- Fornalha: também chamada de câmara de combustão, é nela que ocorre a queima do combustível, gerando energia térmica para transformar a água dos tubos da caldeira em vapor.

- Tubos: os tubos da caldeira têm como função conduzir água e o vapor, bem como realizar a troca térmica no interior da fornalha, onde compõem a parede d'água. Uma caldeira pode ter milhares de tubos, dependendo do seu porte. São unidos aos tubulões.
- Tubulão de vapor: também chamado de tambor superior ou balão superior, é um vaso de pressão onde ocorrem a separação das fases água-vapor e a injeção de água na caldeira. Possui vários orifícios onde os tubos da caldeira são fixados e normalmente dispõe de componentes internos para facilitar a separação de vapor e água.
- Tubulão de lama: também chamado de tambor inferior ou balão inferior, é um vaso de pressão onde ocorrem a coleta e separação dos sólidos presente na água da caldeira, permitindo a purga do sistema. Geralmente não possuem internos.
- Queimadores: têm como função realizar a queima dos combustíveis na fornalha, dessa forma, fornecendo energia térmica para produção de vapor.

A figura 6 ilustra um desenho esquemático da circulação de gases e principais componentes de uma caldeira aquatubular.

Figura 6 - Desenho esquemático de caldeira aquatubular com seus principais componentes e indicação de fluxo de gases.



Fonte: Adaptado de American Petroleum Institute (2021).

Além dos componentes básicos esquematizados na figura 6, uma caldeira deve dispor de itens para seu controle e operação, tais como válvula de segurança, sendo necessária para prevenção de eventuais elevações de pressão acima da PMTA do equipamento; instrumento que indique a pressão do vapor acumulado, como um manômetro; injetor ou sistema de alimentação de água independente do principal, que evite o superaquecimento por alimentação deficiente; sistema dedicado de drenagem rápida de água em caldeiras de recuperação de álcalis, com ações automáticas após acionamento pelo operador; e sistema automático de controle do nível de água com intertravamento, que evite o superaquecimento por alimentação deficiente. Os acessórios supracitados são exigências contidas no item 13.4.1.3 da Norma Regulamentadora No. 13 (BRASIL, 2019).

Há vários outros itens que podem compor uma caldeira aquatubular, como o superaquecedor (conjunto de serpentinas onde circula o vapor saturado, que ao ser aquecido, transforma-se em vapor superaquecido); o economizador (componente que aproveita o calor residual dos gases da combustão para elevar a temperatura da água de alimentação); o preaquecedor (permutador de calor destinado a aquecer o ar que será utilizado na combustão); a chaminé (sistema anexo que promove a circulação dos gases quentes da combustão por todos os componentes da caldeira) etc.

## **2.2. Materiais utilizados em caldeiras**

Caldeiras apresentam circunstâncias agravantes em relação a outros equipamentos de processo, sendo elas o fato de terem chama aberta (acentuando a gravidade de acidentes) e a presença de cinzas corrosivas (no caso de queima de óleo combustível), tornando necessário o emprego de materiais mais nobres (TELLES, 2003).

Os componentes constituintes das caldeiras são essencialmente fabricados em ligas ferrosas, e a maioria dos materiais empregados é de aço carbono, que pode ser utilizado em partes pressurizadas e não pressurizadas (TELHADO, 2022). Uma das exceções são os materiais refratários (geralmente cerâmicos), utilizados em associação à estrutura para confinar o calor na caldeira.

O aço carbono é o material metálico de maior uso em equipamentos de processo, devido apresentar boa soldabilidade, ser de fácil obtenção (com diferentes

formas de apresentação) e de ter o menor preço em relacionado à sua resistência mecânica dentre os materiais metálicos (TELLES, 2003). A aplicação de demais materiais é restrita aos casos onde não é possível o emprego do aço carbono.

Os aços carbono são classificados pela quantidade presente de carbono e são usualmente divididos em quatro classes:

- Baixo carbono: máximo de 0,15% C.
- Médio-baixo carbono: entre 0,15% C e 0,23% C.
- Médio-alto carbono: entre 0,23% C e 0,44% C.
- Alto carbono: acima de 0,44% C.

Porém, no ponto de vista de projeto de caldeiras, aços com teor de carbono acima de 0,35% já são considerados alto carbono, levando em conta que acima desse percentual a soldagem de partes pressurizadas é problemática. (TELHADO, 2022).

Telles (2003) reforça o predomínio do uso do aço carbono em várias partes de caldeiras, sobretudo em temperaturas mais baixas, e indica materiais recomendados em alguns dos principais componentes:

- Tubulões: geralmente usa-se aço carbono. Para temperaturas acima de 350 °C, recomenda-se que o aço seja de grão grosso e completamente acalmado com silício. A desoxidação com silício produz aços com grãos grandes, indicados para temperaturas mais elevadas, por apresentarem melhor resistência à fluência.
- Superaquecedores (e outras partes em contato com vapor superaquecido): aço carbono pode ser empregado em temperaturas até 420 °C. Para temperaturas mais altas, aços liga Mo e Cr-Mo, ou aços inoxidáveis. A adição de cromo ao aço eleva a resistência à oxidação em temperaturas mais elevadas e aumenta a resistência à grafitação, e o molibdênio tem como principal finalidade melhorar a resistência à fluência.
- Chapeamento externo (inclusive dutos e chaminés): aço carbono.
- Tubos de preaquecedores e economizadores: geralmente usa-se aço carbono. Recomenda-se utilizar aço inoxidável tipo 304 quando situados em regiões onde a temperatura possa ficar inferior ao ponto de orvalho, devido possibilidade de ocorrência de corrosão ácida severa.

- Tubos de fornos: usa-se aço carbono grão grosso acalmado com silício, para temperaturas até 420 °C; para temperaturas até 450 °C, aços liga 1/2 Mo; para temperaturas até 650 °C, aços liga 1 1/4 Cr a 9Cr, a depender da corrosão pelo fluido interno; para temperaturas até 815 °C, aços inoxidáveis austeníticos.
- Suportes internos de tubos, sujeitos à chama: usa-se ferro fundido ligado especial “Mehanite”, para temperaturas até 400° C; e aço inoxidável fundido 25 Cr-20 Ni “HK-40”, para temperaturas acima de 400°C. É importante frisar que, diferente de outros componentes onde há troca de calor, que se considera a temperatura do metal para a seleção do material, para esses suportes a temperatura a considerar é a máxima atingida pelos gases da combustão.

Conforme listado acima, algumas condições exigem a seleção de diferentes materiais nos componentes, a fim de que possam desempenhar suas funções com maior confiabilidade. Alguns elementos de liga são adicionados ao aço para maior conferir maior resistência à fluência em temperaturas mais elevadas, como o silício e o molibdênio. O cromo aumenta a resistência à corrosão em temperaturas elevadas e à grafitação.

O aço inoxidável austenítico 304 possui excelente resistência à corrosão e custo não muito elevado, podendo ser utilizado em meios ácidos e temperaturas mais altas. Alguns aços inoxidáveis especiais possuem resistência a temperaturas muito elevadas, como o aço inoxidável fundido “HK” (25% Cr e 20% Ni), com temperatura limite de uso contínuo na ordem de 1100 °C (TELLES, 2003).

### **2.3. Causas de falhas em caldeiras**

Altafini (2002) alerta para os riscos existentes que o emprego de caldeiras implica, como explosões, incêndios, choques elétricos, intoxicações, quedas e ferimentos diversos, e afirma que dentre eles, os riscos de explosão são os mais importantes, por estar sempre presente durante seu tempo de funcionamento; em virtude da violência em que as explosões acontecem; por envolver pessoas numa abrangência além da operação do equipamento; e pela consideração de sua prevenção em todas as fases, como projeto, fabricação, operação, manutenção e inspeção.

O risco de explosão pode ser originado pela combinação de 3 causas, segundo Altafini (2002):

- Redução da resistência, que pode ser decorrente do superaquecimento ou da alteração da estrutura do material.
- Redução de espessura, que pode ser causada por corrosão ou erosão.
- Aumento da pressão, em virtude de falhas diversas, que podem ser operacionais ou não.

Caldeiras são suscetíveis a avarias de diversas naturezas, sobretudo por serem equipamentos que, no geral, operam com temperaturas e pressões elevadas, substâncias contaminantes e incrustantes e grande variedade de materiais. A união desses fatores torna a caldeira vulnerável a diversos mecanismos: uma ampla variedade de materiais combinados com substâncias contaminantes e incrustantes podem gerar diversas formas de corrosão, fragilização, incrustação, entre outras discontinuidades; pressões e temperaturas elevadas podem acentuar e catalisar esses danos, bem como ampliar a gama de avarias possíveis (alterações metalúrgicas, avarias mecânicas e erosão, por exemplo).

O Guia de Inspeção de Caldeiras (INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS, 2020) afirma que há numerosas causas de deterioração em caldeiras e seus componentes, sendo as principais:

- Corrosão;
- Erosão e corrosão-erosão;
- Deterioração do refratário e do isolamento térmico;
- Avarias mecânicas;
- Sobreaquecimento;
- Alterações químicas e metalúrgicas.

### **2.3.1. Corrosão em caldeiras**

A corrosão consiste na deterioração dos materiais pela ação química ou eletroquímica do meio, podendo estar ou não associada a esforços mecânicos. Evandro Dantas (1988) conceitua a corrosão como o inverso do processo metalúrgico sendo, portanto, um processo espontâneo. A corrosão pode ocorrer sob diversas formas, sendo classificada segundo diferentes parâmetros, tendo-se em relação:

- Ao aspecto da corrosão, podendo ser uniforme, por placas, alveolar, puntiforme, intergranular, transgranular, filiforme, esfoliação, gráfrica, desinificação, em torno de solda, empolamento por hidrogênio etc;
- Ao mecanismo eletroquímico de corrosão, podendo ser corrosão galvânica, eletrolítica etc;
- Às condições operacionais, podendo ser corrosão sob tensão, corrosão sob fadiga, corrosão sob atrito, corrosão-erosão, corrosão por pilhas de concentração, corrosão por aeração diferencial etc;
- Ao meio corrosivo, podendo ser corrosão atmosférica, por microorganismos, pelo solo, pela água, em temperaturas elevadas etc.

Segundo Altafini (2002), um dos principais responsáveis pela degradação de caldeiras é a corrosão, que age como fator de redução da espessura das superfícies submetidas à pressão. Tais problemas são frequentes, ocorrendo nas mais variadas indústrias, como a química, a petrolífera e a petroquímica. Associados à corrosão, geralmente há perda de eficiência devido a menor transferência de calor decorrentes dos depósitos e produtos de corrosão, bem como perda de carga em tubulações de condução de água devido aos depósitos de tubérculos de óxido de ferro (DANTAS, 1988). É estimado que problemas decorrentes de corrosão em caldeiras custem anualmente à indústria bilhões de dólares (HAMAGUCHI; VAKKILAINEN, 2010). Muitos dos problemas de corrosão ocorrem nas áreas mais quentes da caldeira: tubos de fundo da fornalha, paredes d'água e tubos de superaquecedores.

O Guia de inspeção de Caldeiras (INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS, 2020) reforça que a corrosão constitui o maior fator de deterioração de caldeiras, afetando as superfícies interna e externa das partes pressurizadas, como os tubos, bem como os demais componentes da sua estrutura. A corrosão em tubos de caldeiras pode ocorrer pelo lado água e vapor ou em partes expostas ao calor. Na estrutura externa, há a possibilidade de ocorrência de corrosão atmosférica. Abaixo, estão listados tipos de corrosão que podem acometer uma caldeira, conforme o Guia de inspeção de Caldeiras (INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS, 2020):

- Corrosão por aeração diferencial: esse fenômeno ocorre quando se tem um mesmo material metálico em contato com um eletrólito diferentemente aerado, podendo resultar da presença de O<sub>2</sub> dissolvido

na água da caldeira, ocorrendo geralmente onde a água escoar no estado líquido e em frestas;

- Corrosão por pites: pequenas áreas anódicas combinadas com tensões localizadas que dão origem a pites, devido impurezas da água. Podem resultar também da presença de  $\text{CO}_2$ , que torna a água fracamente acidificada;
- Fragilização cáustica: esse fenômeno é um tipo de corrosão sob tensão e ocorre quando os aços carbono são expostos à ação de soluções fortemente alcalinas à altas temperaturas e pressões elevadas. Geralmente é mais acentuada em regiões de vaporização;
- Fragilização pelo hidrogênio: esse fenômeno pode ocorrer em caldeiras de pressão elevada e em situações de descontrole do pH da água de caldeira. Ocorre pela difusão do hidrogênio na estrutura cristalina do material e não é um processo comum em caldeiras;
- Corrosão galvânica: essa corrosão ocorre em função do carregamento de partículas metálicas (como cobre, níquel e bronze), que podem ser conduzidas para dentro da caldeira, de forma ionizada, complexada (por ação da amônia) ou particulada, através da água de caldeira. Pode ocorrer na superfície interna do tubulão e dos tubos, geralmente em regiões de menor velocidade, onde as partículas se depositam formando pilhas galvânicas;
- Corrosão acelerada por fluxo: fenômeno que ocorre sob determinadas condições de fluxo de vapor úmido, geometria e material, que resulta da perda de metal de tubos e componentes fabricados em aço carbono, geralmente em economizadores e redes externas de drenagens de caldeiras;
- Oxidação a alta temperatura: tipo de corrosão que ocorre quando o aço carbono atinge temperaturas superiores a  $550\text{ }^\circ\text{C}$ , gerando um produto frágil cujo crescimento é influenciado sobretudo pela temperatura, tempo e alimentação do agente oxidante. Taxas de perda de material crescem com o aumento da temperatura.
- Corrosão por compostos de enxofre: ocorre quando há presença de compostos de enxofre, como o  $\text{SO}_2$  e  $\text{SO}_3$ , que em temperaturas mais

baixas, onde há condensação de água, formam ácido sulfúrico. Nessas condições, os componentes mais suscetíveis ao seu ataque são o economizador, o preaquecedor de ar e a chaminé.

- Corrosão por compostos de vanádio e sódio: ocorre em caldeiras em que o combustível utilizado contém sódio, vanádio e enxofre, onde formam compostos que, associados, constituem uma substância altamente corrosiva de baixo ponto de fusão que atacam intensamente os materiais metálicos. Esse ataque só se registra em zonas de temperatura mais elevadas;
- Corrosão atmosférica: corrosão influenciada principalmente pela umidade relativa, temperatura do ambiente e da superfície e natureza da atmosfera, acometendo a estrutura externa da caldeira, como colunas, chaparia, plataformas e escadas.

### **2.3.2. Erosão e corrosão-erosão**

A erosão trata-se da remoção mecânica acelerada do material da superfície como resultado do movimento relativo ou impacto de sólidos, líquidos, vapor ou a combinação entre eles (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2021). É um processo frequentemente ocasionado em caldeiras aquatubulares por sopradores de fuligem desalinhados, que direcionam o jato de vapor sobre os tubos, ao invés de entre eles (ALTAFINI, 2002), podendo resultar também do jato de vapor e/ou condensado proveniente de vazamento através de juntas defeituosas, gaxetas ou furos, tendo em vista a intensa ação erosiva do jato de condensado.

A ação simultânea da corrosão e da erosão resulta em um fenômeno chamado corrosão-erosão, onde a erosão contribui para a remoção do filme de proteção, expondo a superfície do metal ao meio corrosivo, ou ocorre quando a corrosão diminui a estabilidade da camada superficial protetora, favorecendo a erosão (PELLICCIONE *et al.*, 2012). Vale salientar que os efeitos da corrosão-erosão são bem maiores que a soma dos efeitos de cada dano agindo isoladamente (INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS, 2020).

### **2.3.3. Deterioração do refratário e do isolamento térmico**

A deterioração do refratário da caldeira ocorre em temperaturas elevadas, quando cinzas do combustível queimado entram em contato com o refratário formando uma escória cuja fluidez é aumentada pela presença de óxidos metálicos (como os de vanádio ou molibdênio) ou de sais de enxofre. A formação dessa escória pode causar a degradação do refratário de três formas diferentes: através da fusão (com consequente escoamento), através da ação química e através da penetração. Com a deterioração, pode haver a redução de espessura da parede refratária, fazendo com que a estrutura de sustentação e a chaparia sofram com temperaturas acima da estabelecida em projeto.

Os gases da combustão difundidos na parede refratária atacam o isolamento, formando compostos corrosivos para a chaparia externa. Esse ataque ao isolamento ocasiona num aumento de volume que geram esforços mecânicos que danificam a parede refratária (INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS, 2020).

#### **2.3.4. Avarias mecânicas em caldeiras**

De acordo com American Petroleum Institute (2021), a deterioração mecânica nos componentes da caldeira pode resultar de várias causas, como fadiga, tensões anormais, uso indevido de ferramentas de limpeza, recalque de fundações, carregamento externo excessivo de tubulações conectadas, quebra/desgaste de peças, explosão da fornalha, vibração etc. O Guia de Inspeção de Caldeiras (INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS, 2020) cita algumas dessas causas como sendo as falhas mecânicas mais frequentes em caldeiras, além de incluir também a fluência.

A fluência é um fenômeno de deformação permanente, lenta e progressiva, observado em metais e ligas metálicas, com o decorrer do tempo, quando submetidos a um esforço de tração em temperatura elevada. Para cada material, há uma faixa de temperatura onde o início da fluência passa a ser relevante, denominada “faixa de fluência”. Quando um material metálico é submetido a uma tração em temperatura superior ao início da faixa de fluência, suas deformações crescem de forma progressiva, ainda que o esforço seja constante; e seus acréscimos de deformação, acima da deformação inicial, são sempre permanentes, mesmo que a tensão inicial esteja em valor abaixo do limite de escoamento do material na temperatura

considerada (TELLES, 2003). Em resumo, a fluência é uma deformação plástica que ocorre em um material submetido a uma tensão abaixo do seu limite de escoamento, em virtude da temperatura.

A temperatura de início da faixa de fluência geralmente é elevada e varia de acordo com o material. Para aços carbono e aços baixa-liga, a temperatura limite é aproximadamente 370 °C; para o alumínio e suas ligas, a temperatura limite é aproximadamente 205 °C; para o titânio e suas ligas, a temperatura limite é aproximadamente 315 °C; e para aços inoxidáveis austeníticos, a temperatura limite é aproximadamente 540 °C.

Em caldeiras, a fluência é geralmente causada pelo sobreaquecimento (que por sua vez, pode ser causado por incidência direta da chama, incrustações, redução excessiva do nível de água do tubulão etc) e se revela através do aumento do diâmetro do tubo ou do seu comprimento, causando flambagem. O aumento do diâmetro do tubo localizado causa redução da espessura, podendo gerar uma deformação conhecida como “laranja”, conforme mostrado na figura 7. Trincas por fluência podem ocorrer também em concentradores de tensão, como conexões tipo “tês”, bocais e defeitos em solda, em combinação com temperaturas elevadas (PELLICCIONE *et al.*, 2012).

Figura 7 - Tubo de caldeira exibindo formação tipo “laranja” devido superaquecimento.



Fonte: Emanuel Santana da Costa (2020).

O Guia de Inspeção de Caldeiras (INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS, 2020) cita que, em relação à fluência, a maioria dos códigos de projeto prevê uma vida útil de 100.000 horas de exposição ao calor, e afirma que um critério bastante prático é a substituição dos componentes no qual seu diâmetro aumentou em mais de 5%.

Outra falha mecânica frequente em caldeiras é a fadiga (INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS, 2020), que é um fenômeno que ocorre quando um componente é exposto a tensões cíclicas, muitas vezes resultando em falha inesperada, ocorrendo normalmente em tensões de tração na superfície do material (o fenômeno não ocorre em tensões de compressão).

Os processos de nucleação e propagação da fadiga são afetados por diversas variáveis. Tensões residuais e concentradores de tensão, por exemplo, são agentes nucleantes de trincas por fadiga. Fatores metalúrgicos e microestruturais também influenciam a formação do fenômeno: inclusões presentes no metal podem agilizar a nucleação da fadiga, e medidas que aumentam a tenacidade, como tratamento térmico e diminuição do tamanho de grão, aumentam a resistência à nucleação de trincas por fadiga em concentradores de tensão (PELLICCIONE *et al.*, 2012).

A propagação da trinca de fadiga ocorre com a aplicação de carregamento cíclicos mecânicos e/ou térmicos e depende diretamente do nível das tensões e da quantidade de ciclos. Essas tensões geralmente ocorrem abaixo da tensão limite de escoamento do material.

A superfície que sofre fratura por fadiga apresenta estrias, que são denominadas “marcas de praia”. As marcas de praia emanam do ponto de nucleação da trinca, que continua se propagando até atingir o tamanho crítico para sobrecarga frágil ou colapso plástico (PELLICCIONE *et al.*, 2012).

Em caldeiras, a fadiga originada de carregamento mecânico pode ser encontrada em partes estruturais submetidas a oscilação ou vibração (INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS, 2020).

Além da fadiga causada devido carregamento mecânico, há também a fadiga térmica, causada por tensões cíclicas provenientes da variação da temperatura. Os principais fatores que afetam a fadiga térmica são a intensidade de variação da temperatura e o número de ciclos (PELLICCIONE *et al.*, 2012).

Em caldeiras, algumas regiões são sujeitas à grandes variações de temperatura, como os coletores de vapor superaquecido e o economizador, sendo, portanto, suscetíveis ao dano.

### **2.3.5. Superaquecimento**

O superaquecimento (ou sobreaquecimento) é responsável por um grande número de danos em caldeiras e resultam de diversas condições, podendo ser devido incidência da chama dos queimadores sobre os tubos, desaeração insuficiente durante procedimentos de partida da caldeira, incrustação excessiva no interior dos tubos, redução excessiva do nível de água no tubulão, circulação deficiente da água, queda ou desgaste de refratário, entre outros (INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS, 2020). Em resumo, o superaquecimento em caldeiras geralmente é causado pela drástica redução na taxa de transferência de calor dos seus componentes, seja por incrustações (superaquecimento lento) ou por camadas de vapor depositadas sobre as superfícies dos tubos (superaquecimento rápido).

As incrustações no interior dos tubos são formadas pela precipitação de sais minerais dissolvidos ou suspensos na água de reposição das caldeiras e ocorrem diretamente na superfície de troca de calor ou por material em suspensão na água, onde o processo de evaporação leva à concentração de impurezas duras e aderentes à superfície do metal, tendo em vista que o precipitado formado em qualquer parte tem tendência de aderir às superfícies aquecidas (DANTAS, 1988).

Incrustações possuem condutividade térmica bem inferior à do aço carbono utilizado nos tubos: de acordo com Altafini (2002), a condutividade térmica é cerca de 45 vezes menor que a do aço. Conseqüentemente, as incrustações formadas agem como isolantes, impedindo a troca de calor entre a água e a parede de tubo, de forma que o metal atinge temperaturas mais elevadas que a prevista em projeto, podendo causar alterações em sua microestrutura cristalina que reduzem sua resistência mecânica: esferoidização e grafitação. Por fim, o resultado do sobreaquecimento do metal é a falha por fluência: vulgarmente se diz que o tubo queimou, após apresentar estufamento e posterior rompimento (DANTAS, 1988). Esse estufamento é conhecido como formação de laranja. Outro dano causado pelo superaquecimento dos tubos é a oxidação em altas temperaturas das superfícies expostas.

O processo incrustante geralmente é lento e tem como principal fator a presença de sais na água acima dos limites máximos permitidos para a operação da caldeira, como carbonatos de cálcio, silicatos de cálcio e magnésio, sulfato de cálcio, entre outros (SANTOS, 2017). Os valores mínimos dessas impurezas são obtidos através de tratamentos de água adequados e eficientes.

Além das falhas supracitadas, as incrustações e depósitos formados na superfície dos tubos podem causar outros problemas, como:

- Aumento no consumo de combustível, já que mais energia térmica deverá ser fornecida aos tubos incrustados a fim de que haja troca de calor para produção de vapor.
- Formação de depósitos porosos que propiciam concentração localizada de contaminantes que podem causar diversos tipos de corrosão.

Conforme mencionado mais acima, o superaquecimento pode ser também provocado por camadas de vapor depositadas sobre as superfícies dos tubos. Nesse caso, ele é considerado de curto período (ou superaquecimento rápido), e ocorre quando a velocidade do fluxo da água na caldeira é pequena ou em zonas localizadas, havendo uma elevada turbulência que aglutinam os núcleos de vapor, formando camadas. Essas camadas de vapor impedem a refrigeração dos tubos devido elevado poder isolante, provocando superaquecimento das paredes na faixa de temperatura entre 700 e 800 °C, resultando em deformação plástica e ruptura (DANTAS, 1988).

### **2.3.6. Alterações químicas e metalúrgicas**

O Guia de Inspeção de Caldeiras (INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS, 2020) cita duas dentre as possíveis alterações que podem ocorrer em caldeiras: o ataque por hidrogênio em alta temperatura e a grafitização.

O ataque por hidrogênio em alta temperatura (AHAT) é um fenômeno que ocorre devido à exposição de componentes ao hidrogênio em pressões e temperaturas elevadas. Essas condições possibilitam a dissociação do hidrogênio molecular no aço, que age sobre a cementita, decompondo-a em ferrita e carbono. O hidrogênio então reage com o carbono, formando metano, causando aumento da pressão interna localizada, microcavidades e microfissuras, que ao serem combinadas podem formar trincas que diminuem a resistência mecânica do aço. Além

disso, o aço é enfraquecido pela perda de carbono (INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS, 2020).

O AHAT tem sido verificado em caldeiras de alta capacidade de produção, que operam com temperaturas e pressões elevadas. Pelliccione *et al.* (2012) recomenda o uso de ligas cromo-molibdênio para aumentar a estabilidade dos carbonetos, o que minimiza a formação de metano, e cita elementos estabilizantes de carboneto, como o tungstênio e o vanádio.

A grafitação é uma modificação microestrutural que ocorre em certos aços carbono e aços carbono-molibdênio quando submetidos na faixa de temperatura entre 427 °C e 593 °C por longos períodos de tempo, caracterizada pela decomposição da cementita e liberação do carbono livre, que se precipita na forma de nódulos de grafita na malha cristalina do material, reduzindo sua resistência mecânica, a ductilidade e a resistência à fluência. Alguns dos fatores relevantes que afetam a grafitação são:

- Composição química: a grafitação pode ocorrer em aços carbono e aços baixa liga de carbono-molibdênio com até 1% Mo. A adição de cerca de 0,7% em cromo elimina a ocorrência de grafitação. Acreditava-se que o teor de silício e o alumínio tinham efeito relevante, porém foi demonstrado que eles têm influência insignificante na grafitação (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2020).
- Temperatura: abaixo de 427 °C, a taxa de grafitação é extremamente baixa. Essa taxa aumenta com o aumento da temperatura. Em temperaturas acima de 552 °C, a grafitação pode ocorrer após a esferoidização; abaixo de 552 °C, a grafitação ocorre antes do material estar totalmente esferoidizado (PELLICCIONE *et al.*, 2012).
- Tempo de exposição: a medida e o grau de grafitação (nenhuma, leve, moderada, severa) podem ser atingidos sob diferentes períodos de exposição, a depender da faixa de temperatura. Por exemplo, grafitação severa pode ocorrer após 5 anos em temperatura de aproximadamente 540 °C em uma zona termicamente afetada de solda (ZTA); uma corrosão leve seria encontrada após 30 a 40 anos em 454 °C. (FOULDS; VISWANATHAN, 2001).
- Grau de deformação: a taxa de grafitação é alterada conforme o grau de deformação do material realizada antes da exposição à faixa de temperaturas favoráveis. Estudos realizados em aços carbono demonstram

que um aço AISI 1095 após laminação a frio com 50% redução de espessura submetido à uma temperatura de 660° C tem fração de transformação de grafita em 5% de sua matriz em cerca de 22 horas (NERI; COLÁS; VALTIERRA, 1998).

De forma geral, há dois tipos de grafitização: o primeiro é a grafitização aleatória onde os nódulos de grafita são distribuídos de forma aleatória no aço. Embora esse tipo de grafitização possa diminuir o limite de resistência na temperatura ambiente, geralmente não baixa a resistência à fluência (PELLICCIONE *et al.*, 2012).

O segundo tipo de grafitização é mais prejudicial e resulta em nódulos de grafita concentrados, alinhados em cadeias ou planos. Essa forma de grafitização pode resultar em uma significativa redução na tenacidade, ao mesmo tempo em que aumenta o potencial de fratura frágil. Esse mecanismo apresenta dois subtipos: grafitização em solda na zona termicamente afetada, caracterizada pelos nódulos de grafita concentrados em uma faixa adjacente à ZTA; e grafitização sem solda, caracterizada pela distribuição da grafita nos contornos de grão ou alinhada nos planos de escoamento de aços que sofreram deformações plásticas significativas em consequência de operações de trabalhos a frio (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2020).

Intimamente relacionada e concorrente à grafitização, a esferoidização é uma alteração microestrutural resultante da exposição dos aços carbono e aços C - Mo em temperaturas na faixa de 454 °C a 760 °C, sendo caracterizada pela decomposição da perlita em carbeto esferoidais. Evandro Dantas (1988) cita que a esferoidização precede a grafitização em casos de superaquecimento, onde inicialmente a cementita é esferoidizada, permanecendo as colônias de perlita bem definidas. Posteriormente, a cementita esferoidizada se dispersa na rede cristalina e as colônias de perlita desaparecem. Por fim, a cementita esferoidizada se reduz em pequenas partículas de grafite, que coalescem em grandes partículas, caracterizando o fenômeno da grafitização. O American Petroleum Institute (2020) afirma que a esferoidização ocorre antes da grafitização em temperaturas acima de 550 °C; abaixo disso, a grafitização ocorre antes que o aço seja totalmente esferoidizado.

Os fatores críticos para a esferoidização são os seguintes:

- Composição química do metal: todos os tipos de aço carbono comumente utilizados e aços baixa-liga incluindo aços C-½Mo, 1Cr-½Mo, 1¼Cr-½Mo, 2¼Cr-1Mo, 3Cr-1Mo, 5Cr-½Mo e 9Cr-1Mo são suscetíveis à esferoidização.

Aços acamados com silício são mais resistentes que acalmados com alumínio.

- Microestrutura: aços carbono utilizados em componentes de processo normalmente apresentam microestrutura formada por perlita e ferrita. O mecanismo de esferoidização geralmente ocorre pelo coalescimento da cementita em esferas do carboneto de ferro, embora possa ocorrer em outras microestruturas, como a bainita e a martensita. Aços de grãos grossos são mais resistentes que aços de grãos finos.
- Tempo de exposição: a esferoidização ocorrer em poucas horas ou demorar vários anos, a depender da temperatura.
- Temperatura: a taxa de esferoidização depende da temperatura. A 550 °C, a esferoidização pode ocorrer em poucas horas, ao passo que a 455 °C pode levar vários anos.

Assim como a grafitização, a esferoidização também pode causar redução de resistência à tração e de resistência à fluência. De acordo com o American Petroleum Institute (2020), um componente esferoidizado pode perder até 30% de sua resistência, embora provavelmente não ocorra falhas, exceto sob tensões muito elevadas, em concentradores de tensão ou combinada com outros mecanismos de dano.

Alterações devido grafitização e esferoidização do aço não são facilmente aparentes e só podem ser observadas mediante exame metalográfico.

## **2.4. Tratamento da água de caldeira**

O vapor d'água apresenta vantajosas características para transporte de energia, o que torna uso da água para produção de vapor em caldeiras economicamente viável. A água é recurso abundante, tem elevado conteúdo energético, baixa corrosividade, é atóxica e não é explosiva nem inflamável (ALTAFINI, 2002).

Contudo, a água quando captada de recursos hídricos subterrâneos ou de superfície apresentam uma série de contaminantes que são indesejáveis ao processo. Esses contaminantes podem ser classificados em três tipos principais (MARTINELLI, 2004):

- Sólidos dissolvidos: em destaque os sais de cálcio, magnésio, ferro, sílica, bicarbonatos, sulfatos, carbonatos e cloretos.
- Sólidos em suspensão: geralmente constituídos de materiais particulados, que conferem turbidez à água.
- Gases dissolvidos: os principais gases encontrados são oxigênio e o gás carbônico.

Esses contaminantes podem ocasionar diversos danos em caldeiras, como corrosão, incrustações nas tubulações e arraste de partículas junto ao vapor. Em consequência, tais danos podem acarretar em vapor de má qualidade, paradas de manutenção mais frequentes, desgaste precoce de componentes e acidentes de grandes proporções (SANTOS, 2017).

A água de alimentação de caldeira considerada ideal é aquela que não causa incrustações, não corrói os componentes e não ocasiona arraste ou espuma. Porém, uma água que atenda esses requisitos é difícil de obter sem a aplicação de tratamentos que reduzam suas impurezas a um nível adequado, a fim de que não prejudique o bom funcionamento da caldeira (MARTINELLI, 2004).

De acordo com Silva (2013), a principal forma de proteção de caldeiras contra a corrosão é o tratamento de água de alimentação adequado, mantendo o pH em faixa bem controlada e eliminando gases dissolvidos. O Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (2020) aponta que as corrosões das superfícies em contato com a água e vapor dependem fundamentalmente da natureza da água de alimentação e eficiência do seu tratamento, e cita que o tratamento de água inadequado é a principal causa da ocorrência de incrustações excessivas na parede interna dos tubos da caldeira, destacando que o tratamento de água fora dos padrões estabelecidos é um dos fatores que reduzem a vida útil de projeto.

A água de alimentação é classificada por parâmetros físico-químicos de controle, que quantificam a presença de diferentes contaminantes. Tais parâmetros são:

- Dureza: indica a soma das concentrações de íons de cálcio e magnésio na água. Os sais desses elementos tendem a formar incrustações sobre as superfícies aquecidas dos tubos de caldeiras (ALTAFINI, 2002). A água pode ser classificada como mole (até 50 ppm de  $\text{CaCO}_3$ ), meio dura (de 50 ppm a 100 ppm de  $\text{CaCO}_3$ ) e dura (acima de 100 ppm de  $\text{CaCO}_3$ ).

- pH: é um meio de medir a acidez ou a alcalinidade de uma água. Para isso, usa-se uma escala que varia de 1 a 14, onde o pH de 1 a 6 a água é considerada ácida, 7 é neutra e de 8 a 14 é alcalina. Uma alcalinidade mais alta provoca formação de espuma e ataca a camada protetora de óxido (magnetita –  $\text{Fe}_3\text{O}_4$ ), podendo causar corrosão intergranular. Por outro lado, quanto mais ácida é a água, mais corrosiva ela é.
- Salinidade: revela a concentração de sais solúveis na água da caldeira e geralmente é expressa em miligramas ou gramas de sais solúveis por litro de água (MARTINELLI, 2004). O cloreto presente em sais solúveis pode causar problemas de corrosão.
- Sílica: a sílica é encontrada na água principalmente em estado iônico mas pode ser encontrada também em estado coloidal. Seu teor geralmente é expresso em miligramas de  $\text{SiO}_2$  por litro de água (MARTINELLI, 2004). A sílica produz uma incrustação muito dura e perigosa (ALTAFINI, 2002).
- Turbidez: é o inverso da transparência de uma água. A turbidez é causada por partículas sólidas em suspensão, podendo causar depósitos em linhas de água. A turbidez pode ser caracterizada pela má aparência da água.
- Gases dissolvidos: dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) e oxigênio ( $\text{O}_2$ ) dissolvidos em água podem acelerar a corrosão interna em tubos de caldeiras em associação a outros fatores, como pH ácido, sólidos suspensos, hidróxido de sódio e outros gases. Suas concentrações são usualmente medidas em miligramas por litro de água.

Os teores de cada parâmetro obtidos em análise físico-química identificam os contaminantes presentes e suas respectivas concentrações. O resultado da análise possibilita a escolha de um ou mais métodos de tratamento de água adequados, de forma a reduzir as impurezas encontradas em um nível aceitável para o bom funcionamento do equipamento.

De acordo com Altafini (2002), os métodos de tratamento de água podem ser divididos em dois grandes grupos: externos e internos. Nos métodos externos, os tratamentos são realizados previamente, antes da água de alimentação ser introduzida no equipamento. Alguns dos principais processos de tratamento externo são:

- Clarificação: o processo envolve as etapas de coagulação, floculação, decantação e filtração. O método consiste na remoção dos sólidos suspensos e de parte dos sólidos dissolvidos, conseqüentemente diminuindo a formação de depósitos nos componentes e a turbidez da água (SANTOS, 2017).
- Abrandamento: também conhecido como amolecimento da água, consiste na remoção total ou parcial dos sais de cálcio e magnésio presentes na água, conseqüentemente reduzindo a dureza (ALTAFINI, 2002). O abrandamento pode ocorrer por precipitação (usando cal) ou por troca iônica (usando resinas catiônicas).
- Osmose reversa: processo que utiliza de uma membrana semipermeável que se comporta como peneira molecular, selecionando quase todas as moléculas dissolvidas na água (DANTAS, 1988). A osmose reversa pode remover íons (incluindo  $\text{Ca}^{2+}$  e  $\text{Mg}^{2+}$ , o que reduz a dureza e condutividade da água), sais dissolvidos (evitando a formação de espuma), colóides, sólidos suspensos, bactérias, vírus e matéria orgânica. Portanto, diversos problemas causados pela água, como arrasto e formação de incrustações e depósitos, podem ser mitigados ou evitados.
- Desmineralização: processo que utiliza de certas substâncias sólidas e insolúveis que possuem a capacidade de trocar os íons da sua própria estrutura com os íons da solução em que estão contidas, sem que haja alterações de suas características estruturais. Há dois tipos de trocadores: de cátions e de ânions. A desmineralização é um processo utilizado na redução da dureza da água.
- Desgaseificação: processo que utiliza um equipamento (desareador) onde o vapor é injetado na água. Em contato com o vapor, a água aquece e altera a pressão parcial no interior do desareador, reduzindo a solubilidade dos gases, que são expelidos.

Já nos métodos internos, as reações químicas ocorrem no interior do equipamento com a adição de aditivos, com o objetivo de eliminação de dureza, controle de pH e da alcalinidade, eliminação de oxigênio dissolvido e controle de cloretos (ALTAFINI, 2002). Alguns dos principais processos de tratamento interno são:

- Fosfatização: tratamento que visa reduzir a dureza da água e que consiste na adição de fosfatos, que reagem com os sais de cálcio e magnésio, formando um produto insolúvel. Tais produtos têm pouca aderência aos tubos aquecidos e apresentam aspecto de lama, que se depositam no fundo das caldeiras, onde serão removidos por extrações (DANTAS, 1988).
- Tratamento com agentes quelantes: tem como finalidade manter sais formadores de depósitos solubilizados na água, através de uma reação chamada de quelação (DANTAS, 1988). Para isso, são utilizados agentes quelantes como o EDTA e o NTA. Assim como a fosfatização, esse tratamento também reduz a dureza da água, com a vantagem de não produzir lama.
- Controle do pH e da alcalinidade com soda: a adição de soda (hidróxido de sódio) visa elevar o pH da água em faixa ideal a fim de alterar seu caráter ácido. Vale ressaltar que as águas de alimentação de modo geral são bastante ácidas (ALTAFINI, 2002).
- Desaeração com hidrazina: a hidrazina adicionada age como sequestrante de oxigênio e inibidora de corrosão, atuando como agente redutor.
- Purga: consiste na descarga periódica de sólidos e cloretos, quando atingem elevadas concentrações devido processo de produção de vapor. Em altas concentrações, cloretos podem causar corrosão, e sólidos podem gerar problemas de arraste (ALTAFINI, 2002). As purgas são realizadas através de drenos localizados no tubulão inferior da caldeira.

Para obtenção de bons resultados, os tratamentos devem passar por um controle eficiente e sistemático, tanto dos seus parâmetros químicos e físicos quanto dos seus procedimentos e operações. A coleta de amostras para análise da água deve ser realizada periodicamente, a depender da pressão de trabalho da caldeira, da produção e de exigências de qualidade do vapor (ALTAFINI, 2002).

### 3. ESTUDO DE CASO

O presente trabalho compreende um estudo de caso prático dos danos ocorridos em serviço em tubos de uma câmara de combustão de uma caldeira instalada nas utilidades de uma planta de refino de lubrificantes naftênicos e derivados de petróleo em Fortaleza, no estado do Ceará. Doravante, no caso específico deste trabalho, a caldeira onde se situam os tubos com falhas será denominada como “caldeira em estudo”, por questões de segurança da informação.

A caldeira em estudo é do tipo aquatubular, tendo sido fabricada em 1964 pela Companhia Brasileira de Caldeiras (CBC), com projeto de acordo com o código ASME Seção I ed. 1962. Está enquadrada na categoria B da Norma Regulamentadora 13, devido possuir pressão de operação dentro da faixa de 0,61 kgf/cm<sup>2</sup> a 19,98 kgf/cm<sup>2</sup>, volume acima de 100 L e produto entre a pressão de operação em kPa e o volume interno em m<sup>3</sup> ser superior a 6 (BRASIL, 2019). Originalmente, a caldeira em estudo operava em uma unidade de refino no estado da Bahia, quando em 1974 foi deslocada e instalada na planta em que atualmente está situada. Alguns dos principais dados técnicos da caldeira são mostrados na Tabela 1 a seguir:

Tabela 1 – Dados técnicos da caldeira em estudo.

Tipo	Aquatubular
Superfície de aquecimento	325,0 m <sup>2</sup>
Volume	20,15 m <sup>3</sup>
Capacidade de produção de vapor	12,0 t/h
PMTA	15,0 kgf/cm <sup>2</sup>
Pressão de teste hidrostático (TH)	26,4 kgf/cm <sup>2</sup>

Fonte: O autor (2022).

Ao longo do seu tempo de uso, a caldeira em estudo sofreu diversos atualizações e reformas, sendo as principais a substituição do queimador devido mudança de combustível para gás natural (originalmente queimava óleo combustível), atualizações da instrumentação e controle (com sua automatização), recuperação e reformas da chaparia e refratários e a substituição de tubos. As figuras 8 e 9 mostram a parte externa da caldeira em estudo.

Figura 8 - Parte externa da caldeira em estudo, com destaque para o sistema de ventilação.



Fonte: O autor (2022).

Figura 9 – Parte externa da caldeira em estudo (lado norte)



Fonte: O autor (2022).

Os tubos da caldeira em estudo são fabricados em aço carbono norma ASTM A178 Gr. A. Tubos com essa especificação são destinados ao uso em caldeiras e outros equipamentos para troca térmica (ASTM INTERNATIONAL, 2019). Sua microestrutura típica é composta de matriz ferrítica com regiões de perlita lamelar. A Tabela 2 apresenta a composição química do aço A178 Gr. A.

Tabela 2 – Requisitos químicos do aço baixo carbono A178 Gr. A.

Elemento	Composição, %
Carbono (C)	0,06 – 0,18
Manganês (Mn)	0,27 – 0,63
Fósforo (P), máx.	0,035
Enxofre (S), máx.	0,035
Silício (Si)	-

Fonte: Adaptado de ASTM International (2019).

A caldeira em estudo possui um plano de inspeção de segurança que atende aos requisitos da NR-13, com prazo de 12 meses. Em outras palavras, a cada ano, no mínimo uma inspeção será realizada na caldeira, que abrange tanto a parte externa quanto a interna. As inspeções são realizadas por inspetores devidamente qualificados e têm como objetivo garantir a segurança, através de técnicas e ensaios realizados pelo que possibilitam encontrar e avaliar falhas ou sua probabilidade de ocorrência, com estimativas de vida útil, que relacionam o tempo de operação e a “taxa de acúmulo de danos” do equipamento (COSTA, 2021). A inspeção de equipamentos é uma das atividades do campo de atuação do engenheiro metalurgista, consistindo em analisar falhas e danos em equipamentos de processo através de variadas técnicas (como ensaios não destrutivos – ENDs) e elaborar recomendações que evitem essas ocorrências.

Outras atividades, como as verificações de rotina e das variáveis operacionais são realizadas pela equipe de operação responsável pela caldeira em estudo. Em campo, o acompanhamento rotineiro do funcionamento do equipamento é feito pelo operador da área, que também é responsável pelos alinhamentos e regulagens de fluxo, drenagens de purga e obtenção de amostras de água para análise. Remotamente, numa sala de controle, um operador monitora de forma contínua os parâmetros operacionais da caldeira em estudo, através de um sistema supervisório que fornece vários parâmetros operacionais do equipamento, como temperatura do gás, produção de vapor, nível, vazão etc.

Eventualmente, anormalidades na caldeira em estudo foram detectadas pelos operadores, como: vazamento de água externo ao equipamento, vazamento de água no interior da fornalha (observada pelo visor de chama), fumaça branca saindo pela chaminé (denotando o escape de vapor) e consequente alteração dos parâmetros de apontados pelo sistema supervisório. Essas ocorrências indicavam fraturas nos tubos da caldeira em estudo. Após a detecção dos problemas, a caldeira

foi retirada de operação e aberta para realização de inspeção extraordinária e reparo do dano.

Conforme já mencionado, o processo de parada, abertura e manutenções corretivas é danoso, pois se trata de um custo não previsto, com indisponibilidade de um equipamento essencial ao processo. Ademais, falhas em caldeiras podem pôr em risco a segurança industrial. O presente trabalho aborda a análise da falha dos tubos da caldeira, visando a identificação da causa raiz do problema.

Para obtenção de dados que forneçam subsídios para uma correta análise de falha e seus mecanismos de dano, foram buscados resultados em exames, ensaios e análises. O histórico do equipamento, registrado na forma de relatórios de inspeção, também foi utilizado para uma melhor compreensão do problema. O lapso temporal referente à coleta de dados para realização deste estudo compreende o período iniciado em 12/2016 até 06/2022, inclusive utilizando-se do histórico do equipamento. Os procedimentos utilizados estão descritos a seguir.

### **3.1. Inspeção visual**

Após a detecção das falhas, a caldeira foi retirada de operação e aberta para realização de inspeção extraordinária e reparo do dano. No interior da câmara de combustão, foram encontrados tubos com estufamento localizado, onde alguns encontravam-se com fraturas (geralmente em trechos próximos ao piso da fornalha), com presença de camada externa de óxido frágil. Foi observada a presença de incrustações na parte interna dos tubos, sendo em maior volume nos que sofreram falhas.

A inspeção visual foi a primeira etapa da análise da falha e consiste na verificação dos componentes da fornalha e a identificação prévia dos danos que levaram ao colapso, tendo sido realizada com o auxílio de luminárias, lanterna e câmera fotográfica digital para registro de imagens. A fornalha da caldeira em estudo é mostrada na figura 10, com a indicação das paredes oeste, norte e leste. Na parede sul, oposta à norte, fica situado o queimador.

Figura 10 - Fornalha da caldeira em estudo.



Fonte: O autor (2020).

### 3.2. Exame metalográfico

A fornalha é uma região crítica da caldeira, pois é o local onde há troca de calor para produção de vapor, com a presença de elevadas temperaturas e diversos elementos, como tubos e refratários. A energia térmica gerada possui grande potencial para causar danos nos componentes da fornalha.

Diante das condições encontradas, foi considerada a necessidade de obtenção da microestrutura dos tubos, com o objetivo de encontrar alterações metalúrgicas que possam estar associadas às fraturas. Para isso, foram realizados exames de réplica metalográfica, que é um procedimento não destrutivo onde é obtida a microestrutura do metal sem a necessidade de remoção de material. A primeira etapa do procedimento consiste no preparo da superfície, onde é realizado um lixamento seguido de polimento nos pontos de onde se deseja realizar o exame metalográfico, conforme figura 11, que mostra a superfície de um tubo já preparada. Em seguida, um ataque químico é realizado para revelar as microestruturas presentes. Feito isso, é aplicado um filme de acetato, que adquire o relevo da superfície atacada e é examinado em microscópio, possibilitando sua caracterização microestrutural.

Figura 11 - Superfície de tubo polida para realização do ensaio de réplica metalográfica.



Fonte: MNDT do Brasil Manutenções LTDA (2021).

### 3.3. Ensaio de dureza

Alterações metalúrgicas em tubos de caldeiras podem vir acompanhadas de reduções de resistência mecânica. Conseqüentemente, a dureza do metal também será afetada.

Foi realizada medição de dureza em campo, nos pontos onde foram obtidas as réplicas metalográficas dos tubos, com o uso de um durômetro portátil de impacto. O ensaio de dureza por impacto se baseia na absorção de energia proveniente do arremesso de um torpedo ao corpo de teste pelo durômetro, que é medida pela velocidade de retorno desse torpedo após o choque, por um sensor magnético. Com a aquisição da velocidade, o durômetro calcula o valor da dureza do material.

### 3.4. Análise físico-química da água

A água de alimentação da caldeira em estudo é captada de corpos hídricos subterrâneos e recebe tratamento externo de abrandamento com resinas catiônicas para redução de dureza, bem como tratamento interno com fosfato e hidrazina, sendo

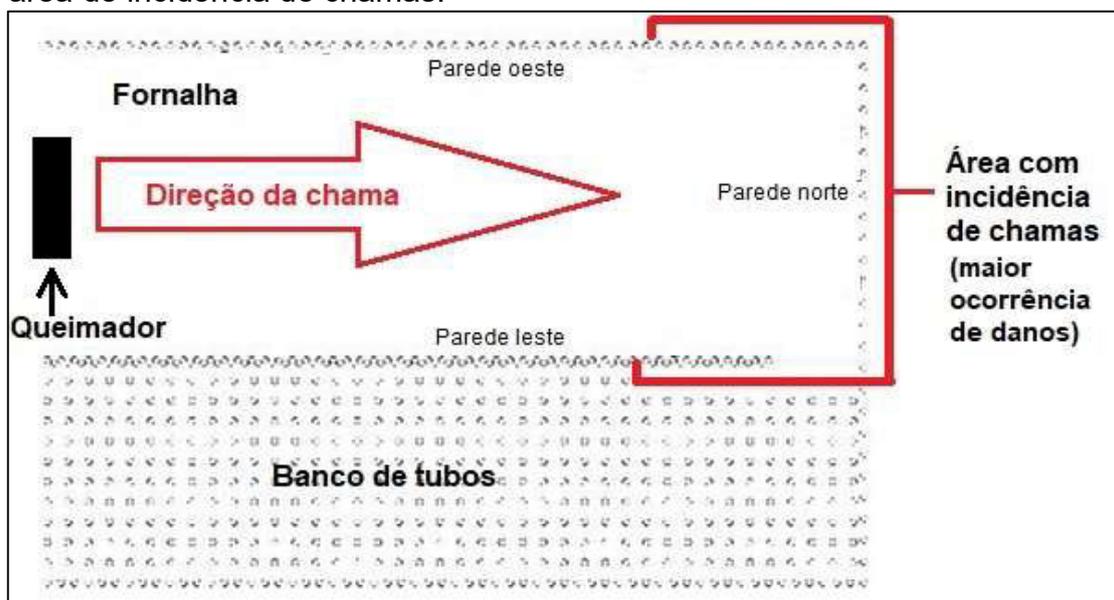
submetida a análises realizadas semanalmente, que medem diversos parâmetros físico-químicos. Além dos tratamentos supracitados, purgas dos sais precipitados no tubulão inferior da caldeira em estudo são periodicamente realizadas pela operação da unidade, através de drenos.

Apesar do tratamento realizado, foram encontradas incrustações no interior dos tubos. Diante disso, os valores de análises da água de alimentação da caldeira em estudo foram obtidos através de um banco de dados chamado ILAB, que é um sistema informatizado de dados de resultados e análises laboratoriais da empresa, onde são armazenados os dados coletados das análises da água pelo laboratório químico. Os gráficos com valores das análises da água de alimentação foram obtidos do sistema supervisorio *Process Book - Plant Information*<sup>®</sup> (PI), que concentra as principais informações operacionais sobre o equipamento, dentre elas, os parâmetros físico-químicos da água utilizada.

#### 4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Conforme realização de inspeções visuais pelo autor e descritas em relatórios de inspeções anteriores, foram encontrados tubos com estufamento localizado, onde alguns encontravam-se com rupturas longitudinais, com presença de camada externa de óxido frágil. Foi verificada a presença de incrustações na parte interna dos tubos com falhas. Os danos observados se concentram do lado oposto ao queimador, justamente onde há maior possibilidade de incidência de chamas, conforme desenho esquemático ilustrado na figura 12.

Figura 12– Croqui da vista superior da fornalha com indicação das paredes e área de incidência de chamas.



Fonte: O autor (2022).

Os tubos avariados apresentam características típicas de danos causados por temperaturas elevadas, ainda que sejam compostos por material apropriado para uso em equipamentos de troca térmica, o que indica condições mais críticas que as permitidas em projeto. O estufamento localizado (formação de laranja) com consequente redução da espessura encontrado em diversos tubos da caldeira em estudo, inclusive nos trechos com fratura, é um indicativo de ocorrência do fenômeno da fluência (INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS, 2020), no qual o material deforma plasticamente abaixo do seu limite de escoamento. As figuras 13, 14 e 15 mostram tubos da fornalha com formação de laranja

Figura 13 - Tubo da parede norte com formação de laranja e consequente fratura, com camada de óxido externamente.



Fonte: O autor (2020)

Figura 14 – Falha em tubo da parede norte com formação de laranja e camada superficial de óxido.



Fonte: Carlos Eduardo da Silva Almeida (2020).

Figura 15 - Formação de laranja em tubo da parede oeste.



Fonte: Emanuel Santana da Costa (2020).

De acordo com o API 571, alterações metalúrgicas como a esferoidização e a grafitização podem reduzir a resistência a fluência. Com o intuito de verificar possíveis transformações associadas ao dano, foram realizados exames metalográficos de campo através de réplicas. Tubos das paredes norte e oeste (nas regiões com ocorrência de danos) foram examinados em pontos variando entre a extremidade inferior e a altura próxima à 1200 mm do piso da fornalha, conforme exemplo mostrado na Figura 16. Também foi analisada réplica obtida em parede onde há menor probabilidade de incidência de chamas.

Figura 16 - Linha em vermelho indicando o limite superior (1100mm) e extremidade inferior em um dos tubos.



Fonte: O autor (2020).

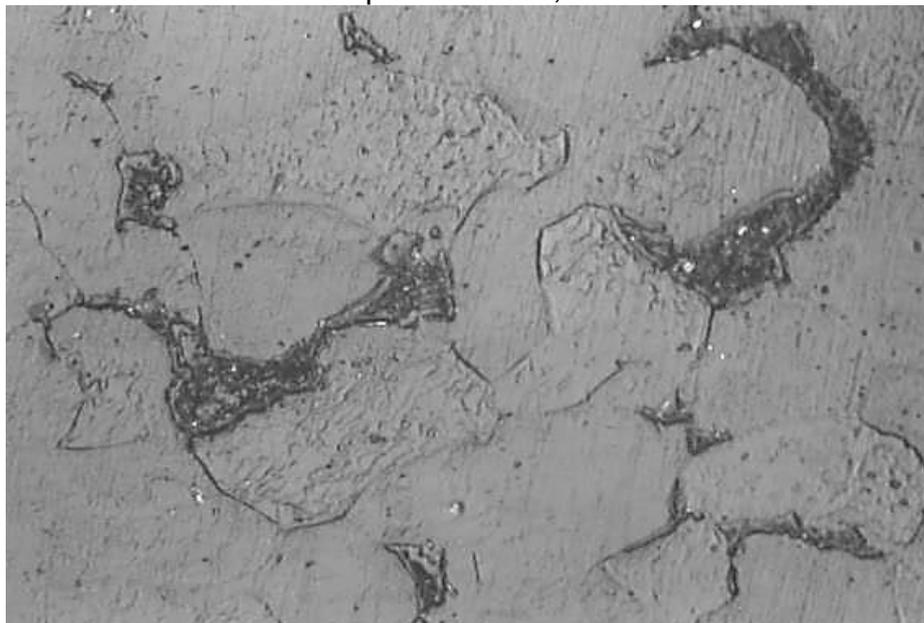
As Figuras 17, 18, 19, 20 e 21 mostram micrografias obtidas através das réplicas, com suas respectivas microestruturas. Foi utilizado Nital 2% para ataque químico dos pontos examinados.

Figura 17 – Microestrutura composta por matriz ferrítica e perlita lamelar com presença de esferoidização. Dureza média: 111 HB. Aumento: 800x. Tubo da parede norte, 800 mm de altura.



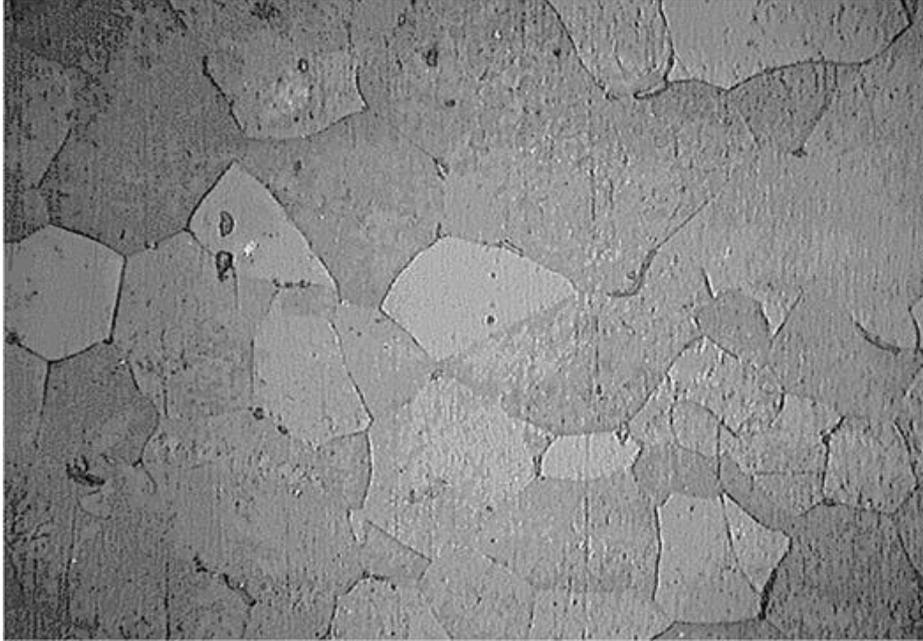
Fonte: Grupo Araújo Engenharia (2019).

Figura 18 – Microestrutura composta por matriz ferrítica e perlita lamelar com presença de esferoidização. Dureza média: 106 HB. Aumento: 800x. Tubo da parede oeste, 1100 mm de altura.



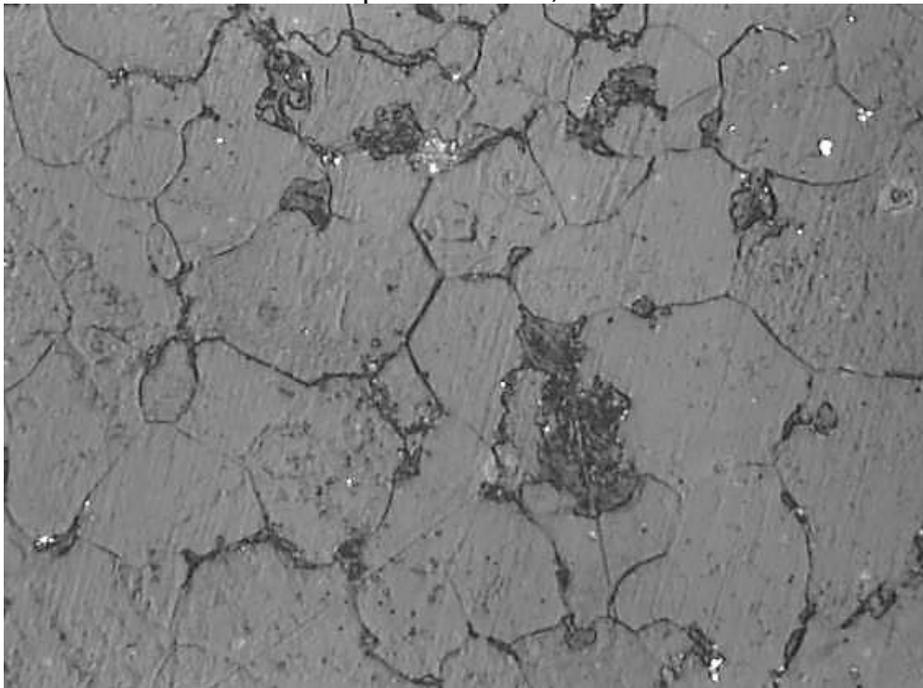
Fonte: Grupo Araújo Engenharia (2019).

Figura 19 – Microestrutura composta por matriz ferrítica com cementita totalmente coalescida, onde os carbonetos encontram-se dispersos, sem traços das áreas originais perlíticas. Dureza média: 108 HB. Aumento: 400x. Tubo da parede norte, 1200 mm de altura.



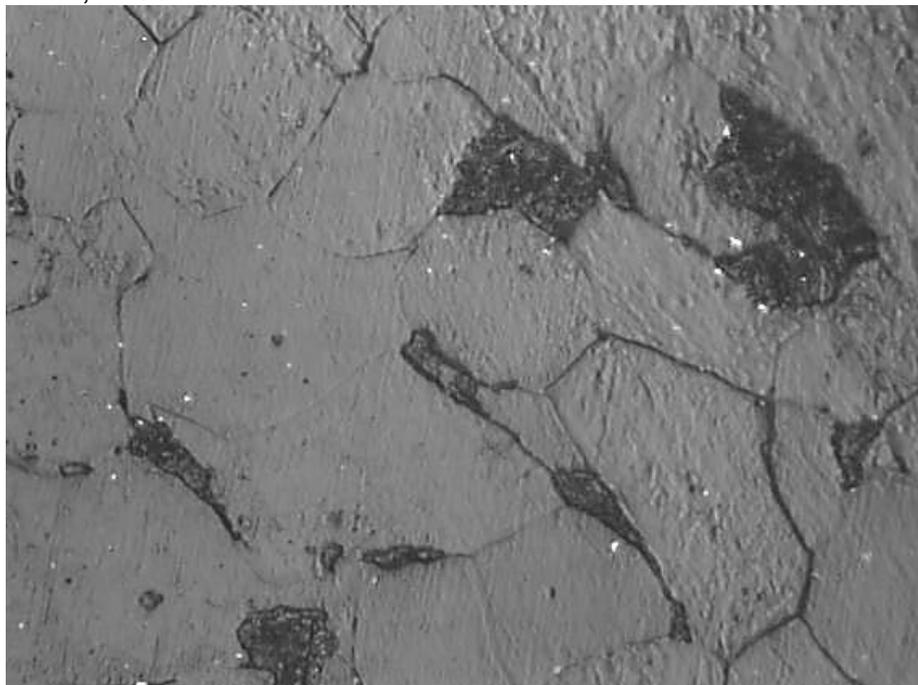
Fonte: Grupo Araújo Engenharia (2019).

Figura 20 – Microestrutura composta por matriz ferrítica e perlita lamelar com presença de esferoidização. Dureza média: 125 HB. Aumento: 800x. Tubo da parede oeste, 900 mm de altura.



Fonte: Grupo Araújo Engenharia (2019).

Figura 21 – Microestrutura composta por matriz ferrítica e perlita lamelar. Dureza média: 131 HB. Aumento: 800x. Tubo da parede oeste, 1100 mm de altura.



Fonte: Grupo Araújo Engenharia (2019).

Conforme mostrado nas Figuras 17, 18, 19, 20 e 21, alguns tubos da caldeira encontram-se esferoidizados, sobretudo os localizados no lado oposto ao do queimador. Foram encontrados valores de dureza inferiores nas regiões esferoidizadas (entre 106 HB e 125 HB), em relação à região não esferoidizada (131 HB) amostrada no presente trabalho. Segundo *American Petroleum Institute* (2020), a esferoidização pode causar redução da resistência à tração, conseqüentemente, poderá causar redução da dureza, fato que corrobora com os resultados encontrados. Não foram encontrados tubos com grafitização caracterizada em metalografia no histórico do equipamento.

A presença de tubos com diferentes estágios de esferoidização ou mesmo sua ausência, bem como a ocorrência de oxidação severa e formação de laranja em determinadas regiões, sugere que alguns tubos sofreram supequecimento em maior ou menor escala. As oxidações indicam que tais tubos sofreram temperaturas acima de 550 °C (NALCO CHEMICAL COMPANY, 1991), conforme Tabela 3.

Tabela 3 – Temperatura de oxidação severa.

Material	Temperatura (° C)
Aço carbono	550
½ Mo	570
½ Cr – ½ Mo	580
1 Cr – ½ Mo	600
2 Cr – ½ Mo	600
2 ¼ Cr – 1 Mo	600
3 Cr – ½ Mo – 1 ¼ Si	760

Fonte: Adaptado de Nalco Chemical Company (1991).

Conforme relatado em relatórios de inspeção do equipamento e observado *in loco* através de visores, durante operação houve incidência direta de chama sobre os tubos no interior da fornalha da caldeira em estudo. A incidência direta de chamas nos tubos é indesejável, pois causa o superaquecimento, que resulta na oxidação em elevadas temperaturas, fluência e alterações metalúrgicas, como a esferoidização.

Nos tubos da caldeira em estudo que sofreram fratura, foi verificado que as superfícies voltadas para as chamas do queimador apresentam maior espessura de camada de óxido frágil e menor espessura de metal, conforme Figuras 22 e 23, indicando que a fragilização decorrente da oxidação severa favoreceu o processo de ruptura, em combinação com a fluência. De modo conjunto, a esferoidização contribuiu para a fratura por fluência do tubo, tendo em vista que diminuiu a resistência do material, podendo causar falhas se combinadas com outros mecanismos de danos. (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2020).

Figura 22 – Tubo rompido mostrando baixa espessura na parede, espessura do óxido e espessura da incrustação.



Fonte: Adaptado de Carlos Eduardo da Silva Almeida (2020).

Figura 23 – Seta mostrando menor espessura da parede do tubo no lado da incidência de chamas, em comparação com o lado oposto.



Fonte: Adaptado de Carlos Eduardo da Silva Almeida (2020).

As incrustações foram observadas em diversos tubos da caldeira em estudo, através de inspeção visual no interior dos tubulões. Nos tubos que apresentaram falhas, maiores volumes de depósitos foram encontrados, inclusive com obstrução total de fluxo em alguns casos, conforme Figuras 24 e 25.

Figura 24 – Seção transversal de tubo com falha mostrando obstrução parcial por depósitos.



Fonte: O autor (2020).

Figura 25 – Seção transversal de tubo com falha mostrando obstrução total por depósitos.

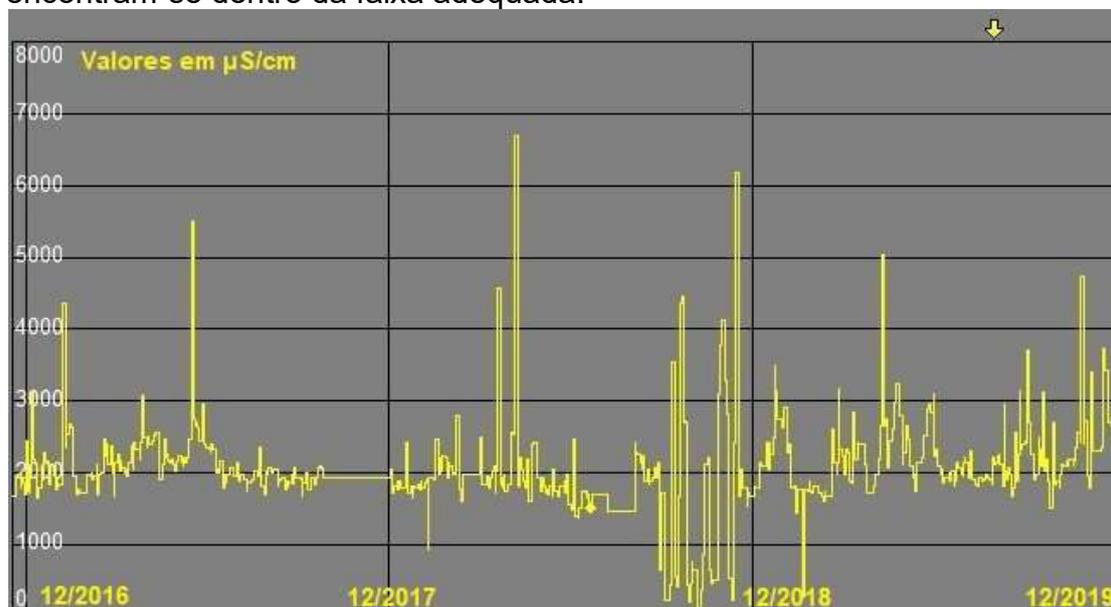


Fonte: O autor (2020).

As incrustações servem como isolante térmico, reduzindo a troca de calor entre as paredes do tubo e a água. De acordo com Altafini (2002), a condutividade térmica de uma incrustação pode ser 45 vezes menor que a do aço carbono. As obstruções parciais e totais agravam o problema, reduzindo ainda mais as trocas térmicas dos componentes. Com isso, os tubos sofrem superaquecimento, resultando nos danos encontrados: esferoidização, oxidação em elevadas temperaturas e fluência.

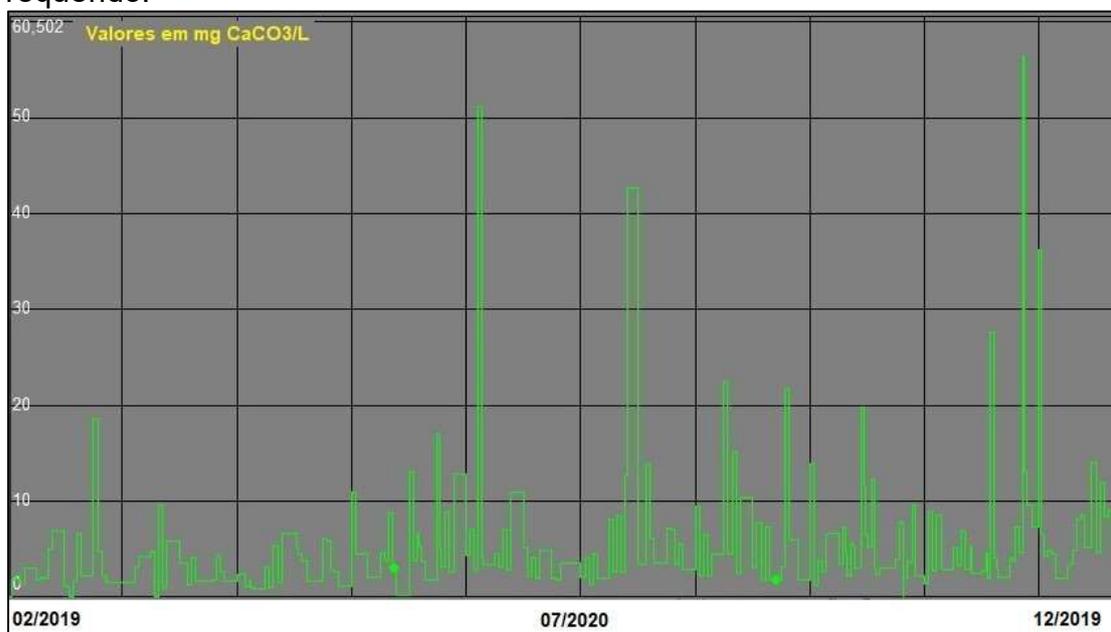
As incrustações geralmente decorrem de tratamentos ineficazes da água (INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS, 2020), portanto, resultados de análises físico-químicas da água de alimentação da caldeira em estudo foram obtidos do sistema supervisor *Process Book - Plant Information*<sup>®</sup> (PI). As Figuras 26, 27, 28 e 29 mostram os gráficos obtidos do sistema supervisor para os parâmetros de dureza da água, pH, sílica e condutividade. Foram plotados gráficos com diferentes períodos para cada parâmetro, de forma a se obter melhor leitura de valores para cada caso.

Figura 26 – Gráfico da condutividade (em  $\mu\text{S}/\text{cm}$ ) da água da caldeira em estudo, mostrando que os valores (salvo poucas exceções pontuais), encontram-se dentro da faixa adequada.



Fonte: O autor (2022).

Figura 27 – Gráfico da dureza (em  $\text{mg CaCO}_3/\text{L}$ ) da água da caldeira em estudo, mostrando que os valores de forma geral estão acima do limite requerido.



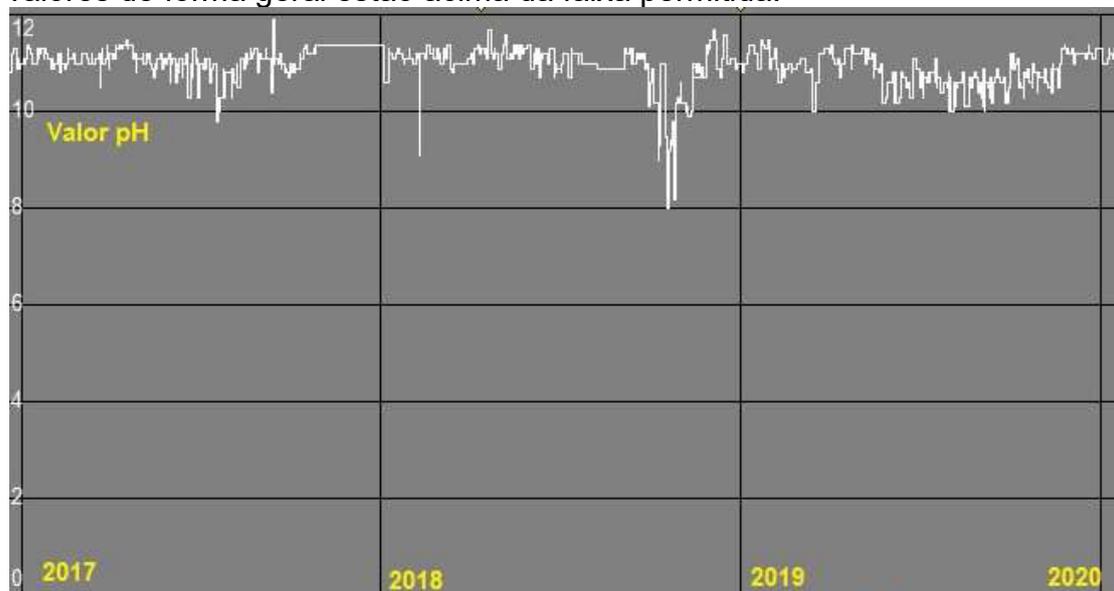
Fonte: O autor (2022).

Figura 28 – Gráfico da sílica (em mg/L) da água da caldeira em estudo, mostrando que os valores se encontram adequados.



Fonte: O autor (2022).

Figura 29 – Gráfico do pH da água da caldeira em estudo, mostrando que os valores de forma geral estão acima da faixa permitida.



Fonte: O autor (2022).

A Tabela 4 apresenta alguns parâmetros limites requeridos no tratamento de água de caldeiras aquatubulares (AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS, 1994).

Tabela 4 – Parâmetros limites da qualidade do tratamento de águas de caldeiras aquatubulares na faixa de pressão 0 – 21,1 kgf/cm<sup>2</sup>.

Parâmetros	Valores limites
Dureza (em mg CaCO <sub>3</sub> /L)	≤ 0,3
pH	8,3 - 10
Sílica (em mg/L)	≤ 150
Condutividade (em µS/cm)	5400 - 1000

Fonte: Adaptado de American Society of Mechanical Engineers (1994).

Os valores de dureza da água e pH obtidos nas análises se mostraram acima dos permitidos para a faixa de pressão que a caldeira em estudo opera, conforme Tabela 4 de parâmetros básicos de água. Portanto, o abrandamento se mostrou ineficaz como o tratamento externo da água obtida para uso na caldeira. Condutividade e sílica se mostraram dentro dos parâmetros limites, salvo exceções pontuais.

Valores das análises de dureza da água colhida em ponto a montante dos tratamentos foram obtidas do sistema ILAB, conforme Tabela 5, mostrando que a água captada possui elevada dureza, sendo todos os valores acima de 120 mg CaCO<sub>3</sub>/L. Para o presente trabalho, foram utilizados resultados de 10 análises de água retirados em diferentes datas. De acordo com Altafini (2002), uma água que apresenta acima de 100 mg CaCO<sub>3</sub>/L é considerada dura.

Tabela 5 – Dureza da água captada antes dos tratamentos.

Amostra	Valor da dureza (mg CaCO <sub>3</sub> /L)
Amostra 1	196,52
Amostra 2	126,45
Amostra 3	123,88
Amostra 4	158,06
Amostra 5	199,4
Amostra 6	193,7
Amostra 7	120,3
Amostra 8	207,94
Amostra 9	125,26
Amostra 10	150,62

Fonte: O autor (2022).

As incrustações presentes na caldeira em estudo são constituídas sobretudo de carbonato de cálcio, conforme relatado em relatórios de inspeções do equipamento, baseados em resultados de análises pretéritas. A formação de carbonato de cálcio é esperada, tendo em vista que os valores de dureza de água

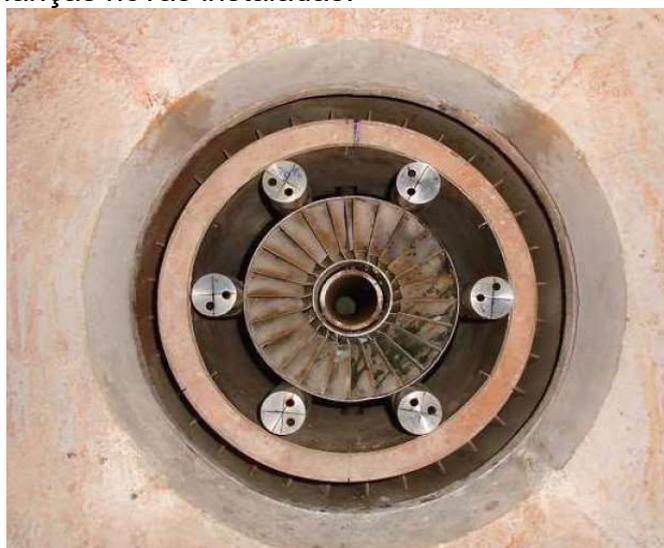
obtidos mesmo após o tratamento são considerados acima do permitido para a faixa de pressão que a caldeira em estudo opera. Vale salientar que há uma maior tendência de formação de depósitos devido aportes localizados de calor (NALCO CHEMICAL COMPANY, 1991), ou seja, a incidência direta de chamas também contribui para uma maior ocorrência de incrustações nos tubos da caldeira.

#### 4.1. Ações corretivas

Ações foram tomadas para reduzir ou eliminar os problemas de incidência direta de chamas nos tubos e de dureza da água. A caldeira em estudo passou a operar com capacidade de produção de vapor limitada a 7 t/h, conforme orientação do setor de inspeção de equipamentos. Mesmo após a limitação, foi observado que a incidência da chama sobre os tubos persistia, ainda que com menor intensidade.

Após decisão dos setores de otimização e manutenção da unidade, as seis lanças do queimador foram substituídas, em virtude do grau de desgaste que se encontravam e possibilidade de melhoria no controle das chamas. As novas lanças instaladas possibilitam ajustes para melhor direcionamento da chama. Contudo, mesmo após a substituição e testes variando o posicionamento das novas lanças, foi observado através dos visores que não houve melhoria significativa em relação ao problema de incidência de chamas nos tubos. A Figura 30 mostra as novas lanças instaladas no lado de dentro da fornalha.

Figura 30 – Queimador da fornalha com as 6 lanças novas instaladas.



Fonte: Emanuel Santana da Costa (2021).

A Figura 31 mostra duas imagens de um mesmo visor da fornalha, expondo a incidência de chamas sobre os tubos mesmo com a produção de vapor limitada e as novas lanças instaladas. O intervalo de tempo entre captura das imagens foi de poucos segundos, indicando que a incidência ocorre de forma intermitente.

Figura 31 – Visor da fornalha mostrando incidência de chamas nos tubos de forma intermitente, onde a imagem do lado esquerdo foi obtida poucos segundos antes da imagem do lado direito.



Fonte: O autor (2022).

Em paralelo às outras ações, um sistema de tratamento por osmose reversa foi instalado, a fim de adequar os parâmetros físico-químicos da água de alimentação. Com isso, o sistema de tratamento por abrandamento passou a ser reserva, sendo utilizado apenas em casos de indisponibilidade do sistema de tratamento por osmose reversa.

Dados da dureza da água a partir do período em que a osmose reversa começou a operar foram obtidos do ILAB. Inicialmente, os dados coletados das análises mostraram que o sistema de tratamento por osmose reversa atingiu a faixa de valores de dureza de água ideal. A Tabela 6 indica os valores obtidos de análises de 3 amostragens de água tratadas referentes ao início da operação da osmose reversa.

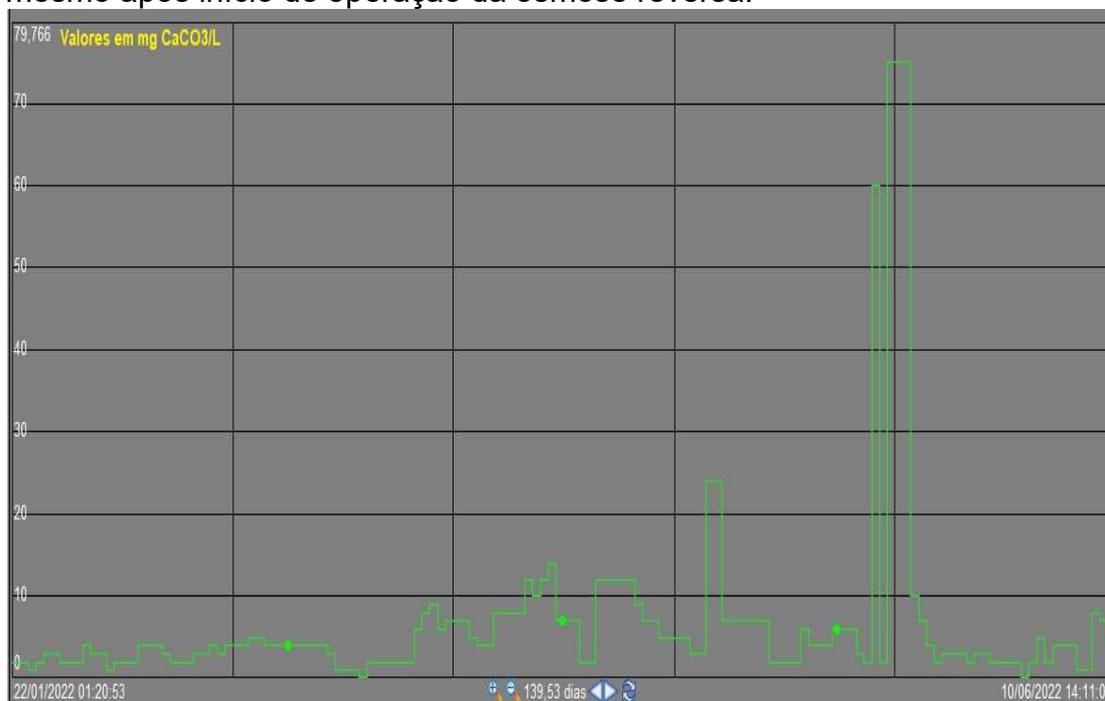
Tabela 6 – Dureza da água tratada por osmose reversa no período inicial da operação.

Amostra	Valor da dureza (mg CaCO <sub>3</sub> /L)
Amostra 1	0
Amostra 2	0,29
Amostra 3	0,19

Fonte: O autor (2022).

Porém, após um período de cerca de um ano, os valores de dureza da água aumentaram gradativamente. Embora os valores de dureza ainda fossem inferiores aos obtidos em tratamento por abrandamento, já se encontravam acima do limite estabelecido na Tabela 4. O gráfico obtido do sistema supervisorio *Process Book - Plant Information*<sup>®</sup> (PI), plotado na Figura 32, mostra valores de dureza da água em patamares acima do limite requerido. O período indicado na Figura 32 parte de janeiro de 2022, cerca de um ano e meio após o início de operação da osmose reversa.

Figura 32 - Gráfico da dureza (em mg CaCO<sub>3</sub>/L) da água da caldeira em estudo, mostrando que os valores se tornaram inadequados ao longo do tempo, mesmo após início de operação da osmose reversa.



Fonte: O autor (2022).

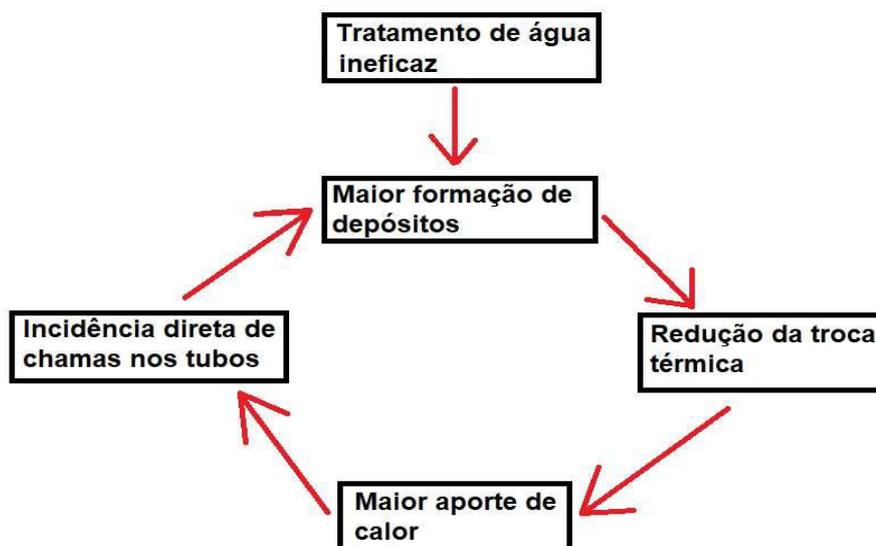
Portanto, em relação aos métodos de tratamento externo, tanto o abrandamento quanto a osmose reversa não se mostraram eficazes na remoção total da dureza da água utilizada, quando utilizados de forma isolada. De acordo com Gouvea *et al.* (2012), o sistema de tratamento por osmose reversa deve ser alimentado por água de qualidade, caso contrário, ao longo da operação haverá uma inevitável obstrução das membranas filtrantes. Conforme mostrado na Tabela 5, a água obtida para uso na caldeira em estudo é dura, conseqüentemente é inapropriada para uso na osmose reversa sem um pré-tratamento, o que justifica a perda de eficiência verificada ao longo do tempo.

De forma geral, as medidas relatadas não se mostraram efetivas na eliminação das causas diretas dos problemas relacionados à caldeira em estudo. Vale ressaltar que tal equipamento foi dimensionado para produzir até 12 t/h de vapor em condições seguras. A incidência de chamas nos tubos mesmo com produção abaixo de 7 t/h indica que atualmente um maior aporte de calor é necessário para produzir uma determinada quantidade de vapor, em comparação com a condições pretéritas do equipamento, devido característica isolante das incrustações depositadas nas paredes internas dos tubos, que reduzem a troca térmica entre o metal e a água.

As ações corretivas pouco eficazes realizadas na caldeira em estudo comprovam que a causa raiz do superaquecimento dos tubos é o tratamento insuficiente da água de alimentação, o que permite que haja formação de depósitos na parte interna, reduzindo a transferência de calor entre a parede metálica e a água. Com isso, o metal do tubo sofre superaquecimento, o que ao longo do tempo provoca fluência, esferoidização e corrosão em elevadas temperaturas. A combinação dos mecanismos acarreta em falha dos tubos.

Em paralelo, a redução de troca térmica causada pelas incrustações exige um maior aporte de calor na fornalha, ocasionando num aumento da chama, que conseqüentemente passa a incidir diretamente sobre os tubos. Essa incidência agrava o superaquecimento e seus danos relacionados, enquanto que internamente causa maior taxa de deposição de incrustações, que se acumulam reduzindo ainda mais a troca térmica, tanto pelo efeito isolante quanto pela diminuição de fluxo de água. Portanto, a sucessão de problemas causados pelo tratamento insuficiente da água de alimentação gera um círculo vicioso que se agrava de maneira exponencial, conforme ilustrado na Figura 33.

Figura 33 - Representação esquemática do círculo vicioso dos problemas da caldeira em estudo.



Fonte: O autor (2022).

Como sugestão para mitigação do problema, deve-se retirar as incrustações internas através da técnica de hidrojateamento, que consiste num jato de água com elevadas pressões que limpa e desobstrui as tubulações, de modo a possibilitar uma troca térmica eficiente entre os gases e a água, possibilitando reduzir o aporte de calor e conseqüentemente o tamanho da chama. O hidrojateamento deve ser realizado em todos os tubos, com remoção total dos depósitos, o que pode ser aferido através da técnica de videoscopia industrial, que consiste no uso de uma sonda com microcâmera que é inserida no interior dos tubos, fornecendo imagens de forma rápida e precisa.

Em relação à água de alimentação, recomenda-se a operação em série dos tratamentos externos disponíveis: o sistema de abrandamento deixaria de ser reserva e passaria a ser um pré-tratamento do sistema de osmose reversa, que requer alimentação de uma água de qualidade. Dessa forma, o sistema de osmose reversa irá operar de forma devida, sem obstruções nas membranas e conseqüentes perdas de eficiência.

## 5. CONCLUSÃO

Através do desenvolvimento da revisão da literatura, o presente trabalho permitiu um aprofundamento nos conhecimentos acerca de caldeiras, com a abordagem da sua importância para a indústria, princípios de funcionamento, tipos construtivos, componentes, materiais empregados, causas de falhas e tratamentos da água.

A fundamentação teórica permitiu comparar os danos descritos com os danos encontrados em campo, de forma a direcionar aos métodos e exames aplicáveis à análise da falha e seus mecanismos. Em paralelo, a abordagem das características físico-químicas da água e tratamentos pertinentes possibilitaram associar seus efeitos deletérios com as falhas encontradas.

A inspeção visual dos danos constituiu a primeira e principal técnica utilizada para obtenção de resultados que possibilitaram a análise de falhas. Devido observação de tubos da fornalha apresentando fraturas e formações com morfologia relacionada à fluência, foram realizados ensaios de réplica metalográfica e dureza, que caracterizaram a ocorrência do fenômeno da esferoidização, que reduz a resistência à tração do material.

Além das evidências de esferoidização e fluência, alguns tubos da fornalha apresentaram uma camada externa frágil de óxido causada por corrosão em elevadas temperaturas. Foi observado que as falhas foram resultado da combinação dos fenômenos. Tais problemas foram encontrados principalmente nos tubos localizados no lado oposto ao do queimador e são decorrentes de superaquecimento, tendo sido causados pela incidência direta de chamas e presença de incrustações internamente, atuando como isolante térmico.

Resultados das análises da água mostraram valores de dureza acima do permitido, indicando que o tratamento era ineficaz; conseqüentemente, havia maior tendência de formação de incrustações no interior dos tubos. Algumas ações corretivas foram tomadas: a produção de vapor foi limitada a 7 t/h, as lanças do queimador foram substituídas e foi instalado sistema de tratamento de água por osmose reversa. Mesmo assim, foi observado que os valores de dureza da água da caldeira permaneceram acima do recomendado e ainda havia incidência direta de chamas nos tubos.

Diante disso, concluiu-se que a causa raiz do superaquecimento dos tubos da fornalha da caldeira em estudo é o tratamento inadequado/insuficiente da água: a dureza da água tratada de forma ineficaz resulta na formação de depósitos nas paredes internas dos tubos. Tais depósitos se comportam como isolante térmico, impedindo a troca de calor entre a água e o metal, ao mesmo tempo que ocasionam o superaquecimento dos tubos, gerando falha pela combinação da fluência, esferoidização e oxidação. Com a redução da troca de calor, a caldeira perde eficiência, necessitando de maior carga térmica para produção de vapor. Naturalmente, as chamas do queimador tornam-se maiores e incidem nos tubos, elevando a ocorrência de danos e a taxa de formação de depósitos, num ciclo onde os danos evoluem de forma exponencial.

Para mitigação do problema, sugere-se a realização de hidrojateamento dos tubos de modo a remover as incrustações, possibilitando uma melhor troca térmica; e a operação em série dos sistemas de tratamento de água por abrandamento e osmose reversa, de forma que sejam complementares, aumentando a eficácia na redução da dureza.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2021**. Rio de Janeiro: ANP, 2021. Disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/arquivos-anuario-estatistico-2021/anuario-2021.pdf>. Acesso em 26 abr. 2022.

ALTAFINI, Carlos Roberto. **Apostila sobre caldeiras**. Caxias do Sul: Universidade de Caxias do Sul, 2002.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. ANSI/API Recommended Practice 571: **Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry**.- Third Edition - 2020.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API Recommended Practice 573: **Inspection of Fired Heater and Boilers**.- Fourth Edition - 2021.

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. **Consensus on operating practices for the control of feedwater and boiler water chemistry in modern industrial boilers**. ASME, 1994.

ASTM INTERNATIONAL. ASTM A178-19. **Standard Specification for Electric-Resistance-Welded Carbon Steel and Carbon-Manganese Steel Boiler and Superheater Tubes**. 2019.

BRASIL. Ministério do Trabalho e Emprego. NR-13 - **Norma Regulamentadora 13 - Caldeiras, Vasos de pressão, Tubulações e Tanques Metálicos de Armazenamento**. Portaria SEPRT n.º 915, de 30 de julho de 2019. Disponível em <https://www.gov.br/trabalho-e-previdencia/pt-br/composicao/orgaos-especificos/secretaria-de-trabalho/inspecao/seguranca-e-saude-no-trabalho/normas-regulamentadoras/nr-13.pdf>. Acesso em 26 abr. 2022.

COSTA, Emanuel Santana da. **Caldeiras de geração de vapor: eficiência e manutenção**. Trabalho de conclusão de curso (graduação) – Centro Universitário Farias Brito, Curso de Engenharia Mecânica, Fortaleza, 2021.

DANTAS, Evandro Vieira. **Geração de vapor e água de refrigeração: falhas – tratamentos – limpeza química**. Rio de Janeiro, José Olympio Editora S.A., 1988.

DESJARDINS, Jeff. **The oil market is bigger than all metal markets combined**. Visual Capitalist, 2016. Disponível em: <https://www.visualcapitalist.com/size-oil-market/>. Acesso em: 26 abr. 2022.

ENCYCLOPAEDIA BRITANNICA. **Denis Papin**. Disponível em: <https://www.britannica.com/biography/Denis-Papin>. Acesso em: 11 maio 2022.

EY; INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS. **A relevância do Petróleo & Gás para o Brasil**. 2019. Disponível em:

static.s3.amazonaws.com/cms%2Ffiles%2F49401%2F1566244541Publicao\_IBP\_EY-final.pdf. Acesso em: 26 abr. 2022.

FOULDS, J. R.; VISWANATHAN, R. **Graphitization of steels in elevated-temperature service**. Journal of materials engineering and performance, v. 10, n. 4, p. 484-492, 2001.

GOUVEA, Carlos Alberto Klimeck *et al.* **Uso de água tratada por osmose reversa para a geração de vapor em indústria de tabaco**. Revista Produção Online, v. 12, n. 2, p. 522-536, 2012.

HAMAGUCHI, Marcelo; VAKKILAINEN, E. **Corrosão em tubos de superaquecedor de caldeiras de recuperação: um desafio**. Revista O Papel, v. 71, n. 6, p. 57-71, 2010.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS. **Guias de inspeção: Inspeção de caldeiras**.— 3. ed. — Rio de Janeiro: IBP, 2020. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2020/09/guia-de-inspecao-de-caldeiras-2020.pdf>. Acesso em 26 abr. 2022.

MARTINELLI JR, Luiz Carlos. **Geradores de vapor** (Apostila). Ijuí: FEM/Unijuí, 2004.

NALCO CHEMICAL COMPANY. **The NALCO guide to boiler failure analysis**. New York: McGraw-Hill, Inc, 1991.

NERI, M. A.; COLÁS, R.; VALTIERRA, S. **Effect of deformation on graphitization kinetics in high carbon steels**. Journal of Materials Processing Technology, v. 83, n. 1-3, p. 142-150, 1998.

PELLICCIONE, A. S. *et al.* **Análises de falhas em equipamentos de processo: mecanismos de danos e casos práticos**. Rio de Janeiro: Interciência, 2012.

SANTOS, Enock Jabes do Nascimento. **A importância do tratamento e cuidados com a água de caldeira**. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Ciência e Tecnologia) - Universidade Federal Rural do Semi-Árido, 2017. Disponível em <https://repositorio.ufersa.edu.br/handle/prefix/4577>. Acesso em 27 abr. 2022.

SILVA, Murilo Prates da. **Inspeção das zonas de pressão de uma caldeira aquatubular**. 2013. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia de Materiais) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013. Disponível em: <https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/96255/000913971.pdf?sequence=1>. Acesso em 12 mai. 2022.

TELHADO, D. **Projeto Mecânico de Caldeiras de vapor**, s.d. Disponível em: <http://www.petroblog.com.br/wp-content/uploads/C%C3%A1culo-mec%C3%A2nico-caldeiras2.pdf>. Acesso em 15 mai. 2022.

TELLES, Pedro Carlos Silva. **Materiais para Equipamentos de Processo**.-6. ed. - Rio de Janeiro: Interciência, 2003.

THE BABCOCK & WILCOX COMPANY. **Steam: its generation and use.** 40th ed.  
Ohio: The Babcock & Wilcox Company, 1992.