

Copyright 2016, ABRACO

Trabalho apresentado durante o INTERCORR 2016, em Búzios/RJ no mês de maio de 2016.

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

Análise de falha de tubo de permutador de calor especificado em ASTM A179, pertencente a sistema de tratamento de petróleo

Patricia Iris S. Peres^a, Angélica D. Salvador^b, André S. Pelliccione^c, Orlandemberg P. Silva^d, Éder Giuliano C. Vilas Boas^e, João Marcos O. Rangel^f, Ana Luiza S. Cesário^g

Abstract

Heat exchanger tubes of a petroleum treatment system failed after three years operation. This equipment function is to heat the petroleum, aiming to promote the biphasic (oil and gas) separation. Crude oil circulates outside the tubes and hot water circulates inside the tubes. Failure analysis was performed by visual inspection, chemical composition analysis, metallography, fractography (by using a SEM) and deposit analysis (by XRF and EDS). Conditions and process parameters were also analyzed. The results indicated that the tubes failed due to overloading, probably caused by thermal water hammer.

Keywords: failure analysis, overload, thermal water hammer, tube, heat exchanger

Resumo

Tubos de trocador de calor de um sistema de tratamento de petróleo falharam após três anos de operação. A função deste equipamento é aquecer o petróleo, objetivando favorecer a separação bifásica (óleo e gás). Petróleo cru circula externamente aos tubos e água quente internamente aos tubos. Análise de falha foi realizada por meio de inspeção visual, análise de composição química, metalografia, análise de fratura (com MEV) e análise de depósito (por FRX e EDS). As condições e parâmetros de processo também foram analisados. Os resultados indicaram que os tubos falharam devido à sobrecarga, provavelmente causada por martelamento térmico.

Palavras-chave: análise de falha, sobrecarga, martelamento térmico, tubo, permutador de calor.

^a Técnica de Operações Pleno – PETROBRAS S.A.

^b Consultora – PETROBRAS S.A.

^c Consultor – PETROBRAS S.A.

^d Engenheiro de Petróleo Pleno – PETROBRAS S.A.

^e Engenheiro de Equipamentos Pleno – PETROBRAS S.A.

^f Mestrando em Engenharia de Ciências dos Materiais - UENF

^g Graduando em Engenharia Metalúrgica - UFOP

Introdução

Na indústria de petróleo, os permutadores de calor são comumente utilizados para aquecimento de óleo ou para o resfriamento de gás. No caso do óleo, a principal finalidade de seu aquecimento é facilitar a retirada de impurezas, pois este aumento de temperatura promove a melhor separação de gás em óleo de alta viscosidade, além de melhorar a separação da água no óleo.

O equipamento em estudo é um permutador de calor, do sistema de teste em uma plataforma offshore. O sistema de teste é composto por permutador de calor e separador bifásico petróleo/gás. Utiliza-se o sistema de teste para verificar as condições dos poços de produção separadamente, alinhando um determinado poço para esse sistema e realizando análises químicas no fluido produzido. Este conjunto de equipamentos pode, em determinados momentos, permanecer em *stand-by*, se não houver nenhum teste de poço para ocorrer.

No permutador em estudo, o fluido que circula pelo lado do casco é o petróleo, enquanto nos tubos, circula água quente. Pelo histórico do sistema de água de aquecimento, nota-se que em alguns momentos houve descontrole na injeção de inibidor de corrosão.

Este equipamento operou por três anos. Os tubos falharam por sobrecarga dúctil (com elevado grau de deformação plástica). As falhas dos tubos ocorreram em trechos da região de curvatura do feixe em U e também em trechos retos, porém, todos próximos à região de curvatura. Todas as trincas ocorreram no sentido longitudinal, sendo perpendicular à máxima tensão causada pela pressão interna (tensão circunferencial).

Os dados médios de processo em que este equipamento operava, para o lado do petróleo, são: pressão 9,8 kgf/cm², temperatura de entrada e saída, 10°C e 90°C, respectivamente. Já para o lado da água, pressão 16,5 kgf/cm², temperatura de entrada e saída, 150°C e 130°C, respectivamente.

Metodologia

Foram realizadas análise química e ensaio de microdureza Vickers, para verificar adequação à especificação do material. Foram realizados macro e micrografia, objetivando verificar alguma possível descontinuidade macro e/ou microestrutural. Foi realizada análise química do resíduo coletado no lado externo do tubo (lado óleo). Análises como teor de ferro, cloreto, pH e residual de nitrito na água de aquecimento também foram realizadas. Por fim, foi realizada análise de fratura por meio de Microscópio Eletrônico por Varredura (MEV). Foram selecionados 4 trechos de um tubo para análise microscópica, microdureza e análise dimensional. O detalhe dos cortes e embutimento estão indicados na figura 1.

As técnicas de cupom de perda de massa e sonda de resistência elétrica já são comumente utilizadas neste sistema, tanto pelo lado da água quanto pelo lado do óleo, sendo possível quantificar a taxa de corrosão uniforme destes fluidos.

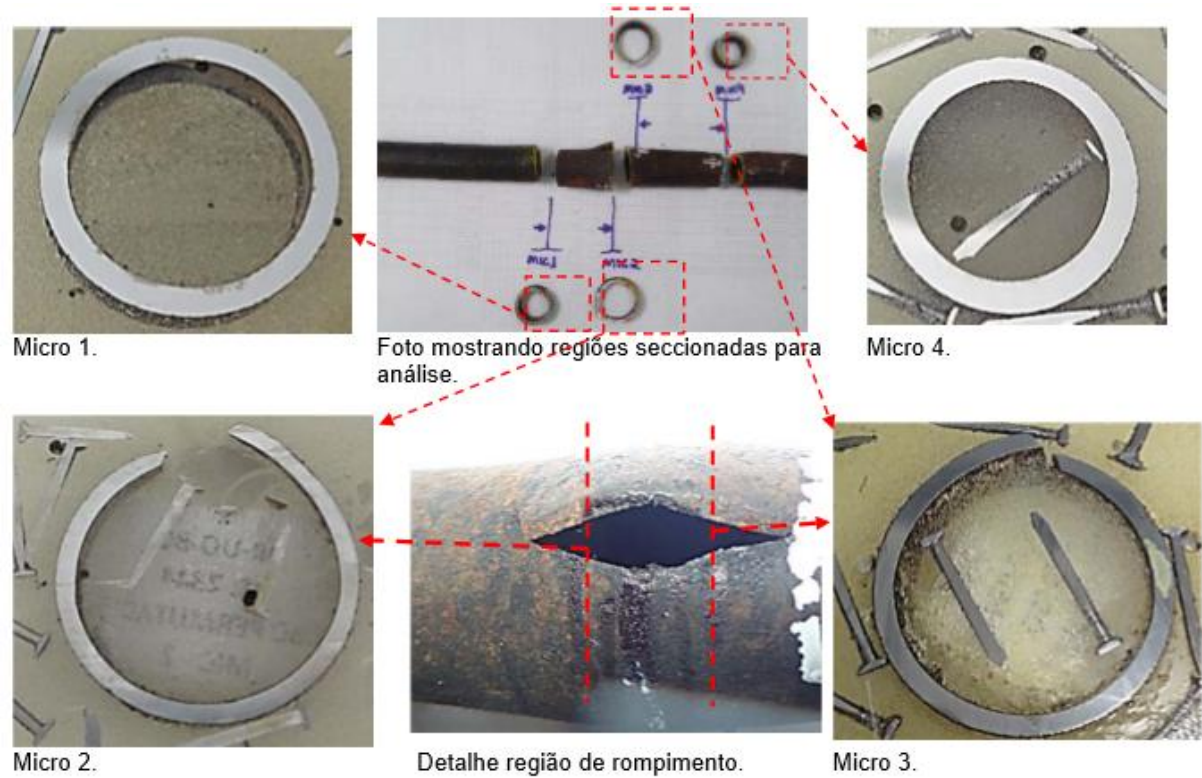


Figura 1 – Região das amostras selecionadas para as análises metalográficas, microdureza e dimensional.

Resultados

As figuras 2 e 3 indicam o aspecto do feixe e as falhas no permutador de teste em estudo, após o equipamento ter sido retirado de operação. Alguns tubos foram encaminhados para a análise, conforme figura 4. Estes tubos possuem espessura de 2,1 mm, com diâmetro de $\frac{3}{4}$ " (BWG 14).



Figura 2 – Aspecto geral do feixe do permutador de teste em estudo, após a remoção do casco.



Figura 3 – Detalhe das falhas no feixe do permutador de teste após a sua remoção.



Figura 4 – Aspecto das amostras recebidas para análise.

Análise química do material

Os resultados da análise química por meio da técnica de espectrometria de emissão óptica se encontram na tabela 1. Observa-se que a composição química dos tubos é compatível com a especificação ASTM A179 (1).

Tabela 1 – Resultado da análise química do material realizado pela técnica de espectrometria de emissão óptica.

Elementos	Símbolo	% em peso
Carbono	C	0,122
Manganês	Mn	0,478
Silício	Si	0,092
Fósforo	P	0,015
Enxofre	S	0,016
Cromo	Cr	0,046
Molibdênio	Mo	0,007
Alumínio	Al	0,045
Cobre	Cu	0,067
Vanádio	V	0,010

Análise macroscópica

Para a análise macrográfica foi realizado o embutimento em duas amostras, sendo uma distante da ruptura, figura 5, e outra próxima à ruptura, conforme figura 6. As amostras foram submetidas aos procedimentos de preparação metalográfica até a etapa do polimento. A imagem correspondente à região próxima da ruptura evidencia várias discontinuidades internas. As imagens tanto próximas quanto distantes da falha mostram perda de espessura tanto na região externa quanto interna do tubo. No entanto, o lado externo, onde circula o petróleo, foi observado processo corrosivo mais severo, do tipo localizado.

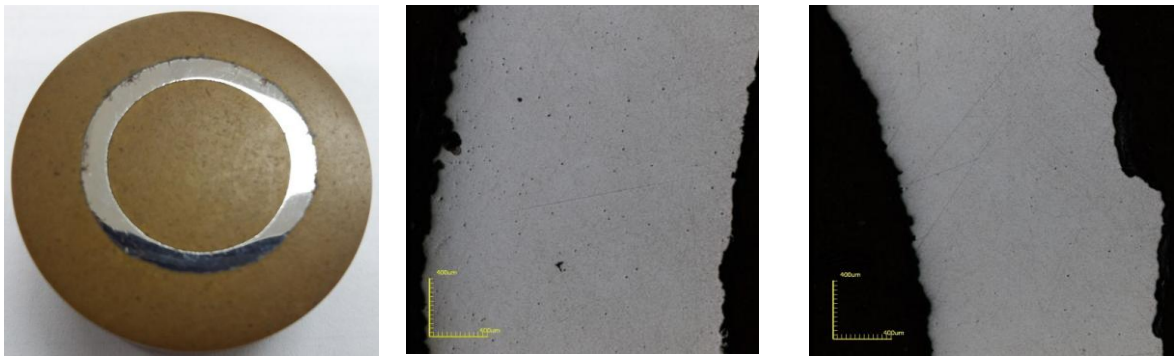


Figura 5 – Macrografia referente a seção distante da ruptura do tubo, com aumento de 108x.

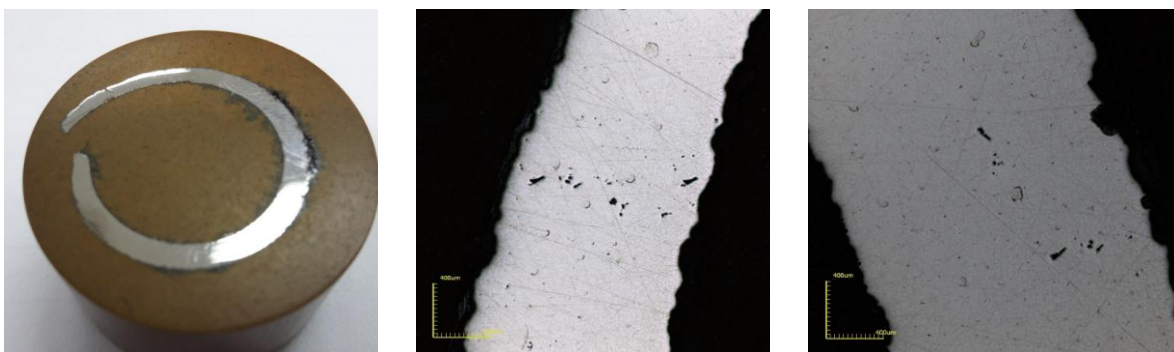


Figura 6 – Macrografia referente a seção próxima a ruptura do tubo, com aumento de 108x.

Ensaio de microestrutura Vickers

Após o procedimento de preparação metalográfica das quatro amostras indicadas na figura 7, estas foram submetidas ao ensaio de microdureza Vickers com carga de 1 kgf (HV1). Notam-se, de acordo com os resultados obtidos e dispostos na tabela 2, valores ligeiramente superiores do que o máximo especificado para o ASTM A179. Entretanto, nas adjacências das superfícies de fratura se percebe um maior aumento dos valores, provavelmente devido ao encruamento do material nesta região.

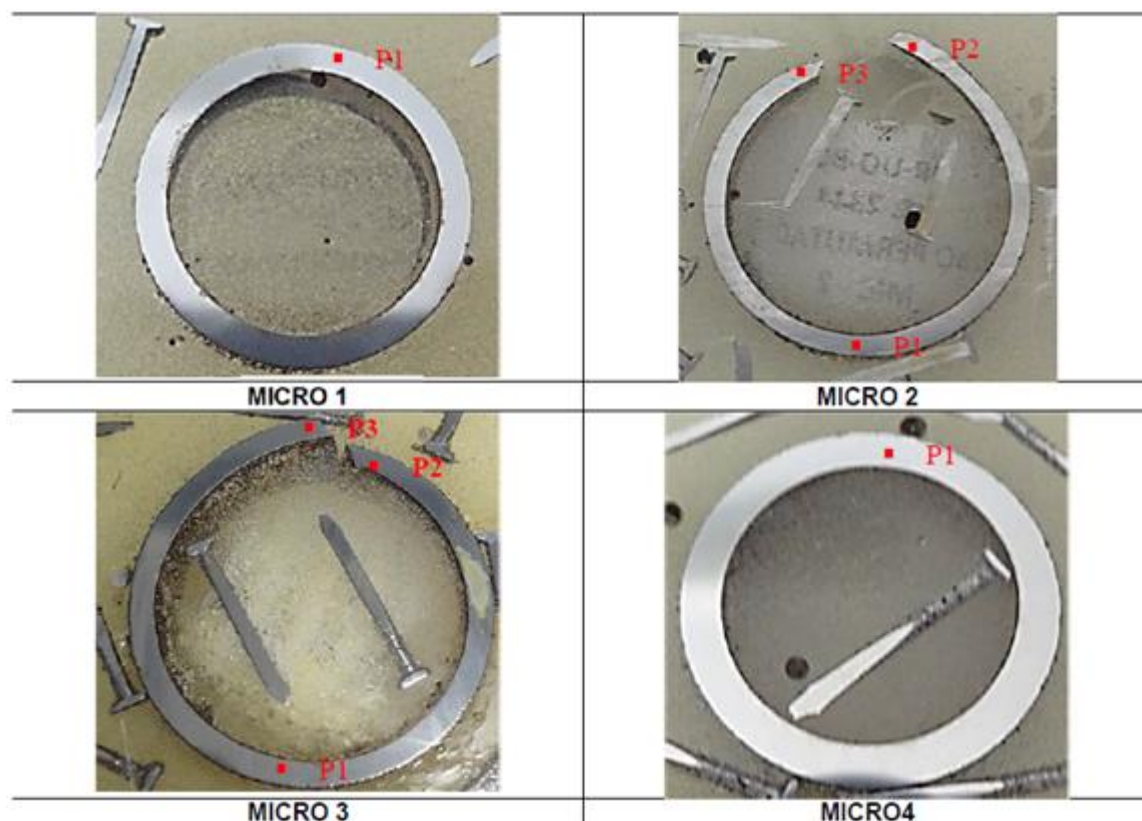


Figura 7 – Regiões das medições de microdureza nas amostras.

Tabela 2 – Resultado do ensaio de microdureza Vickers, conforme a norma ASTM E384 (2).

Amostras	Região	Medição 1	Medição 2	Medição 3	Média
Micro 1	P1	158	167	160	162
Micro 2	P1	193	194	194	194
	P2	206	202	203	204
	P3	207	208	201	205
Micro 3	P1	194	190	192	192
	P2	201	213	210	208
	P3	200	196	191	196
Micro 4	P1	149	153	150	151

Análise microestrutural por microscopia óptica

A análise metalográfica realizada nas amostras revelou, após ataque químico com reativo Nital 2%, uma microestrutura composta por ferrita e perlita, sendo essa microestrutura comumente encontrada em aço carbono, compatível com tubos ASTM A179. Serão apresentadas as microestruturas das amostras Micro 1 e Micro 2, figuras 8 e 9 respectivamente.

Conforme a figura 8, foi observado uma leve descarbonetação na amostra da Micro 1. Este processo não foi determinante para a falha do material, pois a extensão da camada descarbonetada não foi significativa. Este mecanismo ocorreu durante a fabricação dos tubos, pois a temperatura de operação não foi suficiente para causar a descarbonetação.

As metalografias realizadas na região de ruptura, figura 9, evidenciaram grãos alongados, indicando o escoamento do material. Foram notadas presenças de pites de corrosão nas superfícies externa e interna nas amostras analisadas.

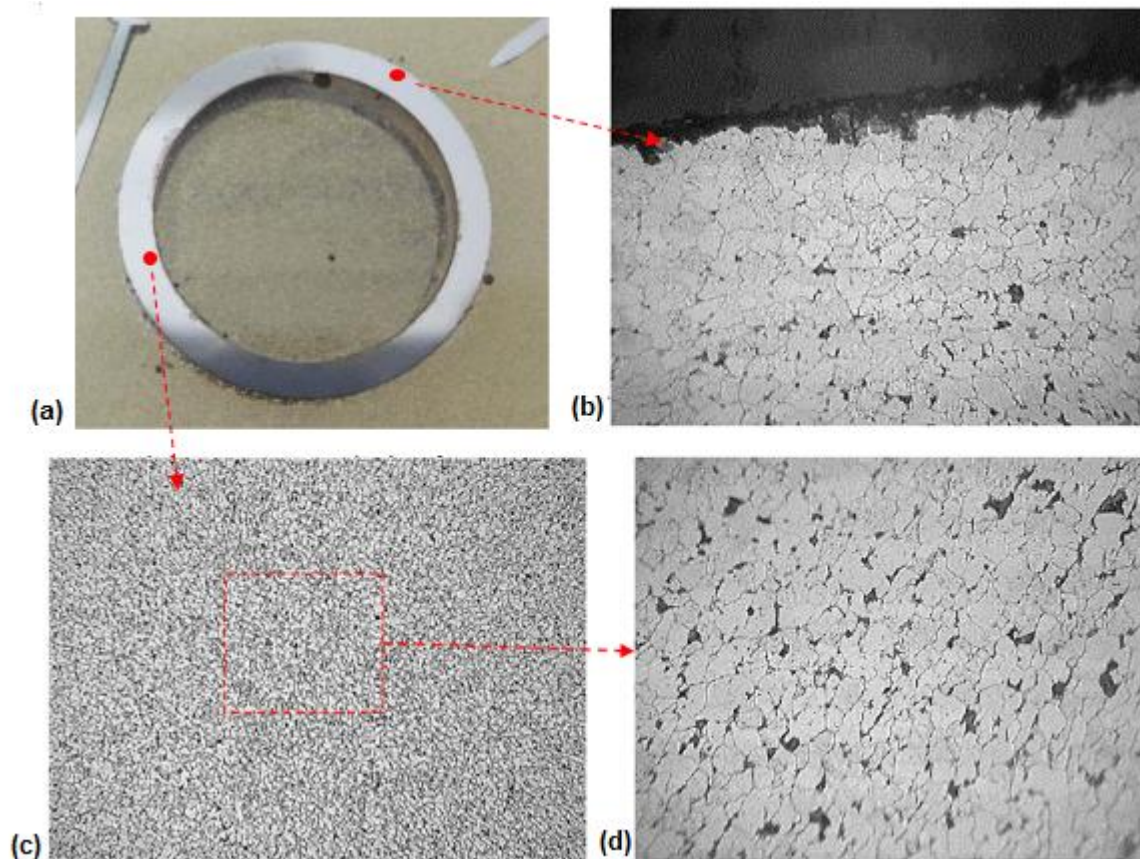


Figura 8 – (a) Amostra 1 após embutimento e preparação; (b) Microestrutura da superfície externa do tubo apresentando descarbonetação – 400x; (c) Microestrutura do núcleo composta por ferrita e perlita – 100x; (d) Microestrutura do núcleo composta por ferrita e perlita – 400x.

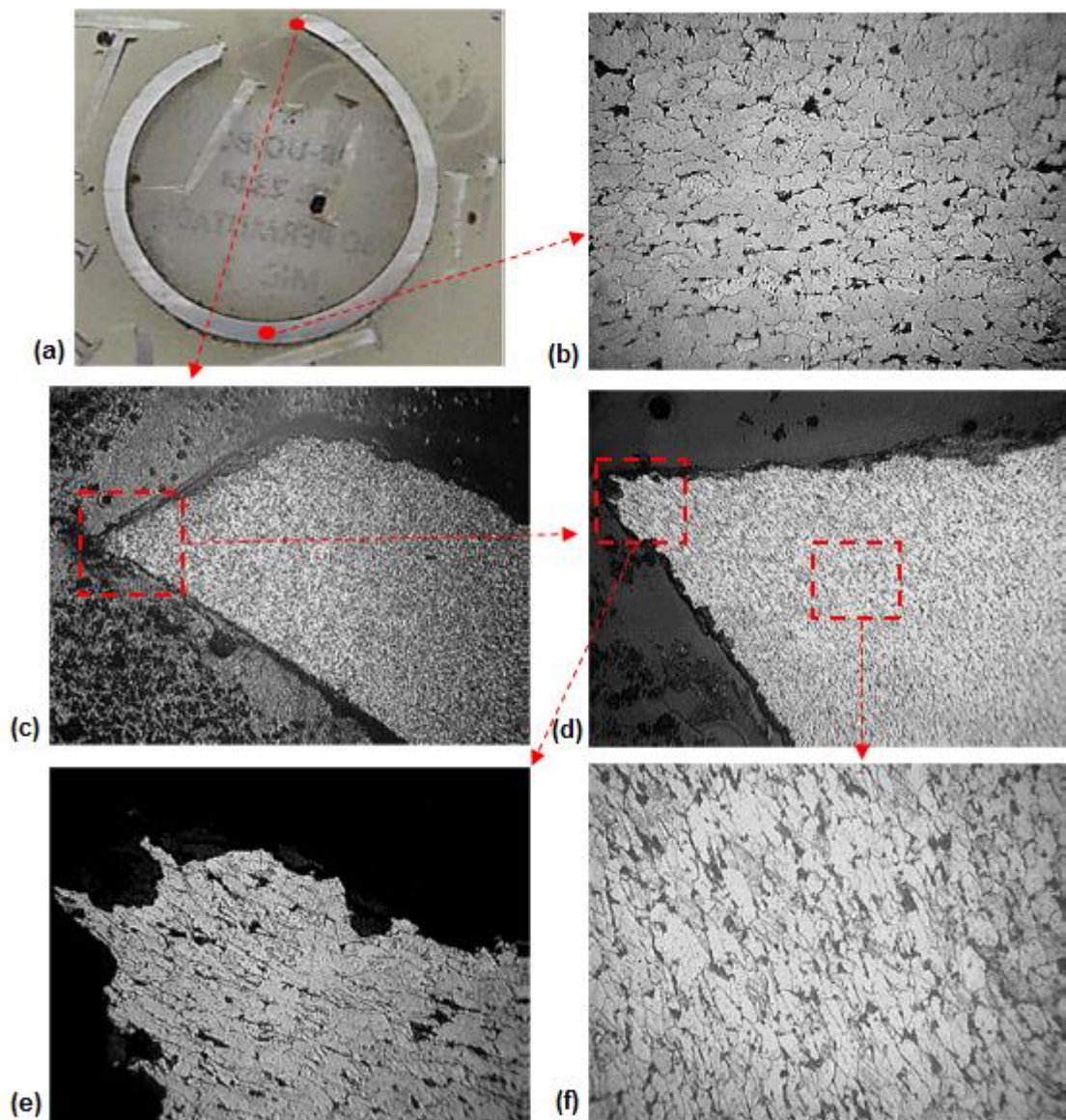


Figura 9 - (a) Amostra 2 após embutimento e preparação; (b) Microestrutura composta por ferrita e perlita – 400x; (c) Microestrutura da região de ruptura – 50x; (d) Microestrutura da região de ruptura – 100x; (e) Detalhe da microestrutura da região de ruptura – 400x; (f) Microestrutura composta por ferrita e perlita. Notam-se grãos alongados indicando o escoamento do material – 400x.

Análise dimensional do tubo

A tabela 3 apresenta as medições de espessura da parede do tubo das amostras esquematizadas na figura 10. Nota-se redução de espessura e aumento de diâmetro significativo na região da ruptura e adjacências.

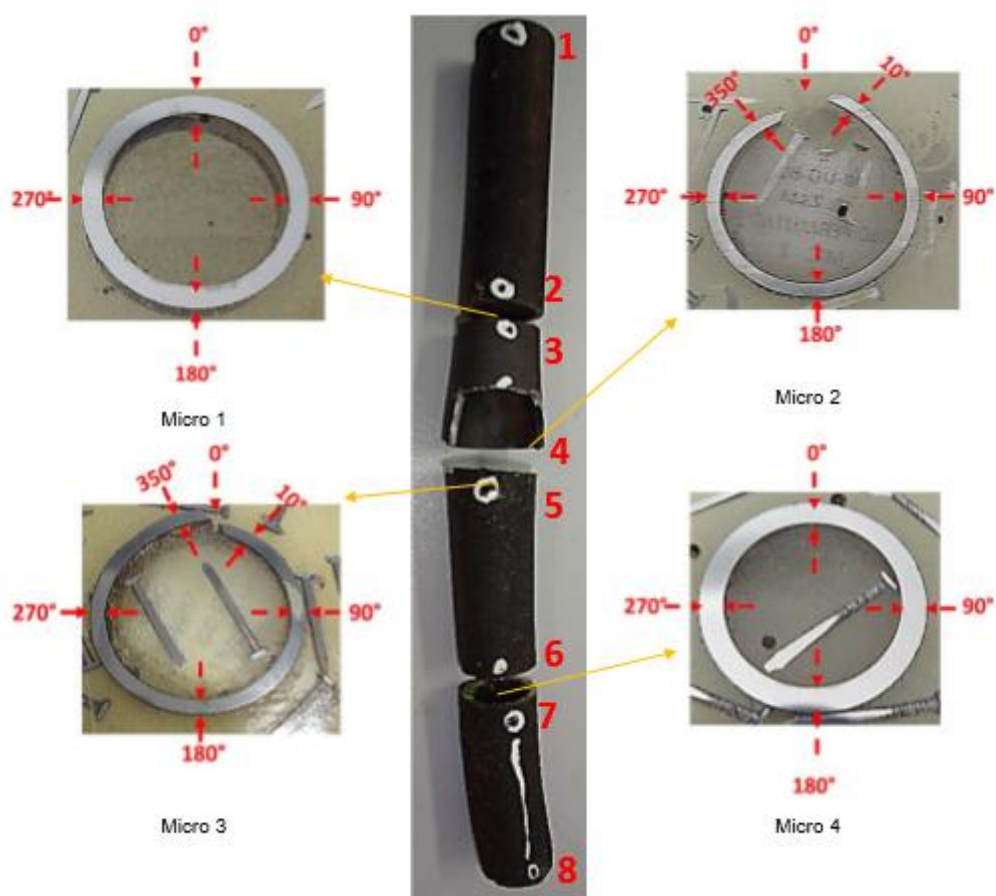


Figura 10 – Amostras esquematizadas para análise dimensional.

Tabela 3 – Medição da espessura da parede do tubo, em milímetros.

Região	0°	10°	90°	180°	270°	350°
1	2,00	2,00	2,00	2,10	2,10	2,10
2	2,00	2,00	2,10	2,00	2,00	2,00
Micro 1	1,90	1,90	1,95	1,95	1,95	1,95
3	2,00	2,00	2,00	1,90	2,00	2,00
4	0	1,55	1,60	1,60	1,60	1,60
Micro 2	0	1,66	1,64	1,53	1,67	1,50
Micro 3	0	1,55	1,61	1,67	1,68	1,66
5	1,85	1,85	1,80	1,90	1,80	1,80
6	2,20	2,20	2,15	2,20	2,20	2,20
Micro 4	2,10	2,10	1,90	2,05	2,12	2,12
7	2,30	2,30	2,20	2,20	2,20	2,20
8	2,40	2,40	2,20	2,20	2,10	2,10

Análise de fratura por MEV-EDS

Para caracterização da superfície da fratura foram utilizadas as técnicas de Microscopia Eletrônica por Varredura (MEV) e Espectroscopia de Energia Dispersiva (EDS). Foram analisadas duas regiões da fratura, uma na parte seccionada, ao longo da espessura da amostra, conforme figura 11, e outra amostra na superfície interna do tubo, figura 12. Foi observado micromecanismo de propagação por *dimples* na superfície de fratura, característico de fratura dúctil.

Já na superfície interna foram observados pites de corrosão nas adjacências da ruptura. A análise química por EDS nesses pites de corrosão presentes na superfície interna do tubo, indicou teores elevados de sódio (Na), fósforo (P), enxofre (S), cloro (Cl) e cálcio (Ca) – figura 13. É importante ressaltar que a análise por EDS é semi-quantitativa.

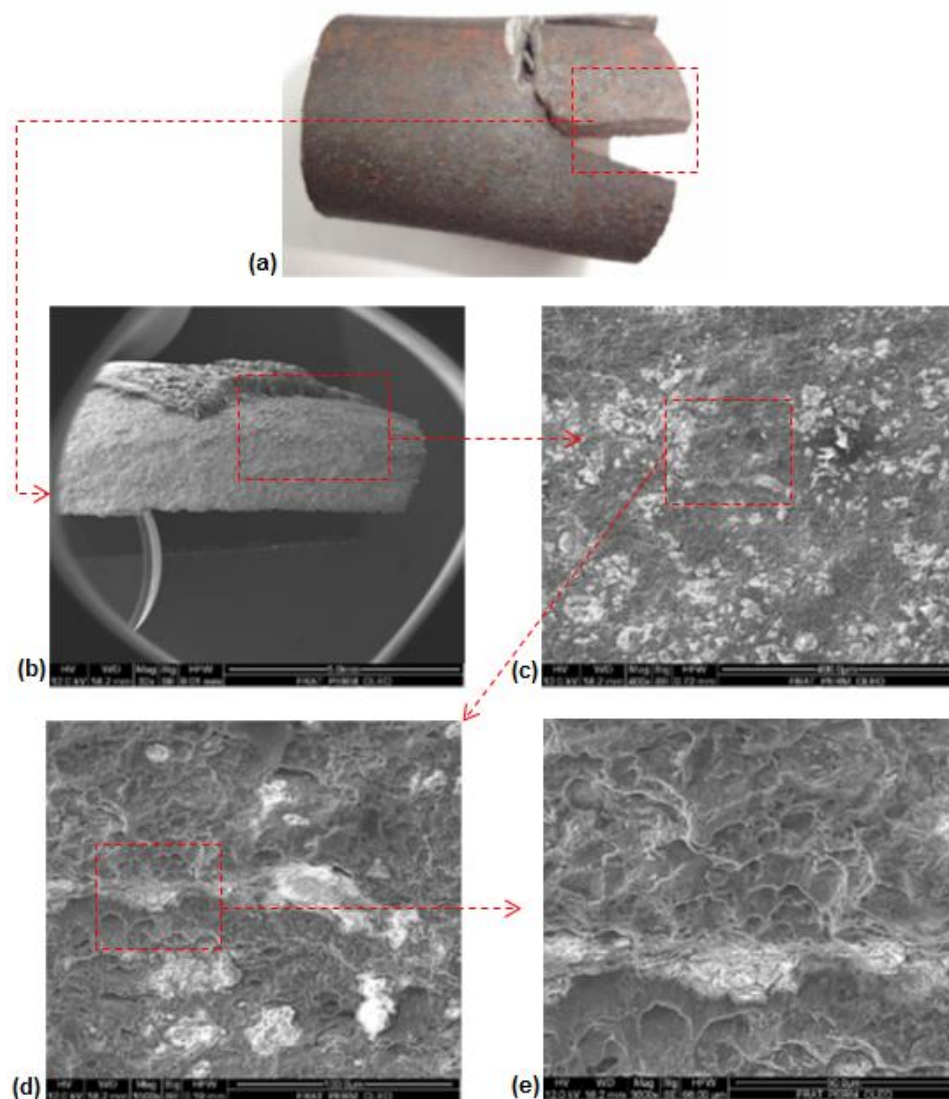


Figura 11 - (a) Região seccionada para análise; (b) Imagem geral da superfície de fratura – 32x; (c) Imagem da superfície de fratura – 400x; (d) Imagem da superfície de fratura mostrando *dimples*, característicos de fratura dúctil – 1500x; (e) Imagem da superfície de fratura – 3000x.

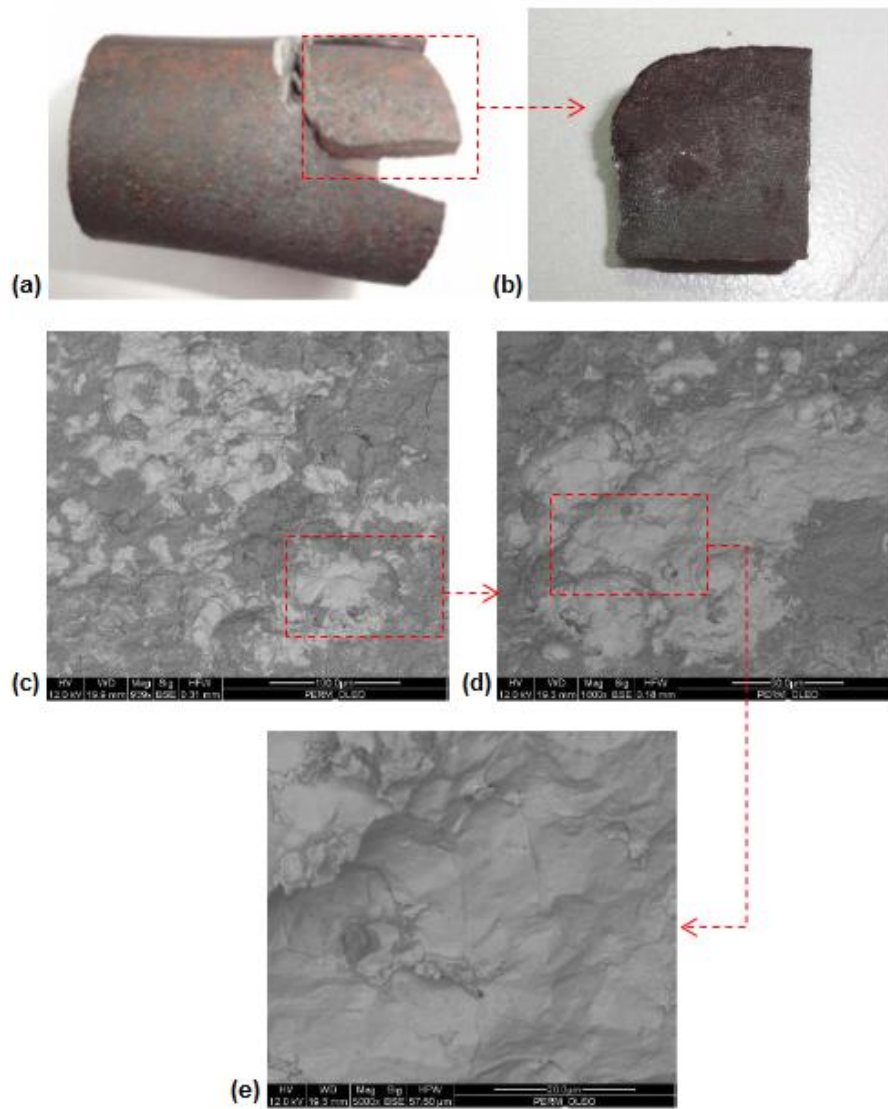


Figura 12 - (a) Região selecionada para análise da superfície interna; (b) Superfície interna analisada por MEV-EDS; (c) Imagem da superfície interna, próxima à ruptura apresentando corrosão – 930x; (d) Imagem da superfície interna, próxima à ruptura apresentando corrosão – 2000x; (e) Imagem com detalhe do pite de corrosão – 5000x

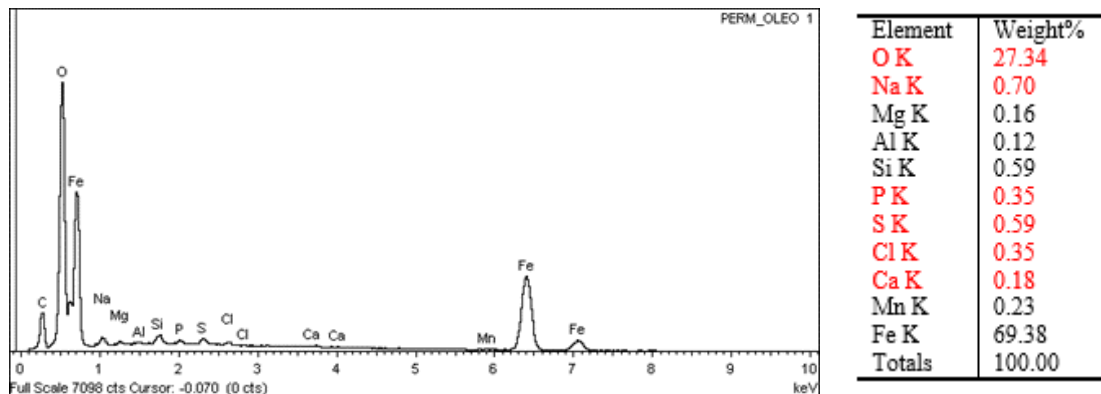


Figura 13 – Gráfico apresentando resultados da análise química realizada na superfície interna do tubo.

Análise do resíduo coletado no lado externo aos tubos do permutador

O trecho do tubo do permutador de teste que foi enviado para análise, continha em sua superfície externa, quantidade significativa de resíduo, conforme a figura 14. Este resíduo foi coletado e direcionado para a análise de fluorescência de Raio-X (FRX) e análise de difração de Raio-X (DRX), a fim de investigar os compostos presentes no lado externo do feixe. Na tabela 4 podem ser verificados os resultados dessas análises. Os principais compostos cristalinos encontrados foram incrustações inorgânicas como o carbonato de cálcio e o sulfato de estrôncio. O óxido de ferro encontrado pode ser indicativo de corrosão em presença de CO₂ em combinação com o H₂S.



Figura 14 – Aspecto visual do resíduo aderido à superfície externa do tubo do permutador de teste.

Tabela 4 – Resultados da análise química do resíduo coletado na superfície externa do tubo do permutador de teste.

Técnica	Componente	Resultado	Unidade
-	Teor de Inorgânico	71,3	% m/m
FRX	Cálcio	50,0	% m/m
	Cloro	0,50	% m/m
	Enxofre	1,30	% m/m
	Estrôncio	4,20	% m/m
	Ferro	12,0	% m/m
	Magnésio	1,10	% m/m
	Silício	0,70	% m/m
	Sódio	0,80	% m/m
DRX	Composto cristalino 1	Magnetita – Fe ₃ O ₄	-
	Composto cristalino 2	Aragonita – CaCO ₃	-
	Composto cristalino 3	Celestina – SrSO ₄	-

Análise da corrosividade do fluido escoado pelo lado externo dos tubos do permutador

Neste sistema, monitora-se a corrosividade do petróleo utilizando a técnica de sonda de resistência elétrica, instalada logo após o permutador de teste. A figura 15 apresenta os resultados medidos por esta técnica ao longo do período de operação do permutador em estudo.

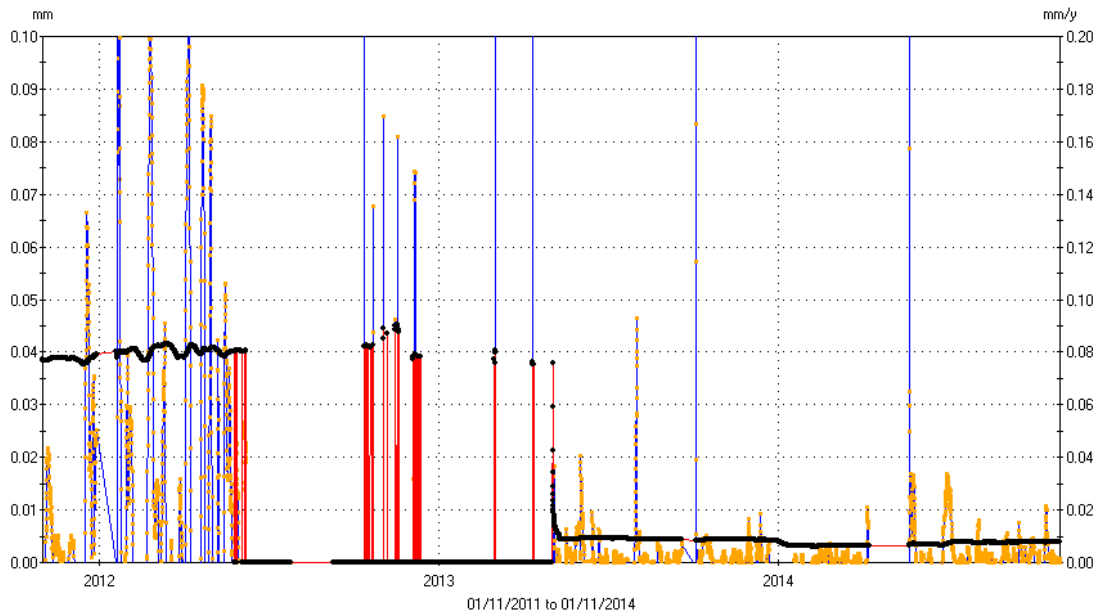


Figura 15 – Dados obtidos pelo monitoramento da corrosão por sonda de resistência elétrica na saída do permutador de teste. Período de novembro/2011 a novembro/2014.

Análise do fluido escoado pelo lado interno dos tubos do permutador

A eficiência no sistema de água de aquecimento depende do controle de alguns parâmetros como a concentração de ferro total, pH, concentração de cloretos e residual de nitrito (inibidor de corrosão). As figuras 16, 17 e 18 ilustram os dados analisados neste fluido nos anos em que o equipamento em estudo operou, que são 2011/2012, 2013 e 2014, respectivamente.

A faixa de referência aceitável para cada uma dessas análises no sistema de água de aquecimento, são:

- Concentração de ferro total: < 3,0 mg/L
- pH: entre 9 e 10
- Concentração de cloreto: < 50,0 mg/L
- Residual de nitrito: entre 300 mg/L e 400 mg/L

A taxa de corrosão uniforme medida na água de aquecimento, utiliza a técnica de cupom de perda de massa. A preparação dos corpos de prova e a determinação das taxas de corrosão foram utilizadas conforme orientações da norma NACE RP0775 (3). O gráfico com as taxas de corrosão medidos neste fluido, pode ser consultado na figura 19.

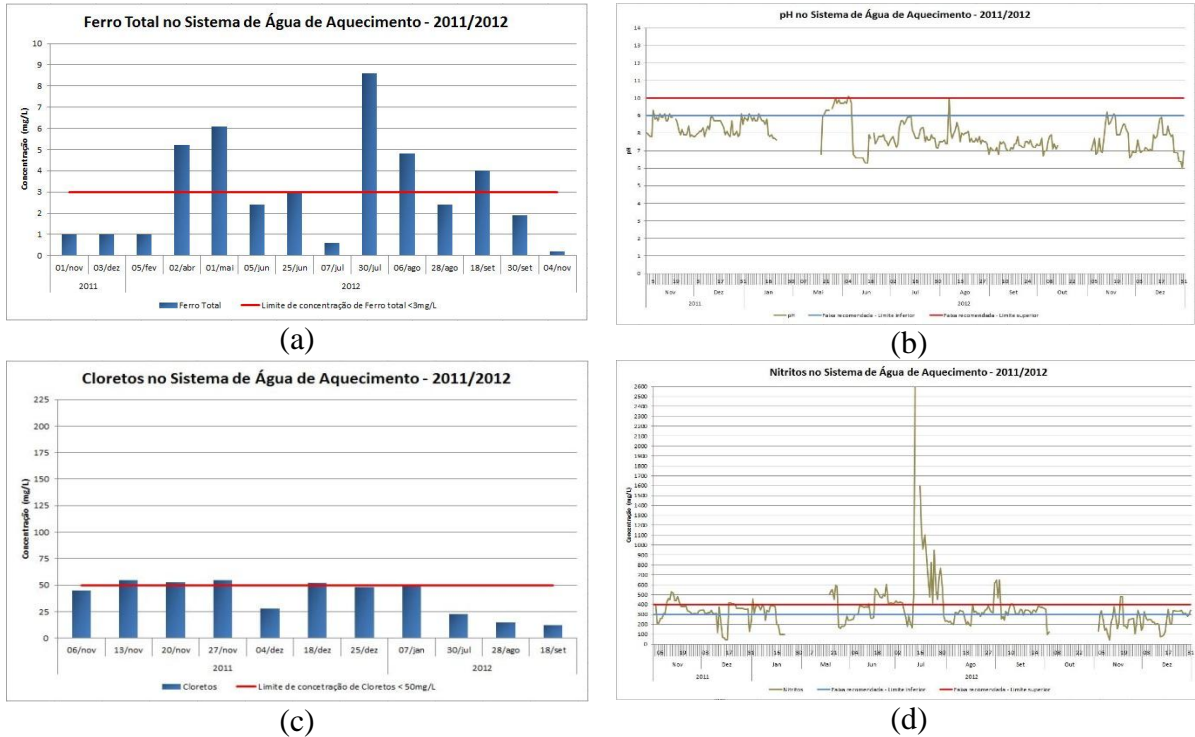


Figura 16 – Análises realizadas no sistema de água de aquecimento nos anos 2011/2012. (a) concentração de ferro total (mg/L); (b) pH; (c) concentração de cloretos (mg/L); (d) concentração de residual de nitrito (mg/L).

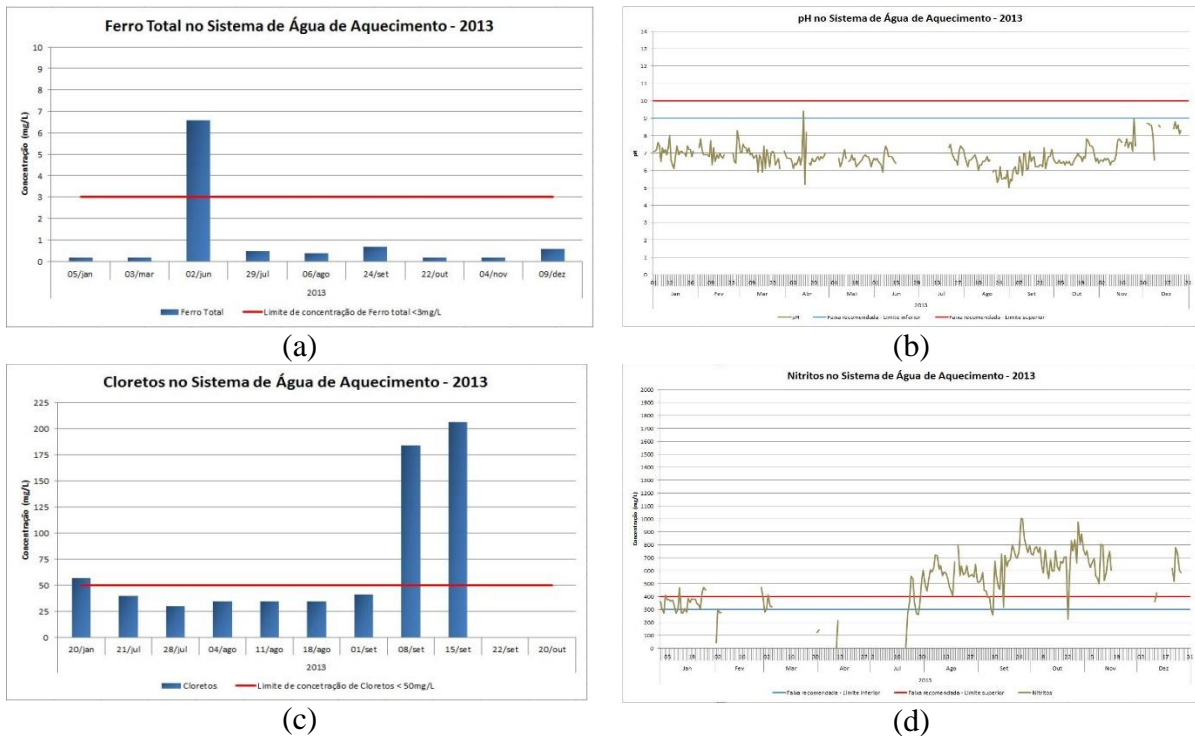


Figura 17 – Análises realizadas no sistema de água de aquecimento nos anos 2013. (a) concentração de ferro total (mg/L); (b) pH; (c) concentração de cloretos (mg/L); (d) concentração de residual de nitrito (mg/L).

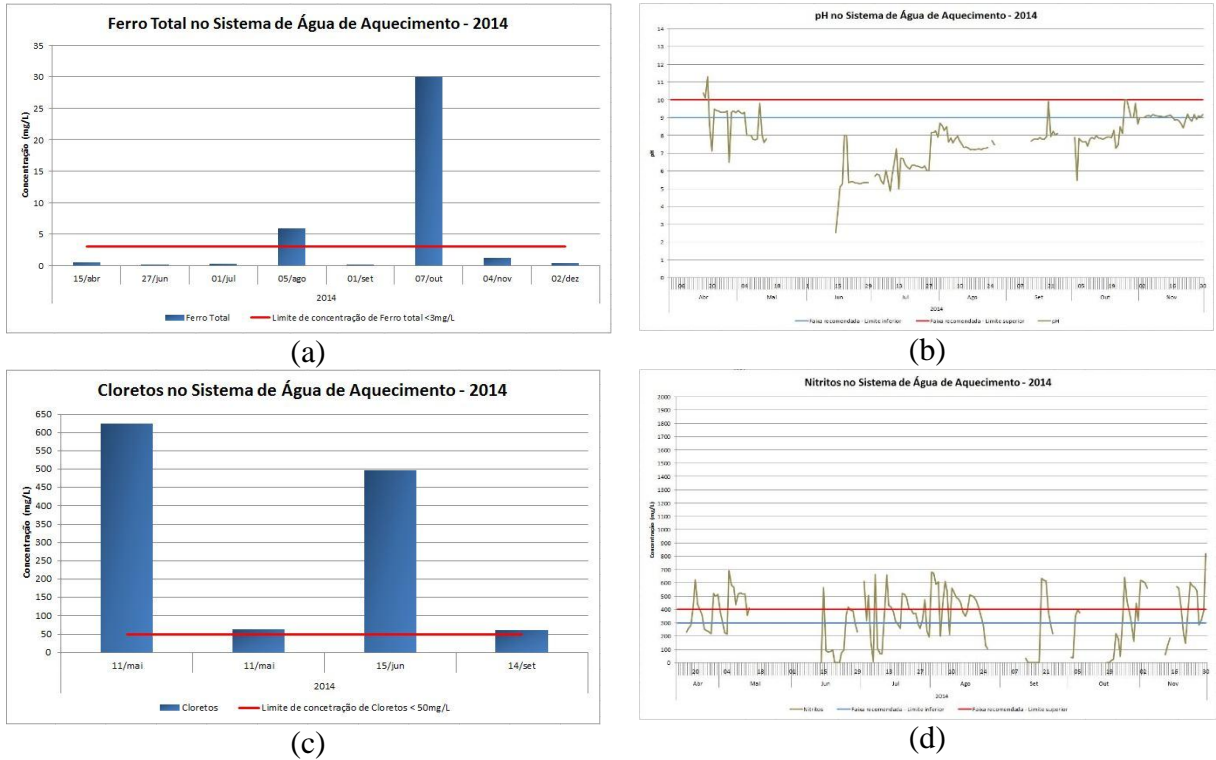


Figura 18 – Análises realizadas no sistema de água de aquecimento nos anos 2014. (a) concentração de ferro total (mg/L); (b) pH; (c) concentração de cloretos (mg/L); (d) concentração de residual de nitrito (mg/L).

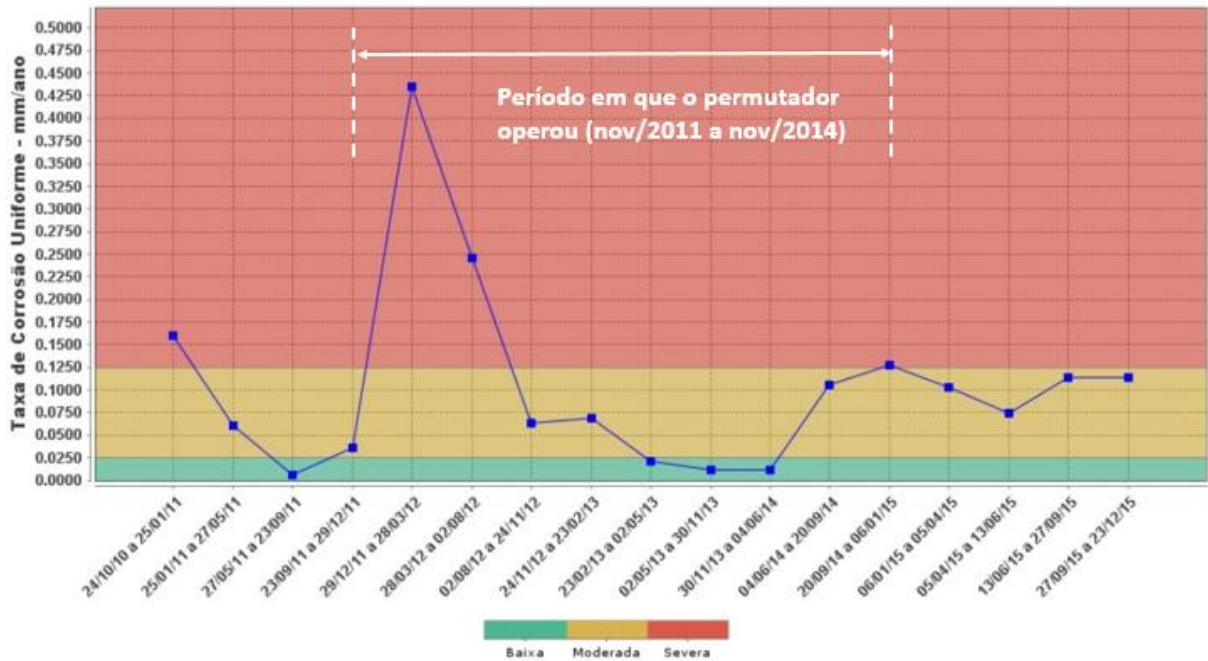


Figura 19 – Taxa de corrosão medido a partir da técnica de cupom de perda de massa no sistema de água de aquecimento.

Discussão

Conforme verificado nas macrografias (figuras 5 e 6), percebe-se um processo corrosivo generalizado tanto no lado externo quanto no lado interno dos tubos. No entanto, no lado externo, verifica-se a presença de corrosão localizada. Analisando as taxas de corrosão medidas no petróleo, utilizando sonda de resistência elétrica (figura 15), durante o período de operação do permutador, a taxa de corrosão uniforme oscilou entre 0,025 mm/ano a 0,125 mm/ano.. Vale lembrar que, a técnica por sonda de resistência elétrica não é apropriada para detectar corrosão localizada. A análise química do resíduo (tabela 4), coletado no lado externo do tubo, indicou a presença significativa de incrustação inorgânica. A presença dessa incrustação pode ter favorecido o processo corrosivo conforme observados nas macrografias.

Já no lado interno aos tubos, onde circula a água quente, verificaram-se taxas de corrosão uniforme mais significativas, utilizando cupons de corrosão (figura 19). A análise química desta água mostrou alguns descontroles na injeção de inibidor de corrosão e teores significativos de ferro e cloreto. A presença de cloreto no sistema pode ser reflexo da contaminação de petróleo na água de aquecimento, ocorrido a partir de algum descontrole na planta de produção. A contaminação de petróleo no sistema de água quente, diminui a eficiência do inibidor, proporcionando taxas de corrosão mais elevadas. Na análise do MEV (figura 12) verificou-se presença de pites apenas próximo ao local de ruptura do tubo. Já a análise química por EDS (figura 13) indicou teores significativos de sódio, fósforo, enxofre cloro.

A fratura ocorreu por sobrecarga dúctil, conforme evidências observadas: fratura no sentido longitudinal (perpendicular a maior tensão gerada pela pressão interna), deformação plástica nas regiões onde ocorreu a falha e micromecanismo de propagação por dimples. Pelos resultados das análises realizadas, esta falha não deve estar associada ao material e sim às condições de operação. Em função disto, foram avaliados três mecanismos prováveis que poderiam resultar neste tipo de falha, que são: sobrecarga por descontrole da pressão no sistema, congelamento ou martelamento térmico.

Para a causa da falha ser por sobrecarga por descontrole da pressão no sistema, deve-se considerar a espessura e o limite de escoamento mínimo dos tubos. Para isso foi realizado o cálculo das pressões de colapso para algumas espessuras deste tubo, que foram reportadas na tabela 3. Estes cálculos, indicados na tabela 5, mostram que a pressão necessária para causar falha por sobrecarga deveria ser de pelo menos 20 vezes maior que a pressão de operação, não sendo possível tal descontrole operacional.

Também foi realizada a análise considerando a possível falha por colapso incremental, devido à pressão interna e variação de temperatura. Neste cálculo também foi levado em consideração as menores espessuras dos tubos causados por corrosão. Entretanto, os resultados mostraram que as pressões necessárias para iniciar o mecanismo de colapso incremental são muito superiores a pressão máxima de operação. Sendo assim, esta hipótese foi descartada.

Tabela 5 - Pressões de colapso, considerando espessuras uniformes ao longo da circunferência conforme espessuras indicadas na tabela 3.

Material Sy [MPa]	Geometria						Pressão de Colapso	
	t [mm]	D [mm]	Ro [mm]	Ri [mm]	Ro/Ri	ln (Ro/Ri)	pc [Mpa]	pc [kgf/cm ²]
179,3	1,53	19,05	9,525	7,995	1,19137	0,175104	36,3	369,6
	1,55			7,975	1,19435	0,177608	36,8	374,8
	1,60			7,925	1,20189	0,183898	38,1	388,1
	1,80			7,725	1,23301	0,209458	43,4	442,1
	2,00			7,525	1,26578	0,235689	48,8	497,4

A segunda hipótese da sobrecarga é a ocorrência do mecanismo por congelamento (*freeze-up*) da água em um ponto do tubo que esteja “tamponado” e, em seguida, pode ocorrer compressão da água devido à outra frente de congelamento, levando a uma sobrepressão. Contudo, esta hipótese é pouco provável conforme os dados de processo.

A terceira hipótese se refere à sobrecarga por ocorrência de martelamento térmico (*thermal water hammer*). Este mecanismo está associado à presença de vapor de água no interior do tubo. Quando o vapor condensa em alguma região do tubo, o seu volume é abruptamente reduzido, levando à formação de “vácuo” (queda significativa de pressão) nestas regiões de condensação. O condensado dentro do tubo se move em direção a estas regiões de baixa pressão, em várias direções, levando ao impacto e conseqüentemente elevada tensão na parede do tubo. Conforme Ahmadi e Bagheri (4), apesar de raro, é possível a ocorrência deste mecanismo em permutadores de calor. Nesta mesma publicação é relatado estudo de análise de falha em um evaporador de metanol, com a falha apresentando morfologias e características muito semelhantes às relatadas no estudo aqui apresentado.

A hipótese por martelamento térmico é mais provável que as outras duas, visto a possibilidade de ter perda de carga no sistema de água de aquecimento, ou ter alguma PSV que na época estava dando passagem. Logo, com a possível queda de pressão, é provável que a água quente tenha passado do estado líquido para o estado vapor.

Conclusões

O mecanismo principal de falha foi sobrecarga. Pelas evidências observadas, a causa principal da falha está associada às condições de operação. A pressão normal de operação produz uma tensão circunferencial muito abaixo do limite de escoamento do material, mesmo considerando a redução de espessura por corrosão. Portanto, a falha não está relacionada a um aumento de pressão devido a descontrole operacional. A sobrecarga que levou ao rompimento dos tubos, provavelmente foi devido ao martelamento térmico ocasionado pela queda de pressão da água, passando do estado líquido para vapor com subsequente retorno da água ao estado líquido, gerando regiões de baixa pressão. O condensado dentro do tubo tende a se mover em direção a estas regiões de baixa pressão, em várias direções, levando ao impacto e conseqüentemente elevada tensão na parede do tubo, podendo ter resultado na falha por sobrecarga observada.

A composição química e microestrutura estão de acordo com a norma especificada para o material, ASTM A179.

Foi observada leve descarbonetação na superfície externa dos tubos. Além disto, a dureza medida estava um pouco acima da máxima especificada. Também foi observado processo corrosivo nas superfícies interna e externa dos tubos, o que não ocasionou em perda significativa de espessura. Estas características evidenciadas não foram determinantes para a falha dos tubos.

Referências bibliográficas

- (1) AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. **A179/A179M-90A**: Standard Specification for Seamless Cold-Drawn Low-Carbon Steel Heat-Exchanger and Condenser Tubes1. United States: ASTM, 2012. 2 p.
- (2) AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. **E384-11**: Standard Test Method for Knoop and Vickers Hardness of Materials. United States: ASTM, 2011. 43 p.
- (3) NACE INTERNATIONAL - THE CORROSION SOCIETY. **SP0775**: Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations. Houston, Texas: Nace International, 2013. 24 p.
- (4) Ahmadi, D., Bagheri, B., "Failure Analysis of Methanol Evaporator". World Academy of Science, Engineering and Technology, International Science Index 61, International Journal of Chemical, Molecular, Nuclear, Materials and Metallurgical Engineering (2012), 6(1), 47 - 50.