

ANÁLISE DE CORROSÃO E CARACTERIZAÇÃO DE TUBO API 5 CT G.40

*Ihana Gabriela Conceição de Jesus¹
Marcos Menino de Macedo Filho²
Matheus Duarte de Macedo³
Eliana Midori Sussuchi⁴
Sandro Griza⁵*

Resumo

Tubos de aço-carbono são frequentemente utilizados para o transporte de petróleo e água de injeção de poços. No presente estudo foi avaliado um tubo API 5 CTG.40 para verificar a possibilidade de aplicação para o transporte de água de injeção de alto teor de cloretos. Foram realizadas análise química, análise microestrutural, microdureza e análise eletroquímica para obter a taxa de corrosão. A microestrutura do tubo é formada por grãos de ferrita pró-eutetóide e colônias de perlita refinada. A dureza média é 214 HV. A análise eletroquímica em estado estacionário revelou que a taxa de corrosão para água produzida em laboratório é de 0,19 mm/ano.

Palavras-chave: Tubo API 5 CTG.40; Petróleo; Taxa de Corrosão; Aço Carbono.

ANALYSIS OF CORROSION AND CHARACTERIZATION OF LINE PIPE API 5 CTG.40

Abstract

Carbon steel line pipes are often used to transport of oil and injection water of wells. This article has been evaluated a line pipe API 5 CTG.40 to check the possibility to apply to transport of high chloride injection water. Chemical analyzes, microstructural analyzes, microhardness and electrochemical analyzes were realized to obtain the corrosion rate. The microstructure of the line pipe is formed by grains of proeutectoid ferrite and refined perlite colonies. The medium hardness is 214 HV. The steady state electrochemical analyzes showed the corrosion rate to water produce on laboratory is 0,19 mm/ano.

Keywords: Line pipe API 5 CTG.40; Oil; Corrosion rate; Carbon steel.

¹ Engenharia de Materiais, Bel, Aluna de Iniciação Científica, Departamento de Engenharia de Materiais, Universidade Federal de Sergipe, São Cristóvão, Sergipe, Brasil.

² Engenharia Mecânica, Esp, Profissional Petrobras de Nível Médio, Coordenação de Grandes Máquinas, Petróleo Brasileiro S.A., Vitória, Espírito Santo, Brasil.

³ Engenharia Mecânica, Bel, Aluno de Iniciação Científica, Departamento de Engenharia de Materiais, Universidade Federal de Sergipe, São Cristóvão, Sergipe, Brasil.

⁴ Química, Dra, Professora Associada, Departamento de Química, Universidade Federal de Sergipe, São Cristóvão, Sergipe, Brasil.

⁵ Engenharia Mecânica, Dr, Professor Associado, Departamento de Engenharia de Materiais, Universidade Federal de Sergipe, São Cristóvão, Sergipe, Brasil.

1 INTRODUÇÃO

Um dos graves problemas da indústria na extração de petróleo é o processo de corrosão. A corrosão em tubo de metal é um processo contínuo e variável da liberação de íons da tubulação para a água [1]. A corrosão pode ser definida como a deterioração de um metal ou liga, por ação eletroquímica ou química, a partir de sua superfície, pelo meio no qual está inserido, podendo ainda a liga estar sob efeito de esforços mecânicos [2] [3].

Os aços-carbono e de baixa liga são os mais utilizados na confecção de tubulações e equipamentos para petróleo, principalmente por causa do baixo custo, disponibilidade e por satisfazerem os requisitos mecânicos, estruturais e de fabricação [4][5]. No entanto, processos de corrosão são motivos de preocupação para o projeto de componentes utilizando o aço ao carbono. A degradação de uma tubulação para injeção de água em poços é um problema, pois a perda de parede provoca a possibilidade de perda de pressão de injeção e pode culminar na total degradação do tubo. Além do prejuízo por lucro cessante nos casos de necessidade de reparação, uma degradação, do tubo, severa pode levar a perda total do poço. Por isso é importante conhecer a taxa de corrosão das ligas a fim de ser possível prever as manutenções e evitar, assim, a severa degradação do tubo.

2 DESENVOLVIMENTO

2.1 Metodologia

O tubo estudado é classificado como API 5 CTG.40. Um segmento do tubo foi selecionado para estudo, como pode ser observado na Figura1. O tubo será utilizado para transporte de água de injeção para o poço de produção de petróleo. O objetivo do presente estudo é analisar a taxa de corrosão do tubo, através de métodos eletroquímicos.



Figura 1. Tubo fornecido para análise ao lado de paquímetro de 150 mm.

Os ensaios de corrosão foram realizados em um Potenciostato/Galvanostato modelo AUTOLAB PGSTAT 100 utilizando técnicas eletroquímicas e o programa NOVA 2.0 para as análises de taxas de corrosão. Os ensaios de corrosão foram baseados nas seguintes técnicas eletroquímicas: Potencial de Circuito Aberto (OCP) e voltametria de varredura linear para obter as curvas de Tafel, em intervalo suficiente para

identificação do comportamento linear em torno do E_{corr} (potencial de corrosão) e velocidade de varredura mínima (1 mV.s^{-1}) para garantir o equilíbrio das reações. Para as medidas eletroquímicas, foi utilizada água de injeção, obtida in situ em poço de petróleo de Carmópolis, Sergipe, cuja composição química é de acordo com a Tabela 1. A água foi filtrada para a remoção de partículas em suspensão. Outra solução eletrolítica utilizada foi produzida no laboratório com 135,418 mg NaCl por litro de água bidestilada (solução sintética). As medidas eletroquímicas foram realizadas em uma célula eletroquímica contendo um eletrodo auxiliar de fio de platina, um eletrodo de trabalho e um eletrodo de referência de Ag|AgCl|KCl (sat.). Todos os potenciais foram determinados com respeito a este eletrodo de referência. Para o eletrodo de trabalho foram confeccionadas amostras do tubo, as quais possuíam 5 mm de diâmetro de exposição e área geométrica de $0,196 \text{ cm}^2$, exposta aos processos eletroquímicos. Os ensaios foram realizados em triplicata, para cada bateria de análises utilizou-se uma amostra diferente. Os ensaios foram realizados com o eletrólito em estado estacionário, na temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e 1 atm. As amostras utilizadas para os ensaios de corrosão eletroquímica foram cortadas e lixadas de acordo com o procedimento padrão de lixamento até lixa de 1500 Mesh.

Tabela 1. Composição química da água de injeção, utilizadas nos ensaios eletroquímicos de corrosão

Cloretos (mg/L)	Salinidade (mg NaCl/L)	Bário (mg/L)	Cálcio (mg/L)	Estrôncio (mg/L)	Ferro (mg/L)
82,072	135,418	2,83	1040,6	33,45	2,81
Magnésio (mg/L)	Potássio (mg/L)	Sulfato (mg/L)	Bicarbonato (mg CaCo3/L)	Alcalinidade (mg/L)	
850,08	40858,6	181,8	620,17	508,34	

Foi realizada análise química para identificar a liga do tubo por espectrometria de emissão ótica (Oxford, Foundry Master Xpert). A análise química foi realizada em uma amostra através de cinco queimas e o resultado foi apresentado pela média dos teores dos elementos obtidos pelas cinco queimas. Também foi feita análise microestrutural e de microdureza através da preparação de uma amostra metalográfica transversal a seção do tubo. A amostra foi preparada de acordo com procedimento padrão de lixamento e polimento e foi atacada com reativo de Nital 2%. A metalografia foi obtida através de microscópio óptico (Zeiss Axio Scope A1). Foram realizados ensaios de microdureza (Future Tech FM 800). As medições de microdureza Vickers foram realizadas com carga de 1 kg. Foram realizadas 5 medições sobre a amostra da face que foi preparada para análise metalográfica.

2.2 Resultados

2.2.1 Metalografia e Dureza

A microestrutura é formada por grãos de ferrita e perlita alongados no sentido da conformação mecânica, decorrente do processo de fabricação do tubo (Figura 2). O processo termomecânico de conformação do tubo produziu microestrutura refinada, formada por grãos de ferrita pró-eutetóide recristalizados e colônias alinhadas de perlita fina. A dureza média encontrada foi de $214 \pm 4 \text{ HV}$.

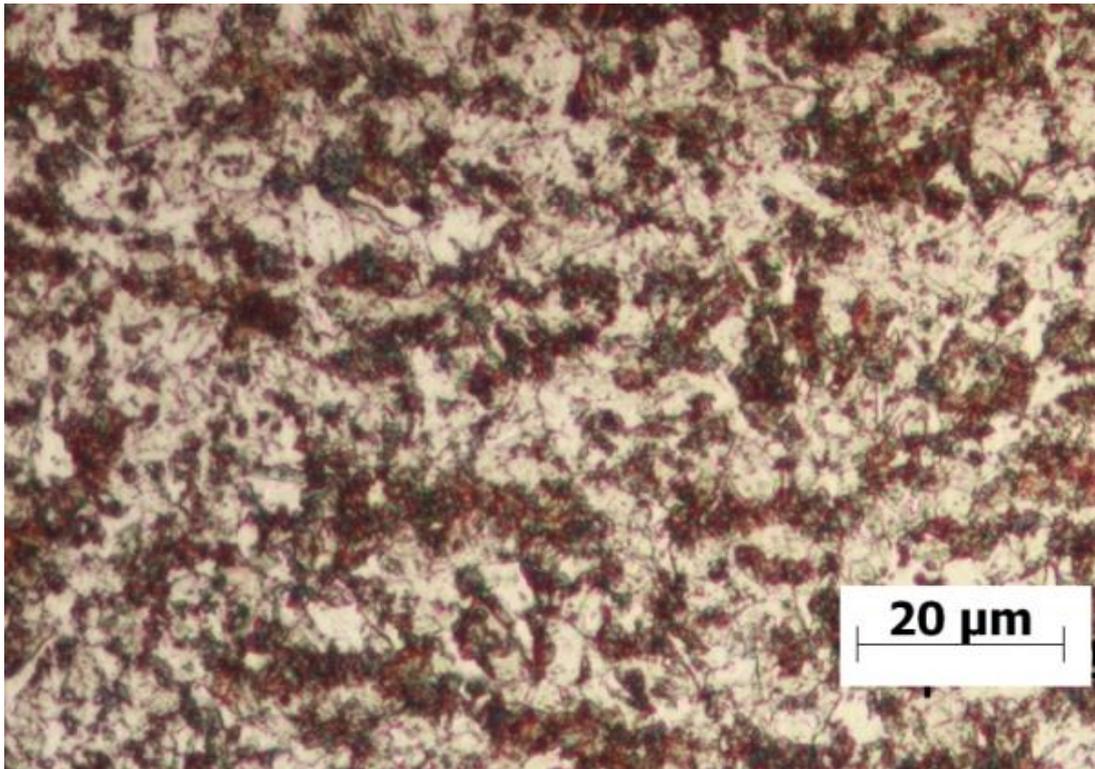


Figura 2. Microestrutura do tubo analisado.

2.2.2 Análise química

A análise química está apresentada na Tabela 2 onde é possível perceber que se trata de um aço de baixo carbono com baixa liga ao cromo.

Tabela 2. Composição química do tubo analisado

Elemento	C	Si	Mn	P	S	Cr
Percentagem (%)	0,14	0,17	0,35	<0,0005	0,009	0,92

2.2.3 Análise da taxa de corrosão

Analisando a Tabela 3 é possível observar os valores de E_{corr} e de taxas de corrosão, obtidos pelas equações e curvas de Tafel e a Figura 3 ilustra uma curva de Tafel característica dos ensaios de corrosão eletroquímica.

Tabela 3. Dados eletroquímicos obtidos dos ensaios de corrosão

Solução Aquosa	$E_{corr}(V)$	$I_{corr}(A.cm^{-2})$	Taxa de corrosão (mm/ano)
NaCl (135,418 mg/L)	-0,65	$3,28 \times 10^{-6}$	$0,194 \pm 0,010$
Água de injeção	-0,68	$7,27 \times 10^{-7}$	$0,035 \pm 0,023$

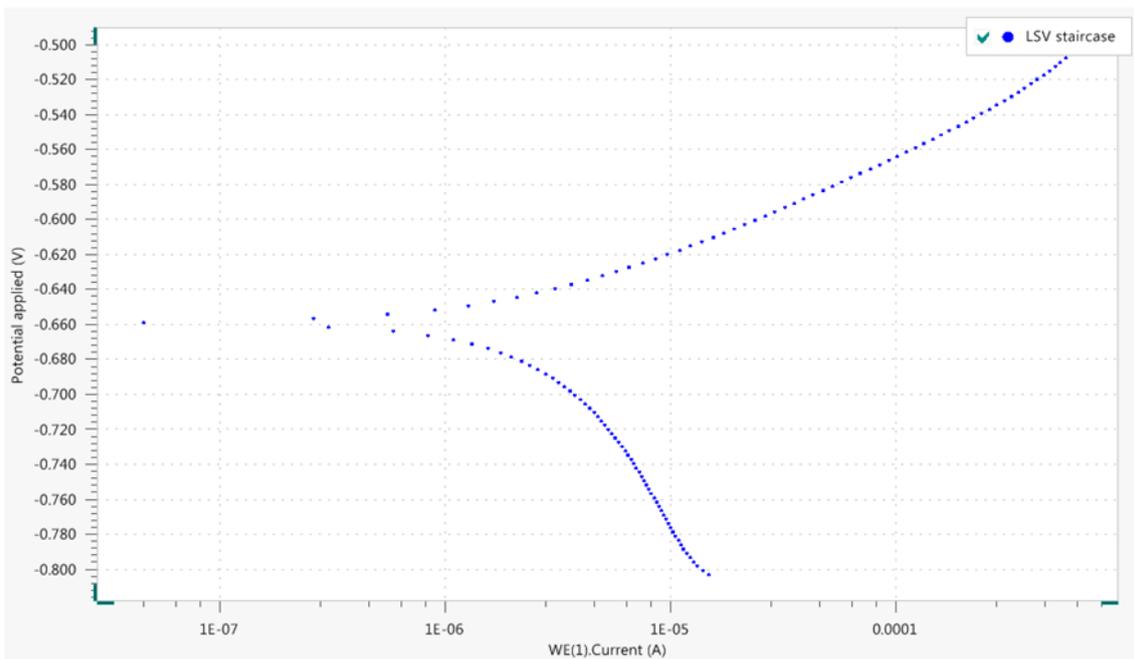


Figura 3. Gráfico de Tafel da amostra em solução contendo NaCl obtidos em estado estacionário.

A taxa de corrosão usando como eletrólito a solução sintética foi de $0,194 \pm 0,010$ mm/ano e usando a água de injeção foi de $0,035 \pm 0,023$ mm/ano. Se a espessura de parede do tubo é de 5 mm e a corrosão for uniforme em toda a parede do tubo, o tempo de vida útil nas condições do ensaio é de 25,8 anos para a solução sintética e 143,2 anos para a água de injeção utilizada nos poços. Conforme a norma NACE RP 0775 a corrosividade da liga na água sintética é alta, pois o valor encontra-se na faixa de 0,13 a 0,25 mm/ano. Já a corrosividade da liga submetida a água de injeção utilizada na prática nos poços pode ser considerada moderada. Destaca-se que os testes eletroquímicos foram feitos no estado estacionário, ou seja, sem fluxo da solução, e a pressão atmosférica. As condições de aplicação em poço podem produzir taxas de corrosão superiores.

3 CONCLUSÃO

O aço analisado é de baixo carbono e baixa liga em cromo, o que lhe confere boa resistência a corrosão devido ao teor de cerca de 1% de Cr. Nenhuma anormalidade microestrutural que facilite a corrosão foi encontrada na metalografia, tal como inclusões não metálicas em excesso, encruamento, entre outros. O aço apresenta microestrutura formada por grãos, de ferrita e perlita fina, alongados no sentido do processo termomecânico de fabricação e apresenta dureza de 214 HV.

A taxa de corrosão encontrada foi de 0,194 mm/ano em solução sintética e de 0,035 mm/ano em água fornecida pela Petrobras. De acordo com a norma NACE RP-07-75 a taxa de corrosão no caso do teste em solução sintética é considerada alta e no caso do teste em água de injeção é considerada moderada.

Condições diferentes da analisada (estado estacionário) podem interferir no tempo de vida útil do tubo. É possível realizar testes com a presença de fluxo turbulento, partículas inorgânicas em solução, diferentes soluções eletrolíticas, variação de temperatura e de pressão, para verificar a taxa de corrosão do tubo em condições mais próximas de operação.

Agradecimentos

Os autores agradecem a CAPES, CNPq, FINEP e FAPITEC.

REFERÊNCIAS

- 1 Kermani, M. B., Morshed, A. Carbon dioxide corrosion in oil and gas production. *Corrosion*. 2003; 59: 659-683.
- 2 Karadas, F., Atilhan, M., Aparício, S. Review on the use of ionic liquids (ILS) as alternative fluids for CO₂ capture and natural gas sweetening. *Energy fuels*. 2010; 24: 5817-5828.
- 3 Araújo, M. M., Fragata, F. L. Estudos de corrosão atmosférica no Brasil. XVII Congresso brasileiro de corrosão. 1993; 46: 447-460.
- 4 ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas, Aço carbono e ligados para construção mecânica – Designação e composição química. ABNT NBR NM 87. São Paulo; 2000.
- 5 ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas, Corrosão atmosférica – Classificação da corrosividade de atmosferas. ABNT NBR 14643. Rio de Janeiro; 2001.