

Copyright 2010, ABRACO

Trabalho apresentado durante o INTERCORR 2010, em Fortaleza/CE no mês de maio de 2010.

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

Corrosão sob tensão em pH próximo ao neutro em gasoduto

André S. Pelliccione¹, Arthur E. de Lima², Jorge L. R. Galvão³, Hervandil M. Santanna⁴,
Milton F. Moraes⁵, Murilo F. Leal⁶, Wallace S. Carmona⁷

Abstract

This paper describes a failure analysis performed in a buried gas pipeline. The pipeline material is API 5L X60. MFL PIG inspection detected a defect. However the analysis software is not specific for cracking detection. After coating pipeline removal, visual examination allowed us to verify the existence of cracking adjacent to the circumferential welding of the pipeline. Chemical analysis of the pipeline, hardness testing, metallographic analysis as well as chemical and pH analysis of the soil have been performed. The pipeline stresses were analyzed by finite element method. The results point out that the failure was originated by external causes. It occurred due to near neutral pH stress corrosion cracking. It was recommended inspection of the coating, inspection of other circumferential welds and verification of cathodic protection system.

Resumo

O presente trabalho apresenta um estudo de análise de falha em um gasoduto enterrado de material API 5L X60. Foi realizada inspeção com PIG MFL, sendo detectado o defeito. Entretanto, como o pig e o programa de análise não são específicos para avaliação de trincas, o mesmo não foi reportado no relatório final. Após remoção do revestimento e inspeção foi verificado trincamento adjacente à solda circunferencial do duto. Foram realizadas inspeção visual, identificação de material, ensaio de dureza, macro e micrografia e análise da composição química e pH do solo. Também foi realizada análise de tensões pelo método de elementos finitos. Os resultados indicaram que a falha se originou externamente, sendo causada por corrosão sob tensão em pH próximo ao neutro. Foram recomendadas inspeção do revestimento, inspeção em outras juntas soldadas circunferenciais e verificação do sistema de proteção catódica.

Palavras-chave: análise de falha, corrosão sob tensão em pH próximo ao neutro.

^{1,2,4,6} Engenheiro de Equipamentos - Petrobras

^{3,7} Técnico de Inspeção de Equipamentos – Petrobras

⁵ Técnico de Inspeção de Equipamentos – Íntegra Inspeção de Equipamentos

Introdução

O gasoduto enterrado de 14 polegadas de diâmetro de interligação entre duas estações falhou em operação. O trincamento no duto ocorreu adjacente à solda circunferencial e na geratriz inferior. O gasoduto iniciou sua operação em 1985 e seu material especificado trata-se do API 5L X60 com espessura de 0,250 polegadas. Opera em uma temperatura de 30°C com gás natural com pressão de 80 kgf/cm². O duto apresenta revestimento simples (RS) com espessura 3/32 de esmalte asfáltico e proteção catódica. Na última medição, obteve-se potencial no valor de -1,40 V_{Cu/CuSO4}.

Foi removido um trecho do duto, abrangendo a região do trincamento e enviado para análise da falha. Figuras 1 e 2.

É importante ressaltar que foi realizada inspeção com PIG MFL, sendo detectado o defeito. Entretanto, como o PIG e o programa de análise não são específicos para avaliação de trincas, o mesmo não foi reportado no relatório final.

Revisão bibliográfica / Resultados / Discussão

Foram realizadas inspeção visual, análise de composição química do material, ensaio de dureza, metalografia e análise da composição química e pH do solo. Também foi realizada análise de tensões através do método de elementos finitos. As figuras 1 e 2 indicam o duto que falhou e a região removida enviada para análise.



Figura 1 – Gasoduto que sofreu a falha



Figura 2 – Trecho enviado para análise

1. Inspeção visual

Analisando as superfícies externa e interna, foi verificado que o trincamento iniciou a partir da superfície externa (figura 3). Na superfície interna, foi verificada deformação plástica, devido à propagação final da trinca por sobrecarga (figura 4).



Figura 3 - Superfície externa abrangendo a região do trincamento. Verificam-se trincas com maior abertura e com pequenas ramificações.



Figura 4 - Superfície interna, abrangendo trinca passante. Verifica-se deformação (depressão).

Através de ampliação com lupa estereoscópica foi observada que a corrosão na superfície externa foi mais acentuada que na superfície interna. Figuras 5 e 6.



Figura 5 - Aspecto da corrosão na superfície interna. Ampliação através de lupa estereoscópica.



Figura 6 - Aspecto da corrosão na superfície externa. Ampliação através de lupa estereoscópica.

Após decação ácida para remoção dos produtos de corrosão, verificou-se na superfície externa corrosão mais acentuada na região onde ocorreu a falha do duto (figura 7). Isto evidencia falha do revestimento nesta região e é um indicativo de que o trincamento ocorreu devido a um mecanismo de corrosão.



Figura 7 - Aspecto da superfície externa do duto após decapagem em região adjacente à falha.

Analisando-se a superfície de fratura, verificam-se duas regiões distintas. A primeira é perpendicular à superfície externa e equivale a cerca de 4/5 da espessura. A segunda, que é referente à propagação final, equivale a 1/5 da espessura e ocorreu a 45°. A região com deformação plástica corresponde à depressão da trinca na superfície interna do duto, como mostrada anteriormente na figura 4. Figura 8.

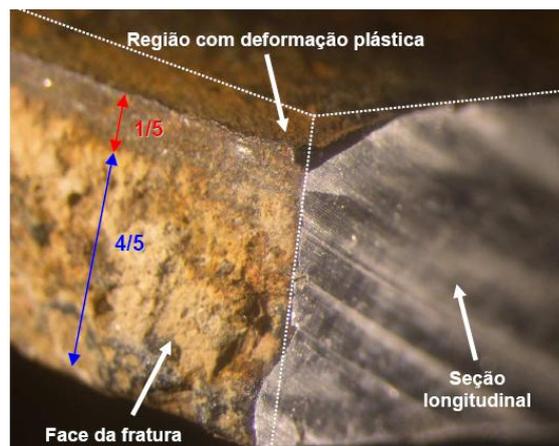


Figura 8 - Superfície de fratura apresentando duas regiões distintas.

2. Identificação de material

Realizado ensaio para identificação de material através de teste pelo imã e por pontos, apresentando reações similares a um aço carbono com teor de cerca de 0,2%C, sendo compatível com o especificado em projeto.

3. Ensaio de dureza

Realizado ataque na seção transversal à solda para revelar a zona fundida, zona termicamente afetada e metal base. Em seguida foi realizado ensaio de dureza utilizando aparelho MIC 1 da Krautkramer, sendo encontrados valores médios de 185 HV no metal base, 190 HV na ZTA e 210 HV na zona fundida.

4. Metalografia

Realizado ensaio metalográfico na seção longitudinal do duto (perpendicular ao trincamento). Foram verificadas trincas ramificadas na margem da solda que iniciaram a partir da superfície externa, sendo mais um indicativo de que o mecanismo iniciou-se externamente (figura 9).



Figura 9 - Trincas ramificadas na margem da solda que iniciaram a partir da superfície externa.

Após ataque com nital, verificou-se microestrutura de ferrita e perlita, característica do material especificado (figura 10).

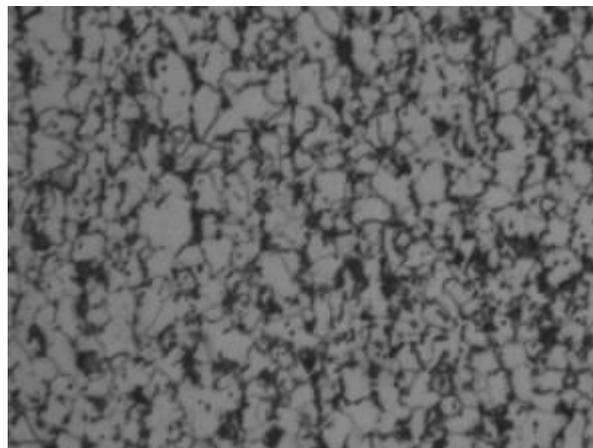


Figura 10 - Micrografia evidenciando microestrutura de ferrita e perlita. Ataque: Nital 2%.
Ampliação: 260X

Observam-se trincas ramificadas com produto de corrosão e suas superfícies corroídas, conforme mostrado na figura 11.



Figura 11 - Trincamento ramificado, corrosão nas superfícies das trincas e produto de corrosão no interior da trinca. Ataque: Nital 2%. Ampliação: 150X

Utilizando maior ampliação, observa-se na ponta da trinca que sua propagação foi transgranular (figura 12).

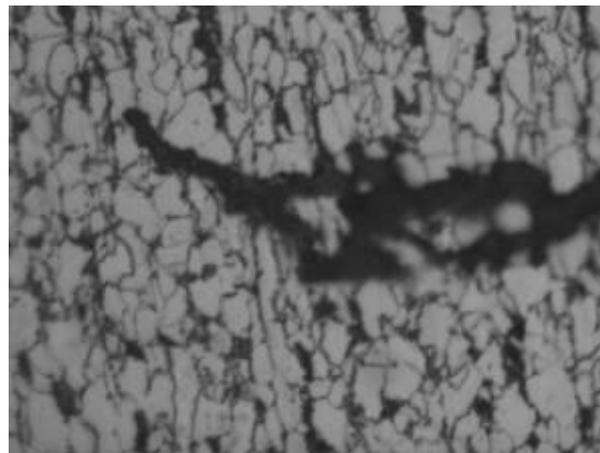


Figura 12 - Trinca transgranular. Ataque: Nital 2%. Ampliação: 1050X

5. Análise do solo

Realizada análise do solo para identificação de carbonato, bicarbonato, nitrito e nitrato. Os métodos e resultados são descritos abaixo:

1) Determinação de $\text{CO}_3^{2-}/\text{HCO}_3^-$

Resumo: A amostra de solo foi tratada com ácido e foi feita determinação de teor de C antes e depois da lixiviação. A diferença representa o teor de $\text{CO}_3^{2-}/\text{HCO}_3^-$

- a) Antes da lixiviação: Teor de Carbono = 0,27%
- b) Após a lixiviação: Teor de Carbono = 0,21%
- c) Teor de $\text{CO}_3^{2-}/\text{HCO}_3^-$ = 0,06%

1) Determinação de nitrito e nitrato.

Resumo: As amostras foram lixiviadas com água e no extrato solúvel foi determinado nitrito e nitrato por cromatografia de íons.

Nitrato = 0,62 mg/L

Nitrito = 0,43 mg/L.

2) Análise de pH

Resumo: A amostra de solo foi peneirada e lixiviada com solução de cloreto de cálcio e a medida de pH foi realizada nas soluções com uso de pHmetro.

pH = 7,3

6. Análise de tensões através do método de elementos finitos (MEF)

O modelamento foi realizado considerando o peso próprio do duto, pressão interna e distribuição de carga representando a movimentação do solo. A malha utilizada é mostrada na figura 13 e as distribuições de tensões no duto são mostradas nas figuras 14, 15 e 16.

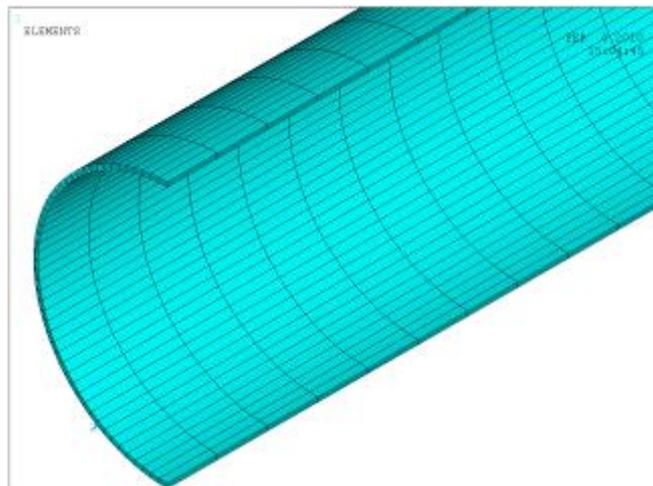


Figura 13 – Malha utilizada para análise de tensões

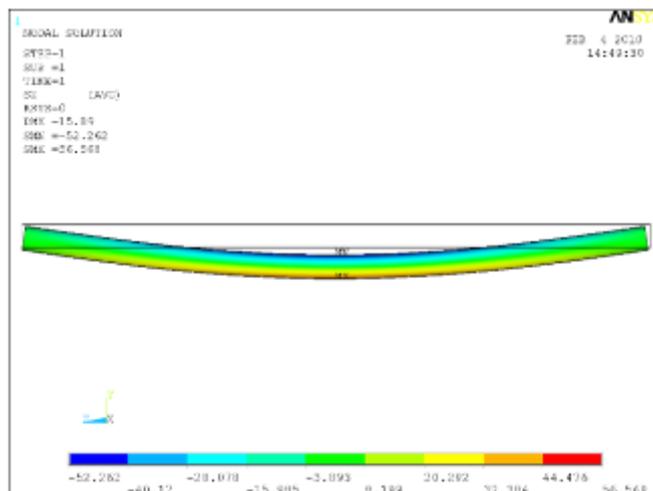


Figura 14 – Análise de tensões após flexão no duto pressurizado

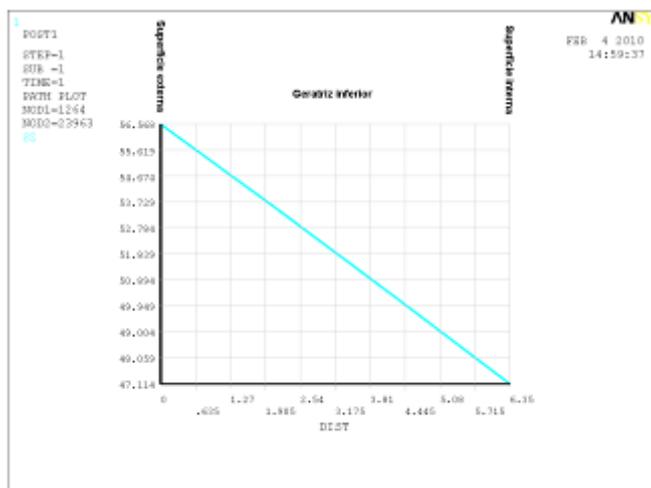


Figura 15 – Gráfico de distribuição de tensões ao longo da espessura da geratriz inferior do duto.

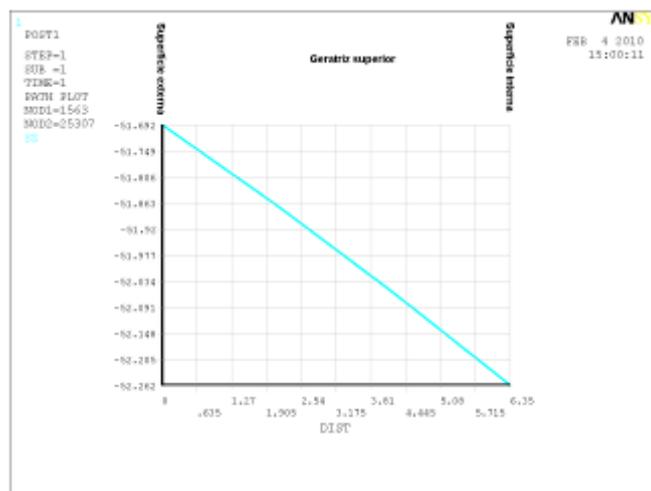


Figura 16 – Gráfico de distribuição de tensões ao longo da espessura da geratriz superior do duto.

7. Revisão Bibliográfica

Corrosão sob tensão em pH próximo ao neutro irá ocorrer em pH em torno de 5,5 a 8,5 com o modo propagação transgranular (muitos autores divergem da faixa exata de pH que ocorre o mecanismo).

Em pH mais elevado (9 a 10), o mecanismo esperado é a corrosão sob tensão em pH alto (high pH stress corrosion cracking), sendo a propagação da trinca predominantemente intergranular.

Uma característica importante da CST em pH próximo ao neutro é a dissolução das superfícies da trinca e presença de produtos de corrosão em seu interior, conforme observado nas figuras 11 e 12. Isto causa destruição do caminho de propagação da trinca.

Portanto, só é possível estabelecer se o trincamento é inter ou transgranular na ponta da trinca onde há pouca chance de dissolução, conforme observado na figura 12.

Este tipo de corrosão sob tensão pode ocorrer em diferentes locais geográficos desde solos arenosos até argilosos e rochosos. Em solos argilosos e com lama existem 7,5 vezes mais chances de ocorrer o mecanismo comparado a solos arenosos e com cascalhos.

O mecanismo é mais provável de ocorrer em temperaturas de 23 a 80 °C.

A composição química do solo tem papel importante no mecanismo, porém a presença de CO₂ pode ser mais significativa. A maioria dos componentes que afetam a CST são cálcio e bicarbonato, com cloretos tendo um menor efeito. O pH e o potencial de corrosão são função de íons HCO₃⁻, CO₂ e do potencial do aço (quando protegido catodicamente).

Altos níveis de CO₂ reduzem o pH no eletrólito do solo e tendem a aumentar a agressividade da solução.

Para a iniciação do mecanismo, um meio apropriado deve entrar em contato com a superfície do duto. Para que isto ocorra, o eletrólito do solo deve penetrar em algum revestimento protetor que tenha sido aplicado no duto.

Na falha de um revestimento, corrente de proteção catódica alcança o duto e íons hidroxila irão ser gerados, causando um aumento do pH e favorecendo a formação de íons HCO₃⁻, consequentemente, aumentando o potencial de trincamento intergranular.

Corrosão sob tensão em pH próximo ao neutro é associada com dutos de aço carbono onde o sistema de proteção catódica falhou ou trabalhou inadequadamente.

Verificou-se em laboratório que sob condições mantidas próximas ao pH neutro, polarização catódica aumenta a susceptibilidade a CST, apesar de que proteção catódica adequada no campo tende a elevar o valor do pH para fora do range no qual a CST em pH próximo ao neutro é possível.

Conclusões

As condições observadas e a morfologia do dano, são características do mecanismo de corrosão sob tensão em pH próximo ao neutro (“near neutral pH stress corrosion cracking”).

O desenvolvimento do mecanismo é um resultado sinérgico entre tensão, material e meio.

O trincamento iniciou-se por este mecanismo e sua propagação final ocorreu devido à sobrecarga. Este mecanismo possivelmente ocorreu ou foi acelerado pelas tensões resultantes da movimentação do solo, que imprime maiores tensões trativas na parede externa da geratriz inferior do duto (ver figura abaixo), conforme resultado evidenciado pelo método de elementos finitos. Objetivando evitar novas falhas foram recomendadas inspeção no revestimento, inspeção visual e por líquido penetrante em outras soldas circunferenciais, abrangendo zona fundida, ZTA e metal de base e verificação do sistema de proteção catódica.

Referências bibliográficas

ASHER, S. L. **Investigating the Mechanism of Transgranular Stress Corrosion Cracking on Buried Fuel Transmission Pipelines**, Doctor of Philosophy in the School of Materials Science and Engineering, Georgia Institute of Technology, 2007.

SHIPILOV, S. A.; MAY, I. L. **Structural integrity of aging buried pipelines having cathodic protection**. Elsevier, Engineering Failure Analysis 13 (2006) 1159–1176.

ELBOUJDAINI, M.; SHEHATA M. T. **Stress Corrosion Cracking: A Canadian Prospective for Oil and Gas Pipeline**, Canada, CANMET Materials Technology Laboratory.

BEAVERS, J. A.; HARLE B. A. **Mechanisms of High-pH and Near-Neutral-pH SCC of Underground Pipelines Structural integrity of aging buried pipelines having cathodic protection**, Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering, 2001, Vol. 123

BUENO, A. H. S.; GOMES , J. A. C. P. **Environmentally Induced Cracking of API Grade Steel in Near-Neutral pH Soil**, J. of the Braz. Soc. of Mech. Sci. & Eng., 2009, Vol. XXXI, No. 2, 97-104.

SOUZA, B. G., POPE, A. M., CAMERINI, C.S, TEIXEIRA, J.C.G, PIZA, M.T., BAPTISTA, W. **Circumferential SCC in Pipeline Due to Land Creeping**, IPC2002-27192, 2002.