

Corrosão em dutos e formas de monitoramento

Eduardo Moreira Ide*
Eduardo Rosostolato**

Resumo

A corrosão é um tipo de deterioração que pode ser facilmente encontrada em obras metálicas. O aço oxida quando entra em contato com gases nocivos ou umidade, necessitando de cuidados para prolongar sua durabilidade. A corrosão é uma das principais causas de falhas em equipamentos e tubulações. Essas falhas prejudicam o processo, atrasam o cronograma operacional de produção, geram altos custos de manutenção, além de promoverem riscos à saúde e ao meio ambiente. É necessário um monitoramento das corrosões internas dos dutos para direcionar e gerenciar as ações a serem tomadas no caso de um agravamento de um processo corrosivo.

Palavras-chave: Pig de limpeza. Cupons. Corrosão interna. Corrosão externa.

Introdução

A dificuldade de encontrar ao longo dos dutos corrosões internas e externas pode levar à ocorrência de falhas, com consequências prejudiciais a pessoas e ao meio ambiente, portanto a importância da corrosividade em dutos não pode ser esquecida (DA NÓBREGA et al., 2012). A corrosão pode ser considerada uma das principais causas de falhas em tubulações de petróleo, que podem prejudicar o processo, atrasar o cronograma de distribuição do petróleo, gerar maior custo de manutenção, além de promover riscos à saúde e ao meio ambiente (TERZI & MAINIER, 2008). Por esses motivos, o monitoramento através de diversas formas tratadas no presente trabalho é importante para o diagnóstico precoce das falhas.

Desenvolvimento

Corrosão Externa em Dutos Enterrados

Numa indústria ligada ao petróleo, a vistoria periódica dos fundos de tanques e tubulações, não pode ser negligenciada pelos técnicos de operação e manutenção, que podem ser surpreendidos com furos causados pela corrosão. Para diagnosticar a incidência de corrosão são feitas algumas medições, como resistividades elétricas, pH do

solo, potenciais eletroquímicos tubo/solo e tanque/solo (GOMES, 2001).

Corrosão pelo Solo

Devido à grande quantidade de variáveis, o solo é um meio corrosivo muito complexo. A corrosão pelo solo depende de inúmeras variáveis como aeração, umidade, pH do solo, ação de micro-organismo, presença de fertilizantes e agentes químicos, além da qualidade dos revestimentos e influência de aterramentos de cobre nas proximidades.

Para medir a resistividade do solo, costuma-se utilizar o “método dos quatro pinos” (Figura 1) em todos os locais onde exista risco, como tanques e tubulações enterradas. Quanto menor for a resistividade do solo maior será a agressividade do mesmo sobre o duto. Até 10 K Ω a agressão é considerada alta, entre 10 K Ω e 50K Ω , média, sendo que superior a 50 k Ω a agressividade é considerada pequena.

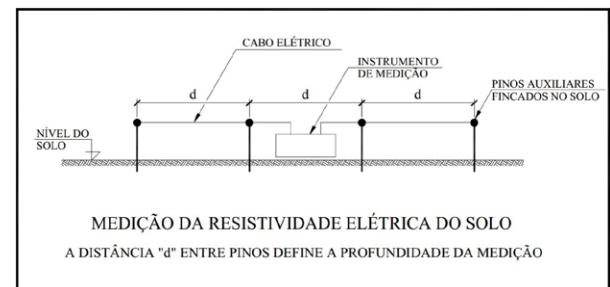


Figura 1-Medição da resistividade do solo

Fonte: Gomes, 2001

Influência dos Potenciais Tubo/Solo

É a diferença de potencial que existe entre uma tubulação enterrada e um eletrodo de referência em contato com o solo (Figura 2). As medições são feitas se utilizando de voltímetros eletrônicos de alta sensibilidade e impedância ligada a um eletrodo de referência Cu/CuSO₄. Valores por volta de -0,5 V significam potencial normal de corrosão para o aço ou ferro fundido. Valores de -0,2 V podem

* Técnico em Eletromecânica pelo IF Fluminense, campus Macaé.
** Técnico em Eletromecânica pelo IF Fluminense, campus Macaé.

significar o potencial de cobre enterrado utilizados em aterramento, entre -0,2 e -0,5 podem significar a presença de corrosão galvânica causada pelo par aço/cobre direta ou indireta com malhas de aterramento, valores maiores que -0,7 V significam que as tubulações estão recebendo uma fonte externa de corrente contínua. Valores positivos ou superiores a -0,2 V significam a ocorrência de corrente de fuga com corrosão eletrolítica grave. Potencias negativos superiores a -0,85 V, a tubulação está protegida catodicamente e livre de corrosão.

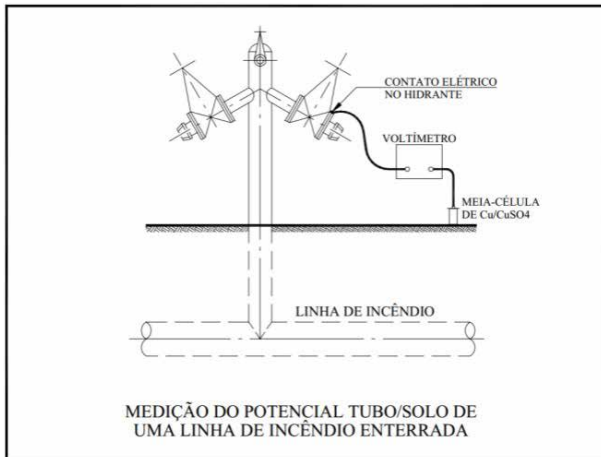


Figura 2 - Medição do potencial tubo/sole
Fonte: Gomes, 2001

Influência do pH

A medição do pH é feita em laboratório utilizando-se de amostras de sole colhidas em diversos locais ao longo da tubulação. Os valores do pH do sole juntamente com os valores de potencial das tubulações possibilitam avaliar se as instalações enterradas estão operando dentro das faixas de corrosão.

Quando o pH for menor que 8 e o potencial negativo for maior que -0,85 V, existe uma situação que haverá a corrosão, quando o pH for maior que 8 e o potencial negativo for maior que -0,85 V a proteção é imperfeita, pode haver corrosão em alguns pontos do duto. Para qualquer valor de pH com potencial mais negativo que -0,85 V, a tubulação estará protegida de corrosões.

Corrosão Interna de Dutos

O uso de um plano de monitoramento de corrosão interna (PMCI) nos equipamentos possibilita maior integridade na operação das instalações, assim como preserva a saúde das pessoas e do meio ambiente. O PMCI gerencia todas as informações sobre taxa de corrosão e essas informações podem ser obtidas através das seguintes avaliações:

corpos de prova de perda de massa e sondas de resistência elétrica instalados no interior do duto. Também são obtidas informações das análises físico-químicas assim como dados operacionais.

Cupons de Corrosão

São colocados em diversos pontos do duto com o objetivo de registrar e avaliar corrosões por meio das seguintes informações:

- A fotografia digital possibilita a análise visual;
- A informação sobre depósito e o que significa estes depósitos;
- Cálculo da corrosão pela massa perdida;
- Análise da eficiência dos inibidores de corrosão.
- Análise físico-química tem como objetivo analisar a corrosibilidade do fluido e tendência de formação de incrustações orgânicas e inorgânicas ao longo do duto.

Esses resultados são avaliados para identificar possíveis problemas nas tubulações. Os cupons de corrosão (corpos de prova) são feitos com o mesmo material da tubulação podendo ter forma retangular ou de disco. O cupom fica exposto ao meio corrosivo durante o período de 3 a 6 meses. Com o microscópio óptico, mede-se a profundidade dos pites (corrosão localizada como a profundidade maior que o diâmetro), calculando, deste modo, a taxa de corrosão (Figura 3).

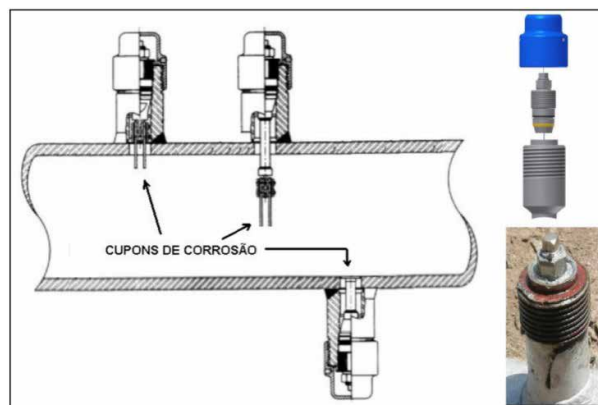


Figura 3 - Instalação do cupom de corrosão
Fonte: Terzi & Mainier, 2008

As informações necessárias para o cálculo da taxa de corrosão nos cupons de perda de massa são: tempo de exposição, massa inicial e massa final.

$$\text{Taxa de corrosão} = K \cdot (\text{minicil} - \text{mfinal})$$

S.t.[]

Onde:

$$\text{Taxa de corrosão} = \text{mm/ano}$$

$$K (\text{constante}) = 8,76 \times 10$$

$m_{inicial} - m_{final} = g$
 S (área total do cupom) = cm²
 ρ (massa específica) = g/cm³
 t (tempo) = h

Sondas de Resistência Elétrica

Medem as taxas de corrosão durante um determinado período, o aumento da resistência elétrica ocorre pela redução da área transversal do condutor elétrico devido à corrosão. Quanto maior o incremento na resistência, maior a corrosão acumulada no período. Este monitoramento é comum em sistemas de gás, entretanto também podem ser utilizados em sistemas de água. A medição da taxa de corrosão é feita através de sondas (probes) de resistência elétrica na saída e na chegada dos dutos rígidos e outras tubulações (Figura 4).

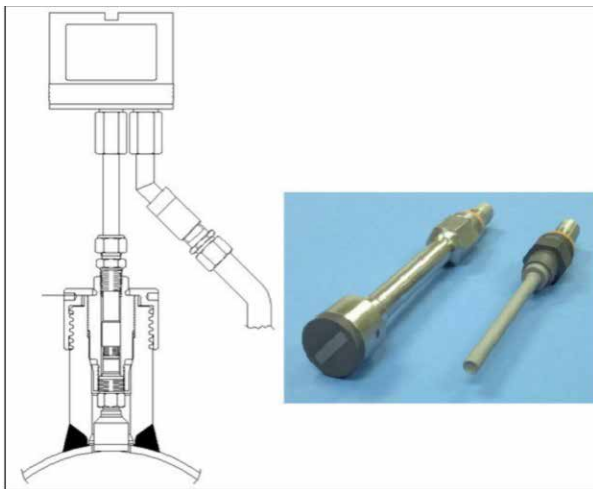


Figura 4 - Sonda de resistência elétrica
 Fonte: Rohrbach Cosasco Systems, 2006

O aumento da resistência elétrica é proporcional à corrosão durante o período de exposição:

$$\text{Resistência} = \frac{\rho \cdot L}{A}$$

Onde:

L = Comprimento

A = Área da seção

ρ = resistência do material

Análise de Fluidos e Resíduos

As análises físico-químicas são ferramentas de identificação diretas ou indiretas dos processos corrosivos. A correção dos fluidos líquidos é avaliada pela medição do pH, BSW, teor de sulfeto, teor de oxigênio livre e concentração de bactérias redutoras de sulfato. Na avaliação dos fluidos gasosos são feitas análises cromatográficas do gás, e determinação da pressão parcial dos

contaminantes (H₂S, CO₂ e O₂) e umidades. Além dessas medições, nos gasodutos onde são injetados inibidores de corrosão, são feitas as seguintes análises químicas: pH, ferro total, residual de inibidores de corrosão e cloreto, além de outras análises químicas que podem ser feitas. Os resíduos são coletados pela passagem de pig de limpeza (dispositivo introduzido no interior dos dutos com a finalidade de fazer uma limpeza dos depósitos aderentes às paredes internas) que, além de fazer a limpeza interna, permitem identificar os produtos de corrosão (TERZI & MAINIER, 2008).

Corrosão Interna de Gasodutos

O gás natural é uma fonte de energia de menor consumo e menores impactos ambientais, por esse motivo, hoje em dia, tem sido muito valorizado.

A corrosão interna em gasoduto é uma preocupação constante devido ao fato de que o gás circula de forma pressurizada, portanto é necessário estabelecimento de metodologias de monitoramento e controle de corrosão interna desses dutos e a caracterização do problema em relação ao pó preto. Comumente são selecionados como ponto de instalação do sistema de monitoramento locais esotéricos de agressividade, priorizando-se locais de maior probabilidade de existência de água. Levasse em conta também dados como pressão, vazão, temperatura e fácil acesso para a construção do equipamento.

O pó preto (Figura 5) é um resíduo sólido de variadas texturas capaz de causar desgaste, podendo também reduzir a eficiência de compressores, além de entupir válvulas, obstruir instrumentos e também reduzir a vazão. Esse material pode ser viscoso como alcatrão ou seco em forma de pó fino. É importante fazer uma análise química do pó preto para determinar sua origem, geralmente são formados por sulfeto de ferro e óxido de ferro, porém possui traços de água, hidrocarbonetos, sais, areia, etc.



Figura 5 - Resíduo e condensado sobre cupom de corrosão retirado do duto X
 Fonte: da Nóbrega et al., 2012

O monitoramento das corrosões internas dos dutos é feito periodicamente com ferramentas do tipo pig, cupões de perda de massa (com a mesma composição da tubulação). O uso de sensores de resistência elétrica é uma forma simples de monitorar o grau de corrosão, pois quanto maior o aumento da resistência elétrica em um intervalo de tempo, maior será a corrosão. Uma das limitações desse método é que não permite verificar um processo corrosivo localizado (DA NÓBREGA et al., 2012).

Conclusão

São conhecidos diversos modos de evitar corrosões, porém para cada tipo existe um método que melhor se aplica. Em geral, os processos de prevenção exigem investimento financeiro e são realizados com as peças ainda em ambiente industrial. Outros meios, como revestimento, são feitos em obra e também garantem a qualidade da peça.

Para o funcionamento do PMCI, é necessária uma boa integração entre os responsáveis pela troca de cupons e sondas, o laboratório de análises de fluidos e resíduos e pela operação das unidades offshore. O atendimento aos prazos dos cronogramas dos planos de troca de cupons e coletas de fluidos e resíduos, assim como toda logística envolvida (vagas de embarque na plataforma, disponibilidade e facilidades operacionais), é fundamental para a confiabilidade das informações obtidas, e, posteriormente, a detecção dos processos corrosivos e recomendações dos relatórios gerados pelo PMCI.

O não atendimento das recomendações preventivas de inspeção, inseridas nos relatórios gerados pelo PMCI, pode comprometer a continuidade do trabalho. Nesse caso, as ações tendem a ser corretivas, ou seja, elas são tomadas apenas após a ocorrência dos eventos, o que pode demandar altos custos de reparos e trocas de equipamentos para unidade operacional, por conseguinte, em casos mais graves, acidentes e danos ao meio ambiente.

Referências

COSASCO - Rohrback Cosasco Systems. Disponível em: <<http://www.cosasco.com>>. Acesso em: 28 set. 2012.

DA NÓBREGA, A. C. V. et al. Estudo de Caso – Corrosão Interna em Dutos Transportadores de Gás Natural. In: Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, 2., 2003, Rio de Janeiro.

Disponível em: <<http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/2/3040.pdf>>. Acesso em: 15 nov. 2012.

GOMES, LUIZ PAULO. Diagnóstico de Corrosão Em Tubulações Enterradas e Tanques Informe Técnico N.º IEC-SPD001-IT-001. 7 p. 2001.

JUSSARA M. S., EDUARDO C., TELMA V., GUTEMBERG S. P. Monitoramento da Corrosão Interna de Dutos e Instalações de Gás Natural - Estado da Arte. In: XXI CONBRASCORR, 21., 2001, São Paulo (SP).

TERZI, RAFAEL; MAINIER, FERNANDO B. Monitoramento da Corrosão Interna em Plataformas Offshore. TECNO-LÓGICA, Santa Cruz do Sul, v. 12, n. 1, p. 14-21, jan./jun. 2008.