INTERCORR2008_290

Copyright 2008, ABRACO
Trabalho apresentado durante o INTERCORR 2008, em Recife/PE, no mês de maio de 2008.
As informações e opiniões contidas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do(s) autor(es).

Plano de Gerenciamento de Integridade de dutos contra corrosão – Avaliação dos mecanismos de corrosão possíveis de ocorrer em dutos.

Alysson H. Bueno[1], José A. C. Ponciano[2]

Abstract

The knowledge of pipeline corrosion processes is the first step to maintain efficient the pipeline corrosion integrity management program, assuring a maintenance plan optimized and predictive. This step is essential to make a basic criterion in order to define the better corrective maintenance action in the corrosion failure. Only with this knowledge it is possible to develop an integrity way of maintenance and inspection data analyses. Therefore, this routine will detect some places susceptibility to each corrosion mechanism that can occur at the pipeline. These places will be indicated to inspection group in order to fix the main failures.

The aim of this work is to present part of the research made by Bueno (BUENO, 2007). Then, the present work will be discussed only the corrosion mechanisms possible to occurs in pipelines. The results about laboratory tests that were used to define the corrosion mechanisms, as well as, the methodology of integrity evaluating of pipeline corrosion are presented in the full work of the author (BUENO, 2007).

Resumo

O conhecimento dos mecanismos de corrosão possíveis de ocorrer em dutos é o primeiro passo para garantir que o gerenciamento de integridade contra corrosão seja eficiente, garantindo assim um plano de manutenção otimizado, eficiente e preditivo. Este passo é essencial para se criar um critério básico para definir a melhor estratégia de ação corretiva na falha, garantindo a confiabilidade estrutural do sistema. Somente com este conhecimento é possível desenvolver uma forma integrada de análise de dados de inspeção e manutenção. E assim prever e detectar possíveis locais suscetíveis a cada mecanismo de corrosão ao longo do duto, estes locais serão indicados para as equipes de inspeção e manutenção para priorização de reparo.

O objetivo deste trabalho é apresentar parte da pesquisa realizada por Bueno (BUENO, 2007). Neste caso, serão discutidos somente os mecanismos de corrosão possíveis de ocorrer em dutos. Os resultados de ensaios de laboratório que foram úteis para caracterização dos mecanismos de corrosão, bem como e a metodologia de análise integrada de dados de inspeção são apresentados no trabalho completo do autor (BUENO, 2007).

Palavras-chave: Dutos, mecanismos de corrosão, integridade estrutural**.**

1 PHD, Engenheiro Mecânico – INTERNATIONAL PAINT/AKZO NOBEL
2 PHD, Engenheiro Metalúrgico – Professor COPPE/UFRJ

Introdução

A corrosão em dutos pode se processar a partir de diferentes mecanismos, sendo que cada um destes apresenta características e parâmetros específicos. Neste caso, cada mecanismo de corrosão deve ser avaliado individualmente, considerando todas as características que influenciam em sua ocorrência. Este ponto é de extrema importância, uma vez que se verifica na literatura, que diversos autores (LEWANDOWSKI, 2002, DEY, 2001, DEY, 2004) que trabalham com gerenciamento de integridade de dutos, cálculos de probabilidade de falha e análise de vida remanescente, consideram todos os processos corrosivos oriundos de um único mecanismo, ou seja, corrosão uniforme. Alguns autores (MINXU *et al.* 2003) até descrevem outros mecanismos de corrosão, como por exemplo corrosão sob tensão e fragilização pelo hidrogênio, porém eles avaliam estes mecanismos somente pela forma da área corroída. Desta forma, estes autores também desconsideram parâmetros específicos que influenciam na ocorrência de cada mecanismo.

Desenvolvimento

O código ASME B31.G (ASME B31.G, 1991) avalia a integridade estrutural e vida remanescente do duto com base na forma da área corroída. Apesar do código descrever somente alguns mecanismos de corrosão, na análise final desconsidera os fatores que levaram à ocorrência deste processo corrosivo, dirigindo a análise unicamente para uma curva de resistência, que considera somente o tamanho, profundidade e formato da área corroída. A análise fica restrita a identificar os defeitos mais críticos, desconsiderando as causas que conduziram à sua ocorrência, assim como outros tipos de defeitos como o trincamento.

Uma vez que cada mecanismo de corrosão apresenta taxa de corrosão diferente, estes não podem ser avaliados todos da mesma forma, ou seja, somente pela área corroída. Dependendo de vários fatores, um mecanismo pode evoluir mais rapidamente que o outro. Neste caso, se a análise das duas falhas for conduzida pelo mecanismo que a gerou, o operador poderá priorizar o reparo do defeito ocasionado pelo mecanismo mais agressivo.

Na figura 2 é proposta uma árvore de falhas relacionando todos os mecanismos de falhas possíveis de ocorrer em dutos. Os significados das simbologias utilizadas nesta árvore de falha estão descritos na figura 1 (LAFRAIA, 2001).

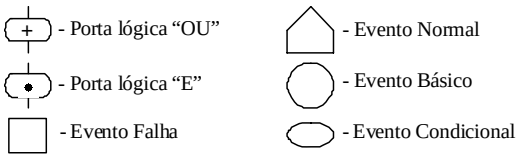


Figura 1: Simbologia da árvore de falha (LAFRAIA, 2001).

Esta árvore de falhas descreve as ameaças de falhas que um duto pode sofrer a partir de diferentes mecanismos de corrosão, mas não as classifica de acordo com sua periculosidade e probabilidade de ocorrência. Assim sendo, as avaliações deste trabalho ficarão restritas às análises qualitativas, uma vez que foi verificada na bibliografia uma lacuna com relação ao conhecimento de todos os mecanismos de corrosão que podem agir em dutos.

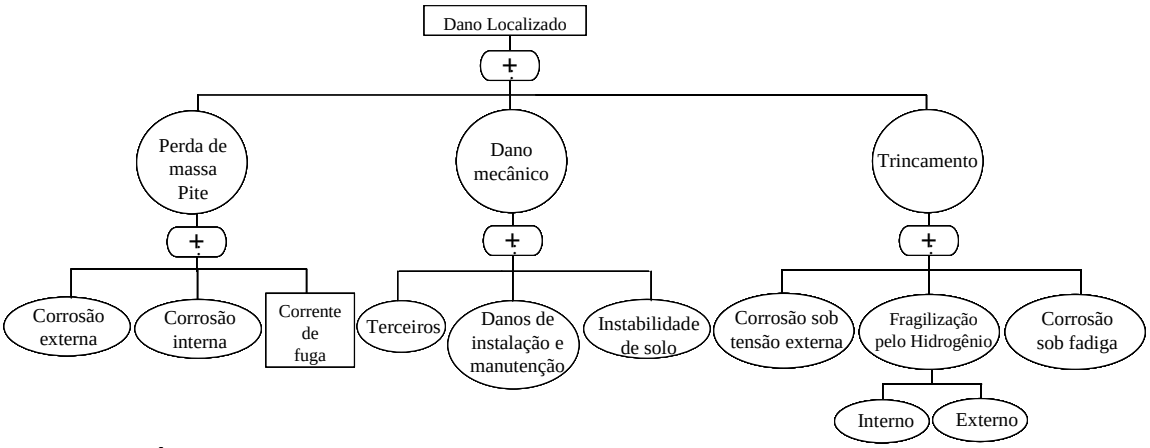
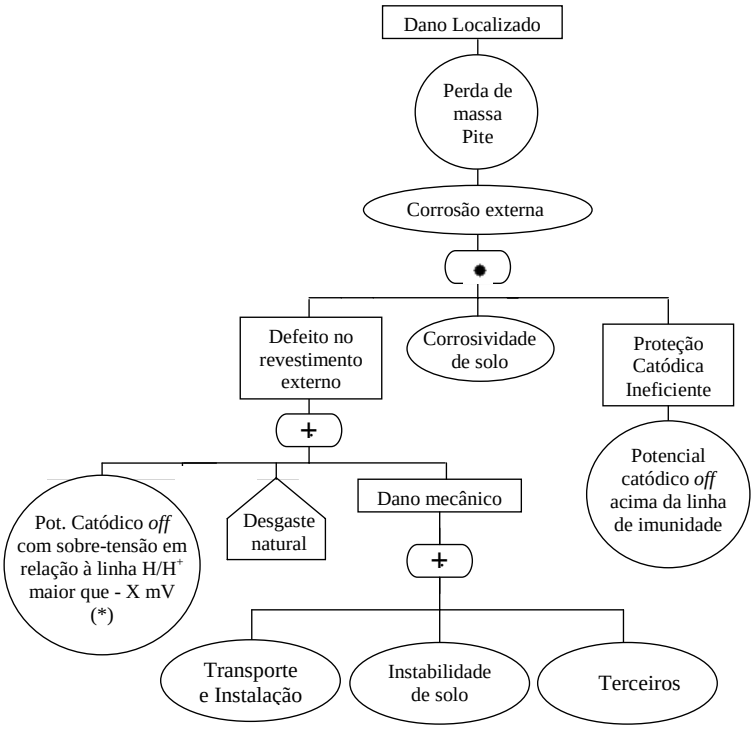


Figura 2: Árvore de falhas geral proposta para análise de processos de danos em dutos.

Um dano localizado, considerado um evento falha, pode ser originado a partir de diferentes modos de falha, tal como corrosão generalizada, corrosão por pites, dano puramente mecânico e trincamento. Todos estes modos de falha são classificados como evento básico da falha, que é dano localizado. Sendo assim, cada um dos eventos básicos (modo de falha) poderá se processar a partir de diferentes mecanismos de corrosão, que por sua vez cada um destes tem parâmetros e características especificas para a sua ocorrência. A seguir serão discutidos cada um destes mecanismos e os fatores que estão associados à sua ocorrência. Estes fatores foram baseados em ensaios prévios de laboratório. No presente trabalho não serão discutidos estes ensaios, os mesmos estão contidos na referência de Bueno (BUENO, 2007).

CORROSÃO EXTERNA

As técnicas empregadas em dutos para prevenção contra a corrosão são revestimento e sistema de proteção catódica. A incidência de corrosão externa ocorre quando estes dois sistemas de proteção apresentam falhas em seu funcionamento, sendo agravada em função da agressividade do solo. Assim, pela análise da figura 3, a incidência de corrosão externa em dutos será um evento condicional porque é função da ocorrência simultânea destes três eventos. Sendo eles:



(*) Este Potencial deve ser determinado pelas características do solo e revestimento.

Figura 3: Árvore de falha para o mecanismo de corrosão externa em dutos.

1. Defeito no revestimento externo: Considerado um evento falha porque está associado às descontinuidades do revestimento. A falha no revestimento é a primeira etapa para ocorrência de corrosão, ou seja, no local da falha ocorrerá o contato entre o solo e a superfície do metal. Contudo, o processo de corrosão só terá início se o sistema de proteção catódica não estiver funcionando corretamente.

2. Proteção catódica ineficiente: Segundo Pourbaix (POURBAIX, 1963) um metal não deve sofrer corrosão se estiver dentro do regime de imunidade pelo digrama E vs pH de equilíbrio eletroquímico para o sistema Fe/H_2O a 25°C. Sendo assim, este evento também é considerado um evento falha, uma vez que um duto poderá sofrer corrosão caso tenha um SPC deficiente. O sistema de proteção catódica será considerado ineficiente caso o potencial catódico *off* esteja acima da linha de imunidade, segundo o diagrama proposto por Pourbaix. A norma ISO 15589-1 (ISO 15589-1, 2003) apresenta os critérios necessários para um sistema de proteção catódica em dutos. Bueno (BUENO, 2007) apresenta uma análise crítica dos crítérios de proteção propostos por esta norma.

3. Corrosividade do solo: Este é considerado um evento condicional, ou seja, devido às falhas nos sistemas de proteção, a velocidade do processo de corrosão será função das condições locais do solo e de sua agressividade. Sendo assim, o nível de corrosividade do solo deve ser considerado como um fator importante na suscetibilidade de corrosão externa em dutos. Bueno (BUENO, 2007) relata que solos com mesma resistividade, porém com concentrações diferentes de cloreto, apresentaram densidades de correntes diferentes em ensaios de polarização. Sendo assim, ele propõe que a avaliação da corrosividade de solos seja feita através dos índices de Trabanelli e Trabanelli modificado, que consideram a avaliação de diversos parâmetros fisico químicos que podem afetar sua agressividade e não somente a resistividade.

O revestimento externo é a principal técnica de proteção contra a corrosão. Se este apresentar boas condições de aderência e baixa densidade de defeitos, isolará o aço do solo. Caso ocorram falhas no revestimento, ocasionando o contato do metal com o solo, será necessário avaliar o perfil de proteção catódica, Deve-se considerar todo o tempo sem proteção eficiente, bem como o nível de corrosividade do solo ao longo do duto. Através da análise integrada destes dados será possível prever locais mais suscetíveis à ocorrência de corrosão externa ao longo do duto, e com isto será possível adotar medidas corretivas para evitar que ocorra a corrosão. Estas medidas corretivas seriam a correção do sistema de proteção catódica e reabilitação do revestimento.

CORROSÃO INTERNA

A corrosão interna também é um mecanismo que pode gerar o modo de falha corrosão generalizada ou corrosão por pite. Este mecanismo apresenta diferentes variáveis que dependem do tipo fluido transportado (gás, óleo e minérios). Neste caso, pode ocorrer corrosão uniforme, corrosão por pite ou corrosão/erosão. Este é também considerado um evento condicional porque depende da ocorrência de diferentes eventos. As figuras 4 e 5 apresentam as árvores de falhas propostas para os mecanismos de corrosão interna em oleodutos/minerodutos/gasodutos de transporte de gás úmido e gasodutos de transporte de gás seco, respectivamente. Gases secos são aqueles que sofreram tratamentos para redução de umidade.

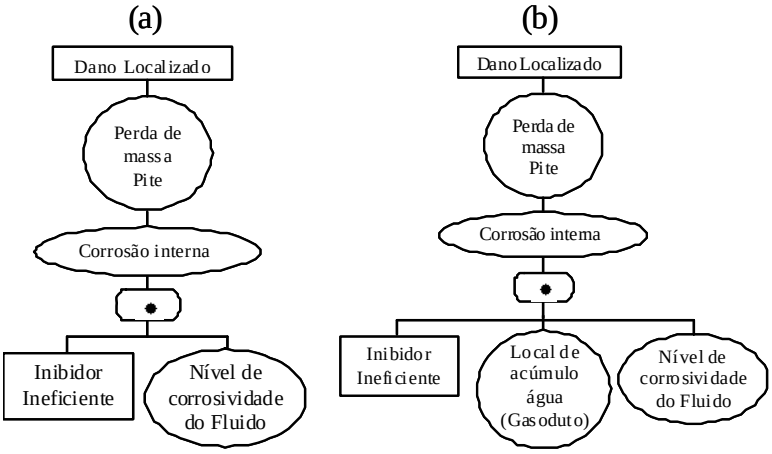


Figura 4: (a) Árvore de falha para o mecanismo de corrosão interna em oleodutos, minerodutos e gasodutos que transportem gás úmido. (b) Árvore de falha para o mecanismo de corrosão interna em gasodutos que transportem gás seco.

Como apresentada na figura 4a, a incidência de corrosão interna em oleodutos, minerodutos e gasodutos de gás úmido estarão vinculadas à ocorrência simultânea de dois eventos. A ineficiência do inibidor é considerada como um evento falha porque o inibidor não está desempenhando corretamente sua função de proteção. A corrosão interna poderá ocorrer em qualquer trecho do oleoduto/mineroduto/ gasoduto de gás úmido, uma vez que a umidade do fluido será praticamente a mesma em todo o duto.

O nível de corrosividade do fluido transportado é classificado como um evento condicional porque está condicionado ao tipo de fluido transportado. O documento ASME B31-8S (ASME B31-8S, 2001) relata que é necessário avaliar particularmente os níveis de sulfeto de hidrogênio, dióxido de carbono, oxigênio, cloreto e água livre para avaliar o nível de corrosividade do fluido transportado. Vários autores (PEZZI *et al*., 2004, CARTER e KENNY, 2002) relatam que as variáveis relacionadas com a agressividade do fluido, além das já citadas, são teores de CO_2, H_2S, enxofre, ácidos orgânicos, óxidos, presença de bactérias e pH.

A incidência de corrosão interna em gasodutos de transporte de gás seco ocorre de forma diferenciada do que em oleodutos/minerodutos/gasodutos de gás úmido (figura 4b). A norma NACE (NACE RP0775, 1999) relata que a corrosão interna não ocorre em toda a extensão do gasoduto de transporte de gás seco. Esta ocorrerá preferencialmente nos locais de acúmulo de água, ou seja, nos locais mais rebaixados do gasoduto. Nestes locais, o acúmulo de água poderá ocorrer se a inclinação do duto for maior que o ângulo crítico de condensação do gás. Mckay (MCKAY, 2003) relata que um dos grandes desafios para avaliar a incidência de corrosão interna em gasodutos é determinar estas mudanças de inclinação ao longo do duto.

Neste caso, o processo de dissolução em gasodutos de transporte de gás seco estará associado a três eventos simultaneamente. São considerados também os dois eventos relativos aos oleodutos/minerodutos (ineficiência do inibidor e nível de corrosividade do fluido transportado). Bem como o evento relativo aos locais de acúmulo de água ao longo do duto. Este será considerado um evento básico porque está relacionado a locais específicos do duto, ou seja, estes locais nunca serão alterados.

CORRENTE DE INTERFERÊNCIA

O mecanismo de corrente de interferência ou corrente de fuga é considerado um evento falha de acordo com a figura 2. Esta pode ocorrer quando o sistema de proteção catódica não está sendo capaz de drenar todas estas fontes de correntes. As avaliações de seu monitoramento e incidência estão descritas na norma ISO 15 589-1 (ISO 15 589-1, 2003).

CORROSÃO SOB TENSÃO EXTERNA (CST)

O mecanismo de corrosão sob tensão está relacionado com o modo de falha trincamento (figura 2). Este mecanismo também é considerado um evento condicional porque existem vários fatores que influenciam na sua incidência. A CST enquadra-se dentro da categoria *Environmentally Assisted Cracking* (ASM Metals Handbook, 2003), sua incidência ocorre na forma de trincamento do metal. Neste caso, o duto, sem proteção contra corrosão, deve estar exposto ao meio corrosivo e submetido a tensões residuais ou aplicadas. A figura 6 apresenta a árvore de falha proposta para o mecanismo de corrosão sob tensão externa em dutos.

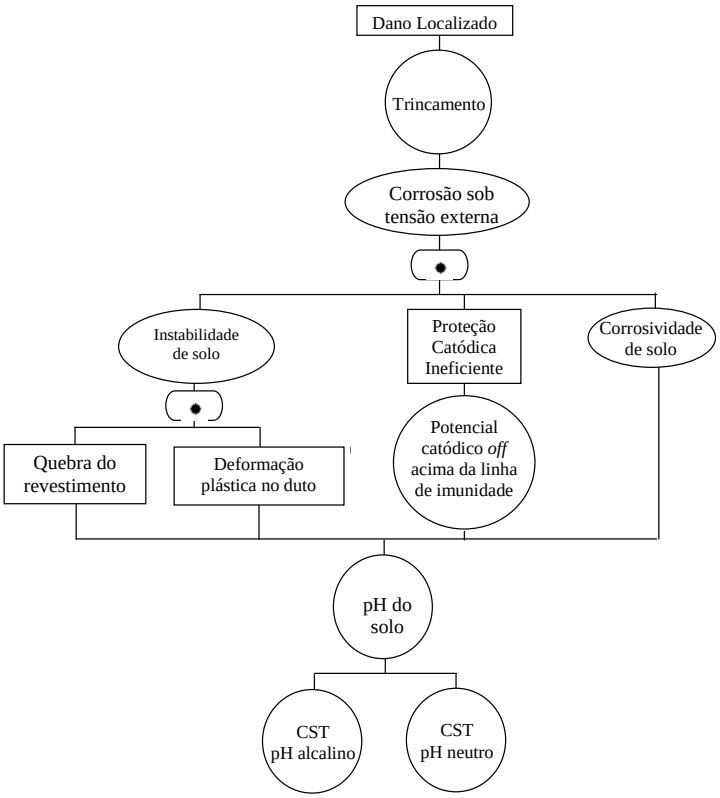


Figura 6: Árvore de falha para o mecanismo de corrosão sob tensão externa em dutos.

O processo de CST externa é função de três eventos simultâneos. O evento instabilidade de solo é considerado um evento condicional, ou seja, está condicionado aos locais, ao longo do duto, onde o solo apresenta instabilidade. Esta movimentação do solo pode causar a quebra do revestimento e uma deformação plástica no duto, sendo ambos considerados eventos falha. Com o rompimento do revestimento o solo entra em contato com o aço.

Após o contato do solo com o metal, o processo de corrosão se inicia pelo mesmo mecanismo descrito para a corrosão externa, ou seja, a corrosão só ocorrerá se o SPC estiver deficiente e será agravado pelo nível de corrosividade do solo. Neste caso, sem a proteção catódica atuando ocorrerá o processo de dissolução ativa do aço. Contudo, devido o duto estar submetido a tensões mecânicas causadas pela movimentação de solo. Este processo de dissolução pode se transformar em micro-trincas que coalescem e podem levar à fratura do duto.

Com o início do processo corrosivo, a CST externa poderá assumir dois mecanismos diferentes. Estes mecanismos estarão associados ao pH do solo, ou seja, o duto pode sofre CST em pH alcalino ou CST em pH próximo do neutro (PARKINS *et. al.*, 1994).

Este mecanismo de degradação considera todos os eventos avaliados para a incidência de corrosão externa (falha no revestimento, proteção catódica ineficiente e corrosividade de solo), sendo que neste caso as tensões impostas no duto são o principal parâmetro que diferencia os dois mecanismos. De modo geral, os dutos sofrem três modos de tensões, sendo elas:

- Tensão de trabalho: Esta tensão é ocasionada pela pressão do fluido nas paredes do duto, é a maior componente de tensão exercida na parede do duto em solos estáveis. Os dutos são fabricados com um limite de escoamento de no mínimo 30%

acima da tensão máxima especificada por norma, definindo um fator de segurança para a pressão interna que continuamente varia e flutua. Em linhas de gás a tensão de serviço é afetada pela velocidade com que o gás é injetado no sistema e velocidade de saída. Em linhas com líquidos ela é afetada pelo turbilhonamento e bombeamento do líquido (NATIONAL ENERGY BOARD, 1996). Portanto, quando se analisa a variação da pressão interna em dutos é importante considerar a pressão de operação máxima aplicada, intervalos de flutuação (máximo e mínimo) e velocidade de mudança da pressão.

- Tensões residuais: Estas tensões são criadas quando a superfície de um metal é laminada. Esta tensão também é criada na produção do duto, ou seja, nas regiões próximas a juntas soldadas. A tensão residual pode elevar as tensões em áreas localizadas, proporcionando o início da CST.
- Tensões externas mecânicas: A ocorrência de instabilidade de solo é o principal agente causador deste tipo de tensão no duto. Este problema ocorre quando o duto atravessa regiões de solo instável. Neste caso, devido a ocorrência de uma movimentação de solo excessiva, o duto irá se movimentar podendo causar uma deformação plástica no metal e a quebra do revestimento. Com isto, devido uma proteção catódica ineficiente e a esta tensão imposta, o processo corrosivo se inicia e se transforma em micro-trincas. Outras fontes também podem causar uma tensão mecânica no duto, como por exemplo, danos mecânicos. Contudo, a incidência deste tipo de dano é muito baixa em relação aos efeitos de instabilidade de solo. É importante monitorar a movimentação do solo em locais onde o duto se encontra em solo instável. A norma API PUBL 1156 (API PUBL 1156 1997-11-00, 1999) determina as ações a serem tomadas para o monitoramento de locais com instabilidade de solo.

Bueno (BUENO, 2007) observou em enaiso de tração BTD que se o metal sem proteção contra corrosão sofrer uma deformação plástica, o processo natural de corrosão pode causar a formação de pites. Como o metal está submetido a uma tensão provocada pela deformação dinâmica, este pite pode se transformar em micro-trincas que reduzem a ductilidade do metal. Comprovando as afirmações de vários autores (SOUZA, 2002, ASM METALS HANDBOOK, 2003) que associam a ocorrência de CST em dutos a uma deformação plástica no metal.

Com base nesta análise pode-se afirmar que, caso ocorra uma tensão suficiente para causar uma deformação plástica no duto e a quebra do revestimento, o mecanismo de CST poderá ser evitado com um sistema de proteção catódica eficiente. Porém é importante que o sistema de proteção catódica esteja funcionando corretamente (BUENO, 2007). Caso contrário, o duto pode estar suscetível à ocorrência de outro tipo de trincamento, chamado de fragilização pelo hidrogênio.

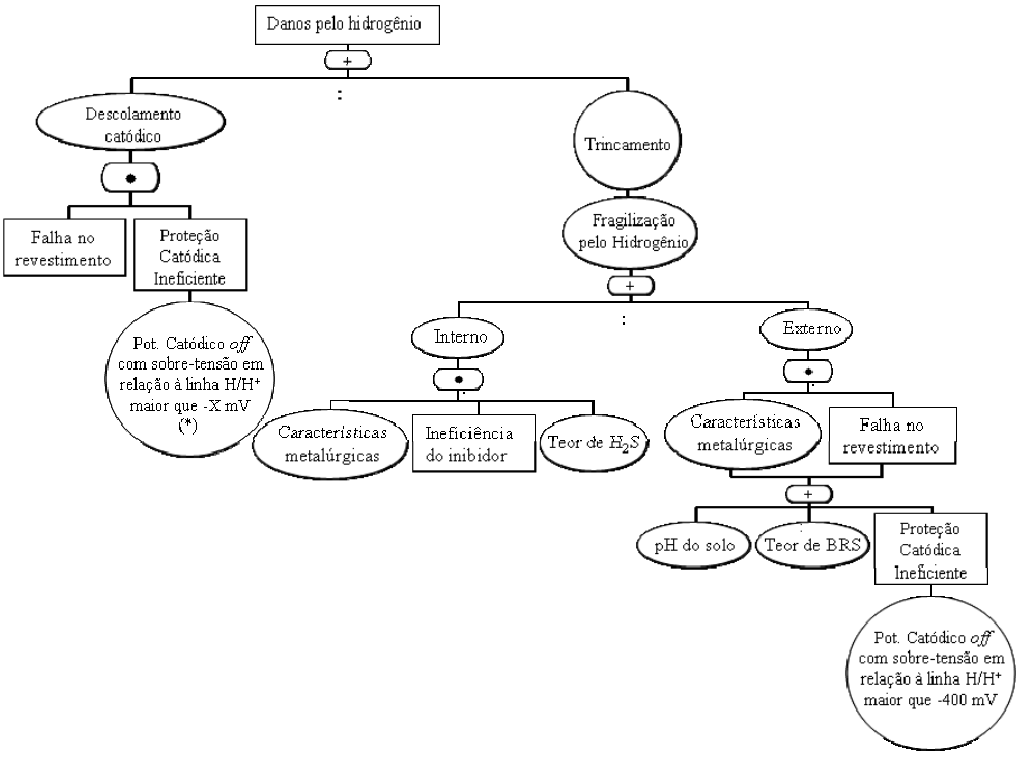
DANOS PELO HIDROGÊNIO

As falhas relacionadas a danos pelo hidrogênio também podem ser enquadradas na categoria *Environmentally Assisted Cracking.* Contudo, é importante considerar que as falhas relacionadas por danos pelo hidrogênio não podem ser analisadas da mesma forma que se avalia as falhas por CST. Cada mecanismo ocorre de uma forma específica e diferente, ou seja, parâmetros importantes que são imprescindíveis para um mecanismo podem não ter nenhuma influência sobre o outro.

A figura 7 apresenta a árvore de falhas proposta para o modo de falha danos pelo hidrogênio em dutos. Esta ameaça pode causar dois tipos de falhas. A primeira, descolamento catódico do revestimento, é considerada um evento condicional e sua

ocorrência está associada à locais ao longo do duto com falhas no revestimento e imposição de potencias *off* excessivamente catódicos (FREITAS e NEWMAM, 2004). O outro modo de falha é o trincamento do metal. Este evento básico é gerado por outro evento condicional chamado fragilização pelo hidrogênio, que pode ser externo [PARKINS, 1994, BUENO, 2004, ASM METALS HANDBOOK, 2003, NATIONAL ENERGY BOARD, 1996, etc) e interno (ASM METALS HANDBOOK, 2003). Esta ameaça de falha é considerada um evento condicional porque sua ocorrência está vinculada à diferentes eventos subseqüentes.

Os mecanismos de descolamento catódico e trincamento externo ocorrem devido à mesma causa, ou seja, um sistema de proteção catódica que esteja imprimindo potenciais *off* excessivamente catódicos no duto. Critérios propostos pela Norma ISO 15589-1 (ISO 15589-1) referentes ao sistema de proteção catódica são discutidos e reformulados por Bueno (BUENO, 2007). Segundo Pourbaix (POURBAIX, 1963), quando o aço está protegido da corrosão também está abaixo da linha de equilíbrio H/H^+, nestas condições a redução do hidrogênio se torna termodinamicamente espontânea.



(*) Este Potencial deve ser determinado pelas características do solo e revestimento.

Figura 7: Árvore de falha para o mecanismo de danos pelo hidrogênio em dutos.

Quando o sistema de proteção catódica está atuando em um duto, devido o potencial catódico *off* aplicado, ocorrerá espontaneamente a redução do hidrogênio na superfície do metal onde se tem falhas no revestimento. Neste caso, ocasionando a alcalinização do solo que está em contato com a superfície do metal. Isto explica o pH do solo medido *"in situ"* na interface duto/solo que apresenta geralmente um valor acima de 9,0 (BUENO, 2007).

Este aumento de OH^- é decorrente dos H^+ presentes na interface metal/solução que se reduzem para gás hidrogênio (H_2) e parte para hidrogênio atômico adsorvido ($H_{0\text{-}ADS}$). Neste caso, é este hidrogênio atômico adsorvido que causa os danos pelo hidrogênio no duto. É importante considerar que todo duto que está sob um sistema de proteção

catódica, poderá sofrer efeitos de danos pelo hidrogênio dependendo do potencial catódico *off* imposto (ASM METALS HANDBOOK, 2003).

Embora os mecanismos de descolamento catódico e trincamento externo ocorram devido à imposição do sistema de proteção catódica. Cada mecanismo apresenta certas particularidades no seu desenvolvimento. Sendo assim, a análise de cada mecanismo deve ser feita separadamente.

O mecanismo de trincamento externo, causado pelo efeito de fragilização pelo hidrogênio (FH), não é considerado como ameaça de falha pelo código ASME B31.8S (ASME B31.8S – 2001). O código considera como ameaça ao trincamento somente o efeito de CST. Contudo, é importante ressaltar que os resultados obtidos por Bueno (BUENO, 2007) mostram que o efeito do trincamento por fragilização pelo hidrogênio pode ser mais agressivo e danoso para o metal, se comparados com o efeito do trincamento causado por CST.

O mecanismo de fragilização pelo hidrogênio na superfície externa do duto é considerado um evento condicional (figura 7). Neste caso, sua incidência é inicialmente dependente da ocorrência de dois eventos. Primeiramente deve-se ocorrer a quebra do revestimento, que é considerado um evento falha. Bueno (BUNEO, 2007) relata que as características metalúrgicas seriam um evento condicional, uma vez que influenciam na suscetibilidade à FH.

Após a ocorrência da quebra do revestimento, o processo de redução do íon H^+ na superfície do metal poderá ser função de três eventos (figura 7). Dois eventos são condicionais ao tipo de solo onde o duto está enterrado, sendo o pH do solo e teor de Bactérias Redutoras de Sulfato. O terceiro evento é considerado um evento falha porque ocorre devido a falha na imposição dos potenciais catódicos *off*, ou seja, a imposição de potenciais *off* excessivamente catódicos Os resultados apresentados por Bueno constataram que este é o principal evento que causa a redução do íon H^+ na superfície do metal.

Antes de ocorrer o processo de trincamento induzido pelo hidrogênio é necessário que ocorra a difusão deste hidrogênio atômico para o interior do metal. Bueno (BUENO, 2007) comprovou em ensaios de permeação pelo hidrogênio que os aços da classe API 5L X60 e X80 são suscetíveis à permeação pelo hidrogênio quando submetidos à polarização catódica. Ambos os metais apresentaram um fluxo máximo de permeação de hidrogênio com a imposição do potencial de 700 mV abaixo do potencial de corrosão. Contudo, foi verificado que a 300 mV abaixo do potencial de corrosão, ambos os aços já apresentaram densidades de corrente de permeação consideráveis.

Nestas condições, considerando que o efeito da resistividade é suprimido no extrato aquoso do solo. Pode-se inferir que a sobre-tensão de -406 mV entre o potencial catódico *off* e a linha H/H^+ do diagrama de pourbaix já é suficiente para causar permeação pelo hidrogênio nos locais onde haja falhas e porosidades no revestimento.

A norma ISO 15589-1 (ISO 15 589-1, 2003), referente à proteção catódica, relata que o potencial catódico máximo aplicado em duto deve ser –1200 mV ($Cu/CuSO_4$). Porém a norma não define se esse potencial é *on* ou *off*. Contudo, este potencial é relacionado somente a falhas de descolamento do revestimento, não se mencionando a permeação pelo hidrogênio no aço. Porém, como descrito no parágrafo anterior, 300 mV abaixo do potencial de corrosão já foi suficiente para causar difusão do hidrogênio no metal. Neste caso, um projeto de sistema de proteção catódica também deve considerar este mecanismo.

É importante considerar que locais do duto que estão próximos dos retificadores podem estar submetidos a potenciais *on* extremamente catódicos, ou seja, muito mais negativo que -1200 mV ($Cu/CuSO_4$). Trabalhos técnicos realizados pela equipe da COPPE (Ponciano e Bueno 2006) comprovam que, próximos dos retificadores, os potenciais catódicos *on* podem atingir –14 V ($Cu/CuSO_4$).

Gabeta *et. al*. (GABETA *et. al*, 2001) relatam em seu trabalho que tensões impostas dentro do regime elástico do material juntamente com um meio com hidrogênio já são capazes de causar trincamento. Este trincamento dentro do regime elástico foi comprovado por Bueno (BUENO, 2007), referente aos ensaios com carga constante. Nestes ensaios, o aço API X60 apresentou relaxação da tensão aplicada após a imposição do potencial de 300 mV abaixo do potencial de corrosão. Esta relaxação da tensão ocorreu devido o trincamento provocado pelo efeito da fragilização pelo hidrogênio.

Com base nas análises destes resultados, fica claro que os aços aqui avaliados podem ser suscetíveis à fragilização pelo hidrogênio quando exigidos dentro do regime elástico, que são as condições usuais a que os dutos estão submetidos. Neste caso, pode-se inferir que se uma seção de um duto estiver submetido a tensões em torno de 90% do limite de escoamento, e se nestes pontos o potencial catódico *off* estiver com sobre-tensão com a linha H/H^+ maior que – 400 mV, este pontos podem ser suscetíveis ao trincamento por fragilização pelo hidrogênio.

Nestas condições, o mecanismo de fragilização pelo hidrogênio externo é caracterizado pela ocorrência de trincamento devido à exposição a um meio hidrogenante, podendo ocorrer sob tensões impostas abaixo do limite de escoamento do aço. O trincamento será dependente da quantidade de hidrogênio adsorvido na superfície externa do aço, da tensão imposta ou tensão residual, do tratamento térmico e da microestrutura.

Parkins (PARKINS *et. al.*, 1994) relata, por meio de ensaios experimentais, que a incidência de CST em dutos ocorre através de dois mecanismos, CST em pH neutro e CST em pH alcalino. Vários autores (SOUZA, 2002, NATIONAL ENERGY BOARD, 1996, etc) avaliam falhas reais de trincamento em dutos considerando as características destes mecanismos, o que pode ser uma avaliação imprecisa, pois os autores avaliam somente o potencial de proteção catódica atual na falha, e não o perfil de proteção catódica ao longo do tempo. O potencial poderia estar acima da linha de imunidade, provavelmente devido uma falha no SPC. Contudo, este potencial pode ter passado por períodos longos sob imposição de um potencial *off* excessivamente catódico, o que poderia causar um acúmulo de hidrogênio dentro do metal.

O mecanismo de descolamento catódico é considerado um evento condicional, ou seja, sua ocorrência está condicionada à imposição de potenciais excessivamente catódicos e locais com falhas e porosidade no revestimento ao longo do duto, ambos considerados evento falha.

Freitas e Newmam (FREITAS e NEWMAM, 2004) relatam que o mecanismo de descolamento catódico ocorre devido o efeito da redução do oxigênio e do hidrogênio na superfície do metal. Neste caso, devido a essa redução ocorre a formação de hidroxila, ocasionando a alcanilização da superfície metal/solo e o descolamento catódico.

O mecanismo de trincamento interno é descrito por (THOMAS *et al.*, 2002), a sua ocorrência está relacionada com a tensão imposta e com os teores de H_2S presentes no fluido transportado. O autor relata que o H_2S funciona como um agente catalisador, ou seja, o H_2S presente na solução se dissocia, o ânion HS^- age como um envenenador catalítico da reação de recombinação dos átomos de hidrogênio. Deste modo, o hidrogênio atômico não sofre recombinação e, conseqüentemente, não se forma o gás hidrogênio (H_2),

favorecendo assim o aumento da concentração de hidrogênio atômico adsorvido na superfície do metal.

Outro tipo de trincamento que os aços podem estar submetidos é o trincamento de fadiga sob corrosão. Clifford *et. al* (CLIFFORD *et. al*, 2006) relatam que o trincamento por este mecanismo ocorre devido o efeito combinado de tensões cíclicas e um meio corrosivo. Os mesmos fatores mecânicos que controlam a fadiga também controlam a fadiga por corrosão, ou seja, as tensões cíclicas podem ser originadas por flutuações de pressão sendo mais intensa próximos aos compressores, bem como por variações na temperatura. Contudo, neste trabalho não foram avaliadas as condições de carregamento dinâmico, que causam fadiga sob corrosão.

CORROSÃO BACTERIOLÓGICA

O efeito da corrosão bacteriológica em geral é acoplado aos índices de avaliação de corrosividade de solos (MAGALHÃES, 2002), chamado de índice de Trabanelli modificado. Contudo, a análise da corrosão bacteriológica deve ser conduzida com critérios, ou seja, os locais ao longo do duto que for detectado solos com altos teores de bactérias, devem ser monitorados com maior precaução.

Este tipo de corrosão está relacionado com as bactérias presentes no solo e é resultado da ação de microorganismos dos ciclos do ferro e enxofre. Nestes grupos, merecem destaques as bactérias redutoras de sulfato (BRS), que sob condições anaeróbicas, atuam reduzindo o sulfato a H_2S, o que propicia a fragilização pelo hidrogênio e formação do produto de corrosão característico como FeS (sulfeto de ferro). Outras bactérias que merecem atenção são as bactérias oxidantes de enxofre e ferro, que oxidam compostos reduzidos de enxofre a ácido sulfúrico, o que abaixa o pH do solo, agindo diretamente sobre o metal do duto.

Análise final

É importante considerar que os mecanismos de corrosão descritos podem atuar de forma conjunta ou isolada, dependendo das condições específicas encontradas no local da falha. A ação conjunta de vários mecanismos se torna mais danosa que a ação de um único mecanismo.

Embora possa ocorrer a ação de diferentes mecanismos conjuntamente, cada um atua de forma diferente no duto, apresentando fatores e características específicas para sua ocorrência. Portanto, é necessário que a avaliação de integridade contra corrosão em dutos seja feita levando em consideração também o mecanismo que gerou a falha, e não somente o formato da área corroída, como avaliado pelo código ASME (ASME B31.8S – 2001). Assim sendo, os pontos de perda de massa no duto devem ser avaliados pela curva de resistência (ASME B31.G, 1991) juntamente com o mecanismo que o causou. Desta forma, será possível detectar os pontos ao longo do duto que são suscetíveis a cada mecanismo de degradação. É importante destacar que a curva de resistência não avalia falhas do tipo trincamento. Estas falhas devem ser avaliadas através de mecânica da fratura (ASM METALS HANDBOOK, 2003). São requeridos também recursos especiais de inspeção para detecção destes tipos de falha.

Com base na descrição dos mecanismos de corrosão descritos anteriormente. Se o operador do duto avaliar as falhas juntamente com o mecanismo que a gerou, ele terá informações necessárias para priorizar os pontos mais críticos. Veja o exemplo. Considere a curva de resistência apresentada na figura 9. Esta curva foi obtida em trabalhos técnicos (BUENO, 2007):

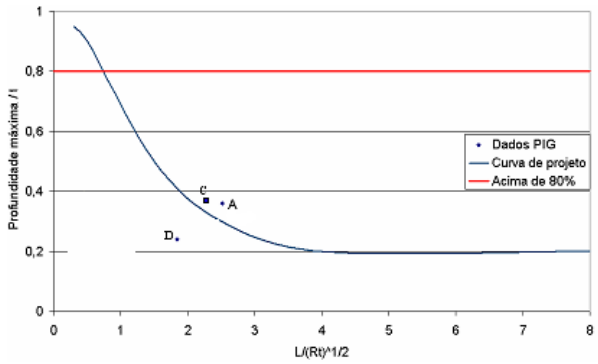


Figura 9: Curva de resistência de dados de inspeção por PIG instrumentado (BUENO, 2007).

Ambos os defeitos A, B e C devem ser reparados, porém os três só poderão ser reparados separadamente e em tempos diferentes. Neste caso, o operador deve definir qual dos defeitos deva ser reparado primeiramente. Se ele não avaliou o mecanismo que causou estas falhas ele não saberá qual delas é mais crítica à segurança e integridade do duto. Sendo assim, não terá parâmetros para priorizar o serviço de manutenção. No entanto, se avaliarmos o mecanismo de degradação que causou estas falhas, será possível priorizar a ação de manutenção.

Com base nestes conceitos apresentados, Bueno (BUENO, 2007) propõe uma metodologia que abrange e combate de forma concisa todos estes mecanismos de degradação, bem como define ao longo do duto os locais mais suscetíveis a cada mecanismo de corrosão. Na segunda parte da metodologia, o autor apresenta uma sequência lógica de análises de dados de inspeção e manutenção.

Nesta etapa é apresentada uma metodologia para análise integrada de dados de inspeção em dutos. O objetivo desta metodologia é apresentar uma forma lógica e integrada de avaliar os dados de inspeção e proteção contra por corrosão. Desta forma, será possível garantir a integridade estrutural do duto contra possíveis ameaças de falha por processos corrosivos.

Esta metodologia de análise utiliza como base os mecanismos de falha por corrosão, descritos neste trabalho, bem como análises das técnicas de proteção contra corrosão, sendo elas sistema de proteção catódica e revestimento, bem como nas técnicas de inspeção DCVG e PIG instrumentados. A integridade do duto contra as ameaças de corrosão deve ser monitorada em rotinas de inspeção, que devem monitorar a integridade do revestimento, a eficácia do sistema de proteção catódica e detectar perdas de massa ocorrida pelo processo de corrosão.

As avaliações da integridade do revestimento podem ser feitas por diversas técnicas. Nesta metodologia foi adotada como referência a técnica DCVG. Pode-se escolher qualquer técnica para inspecionar o revestimento, desde que se garanta a detecção de todos os defeitos relevantes presentes no revestimento.

A inspeção da perda de massa no duto deve ser feita através de corridas de pigs instrumentados. Contudo, é importante lembrar que cada tipo de defeito necessita de um Pig específico para sua detecção.

Estas técnicas de inspeção já são amplamente aplicadas por operadores de dutos. Contudo, um aspécto relevante é definir como estes dados de inspeção e manutenção devam ser avaliados. Em muitos casos as equipes de manutenção e inspeção de dutos analisam os dados de cada tipo de inspeção de forma individual, ou seja, não relacionam as falhas ocorridas com os mecanismos de corrosão que as geraram. Nestas condições, a

equipe de inspeção e manutenção fica restrita em realizar serviços de reabilitação do revestimento, adequação do sistema de proteção catódica e substituição dos trechos corroídos. Quando as avaliações são conduzidas desta forma, não é possível detectar as causas das falhas tanto no revestimento quanto na perda de massa do duto, uma vez que não é possível detectar qual mecanismo que causou a falha e adotar uma abordagem preventiva no que se refere às ações de manutenção.

A metodologia apresentada por Bueno (BUENO, 2007) tem como objetivo definir um procedimento simples para avaliar dados de inspeção. Com base nos conhecimento dos mecanismos de corrosão, será possível identificar o mecanismo que causou a falha, bem como prever os locais ao longo do duto mais suscetíveis à ocorrência de cada tipo de falha ocasionada por processos de corrosão. Desta forma, como cada mecanismo de falha apresenta características específicas para sua ocorrência, a equipe de inspeção será capaz de executar uma rotina de inspeção e manutenção otimizada e direcionada para cada trecho do duto, uma vez que terá conhecimento dos trechos mais críticos ao longo do duto em relação a cada mecanismo de falha. O operador será capaz de prever e executar a manutenção apropriada para esta ameaça de falha. Desta forma, o operador começará a trabalhar com uma manutenção em caráter mais preditivo.

Antes de iniciar o processo de avaliação de integridade, o operador deve fazer análises preliminares do duto.

- Caracterização do aço utilizado no duto - Esta etapa é importante para verificar se o aço está em conformidade com a norma API 5L (API 5L, 2000), verificar sua composição química, bem como analisar as inclusões presentes no metal. (Item 5.2.1).
- Avaliar a corrosividade dos solos ao longo do duto.
- Monitorar a instabilidade do solo – Detectar pontos críticos de tensionamento ao longo do duto, estes dados serão essenciais para detectar locais suscetíveis ao mecanismo de corrosão sob tensão.
- Avaliar possíveis fontes de correntes de interferência.

Após as análises anteriores, o operador deve iniciar o processo de análise integrada dos dados de inspeção. A figura 10 apresenta o fluxograma do processo para análise integrada.

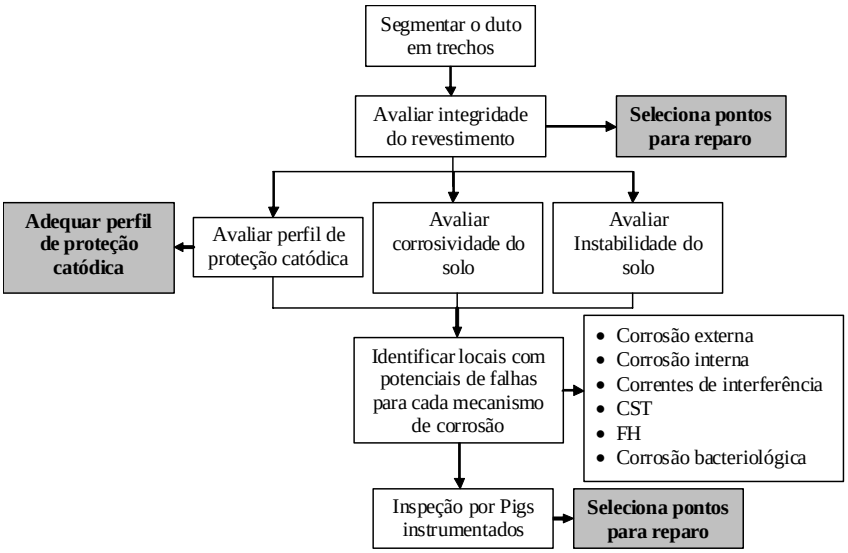


Figura 10: Fluxograma da metodologia de avaliação de integridade em relação a processos de corrosão em dutos.

A metodologia de análise é baseada na execução de 4 passos em seqüência, que são as seguintes:

Passo 1 - Avaliar a integridade do revestimento;
Passo 2 - Otimizar o sistema de proteção catódica;
Passo 3 - Definir ao longo do duto os locais críticos para a incidência de cada mecanismo de degradação por corrosão.
Passo 4 - Verificação de resultados de inspeção por PIGs instrumentados.

A descrição completa e detalhada desta metodologia de análise integrada de dados de inspeção é proposta pelo autor na tese de doutorado (BUENO, 2007). Onde é apresentado um plano completo para gerenciamento da integridade estrutural de dutos contra corrosão.

Conclusões

1. Através do trabalho foi possível desenvolver diversas árvores de falha para cada mecanismo de corrosão que pode afetar um duto. Estas descrições servirão de base para se entender como cada mecanismo está atuando sobre a estrutura. As diferentes árvores de falha concebidas permitem definir os mecanismos de geração de defeitos detectados na terceira fase de execução da analise integrada. Com isto é possível atuar de forma preditiva eliminando-se as causas que levaram a incidência de um dano por corrosão ou evitar a sua propagação.

2. A metodologia proposta (BUENO, 2007) permite analisar de forma lógica e integrada as informações de sistemas de proteção contra corrosão e dados de inspeção e manutenção. A primeira etapa preconiza a avaliação de integridade do revestimento, a ser realizada na fase de início de operação do sistema. A segunda etapa consiste na otimização do sistema de proteção catódica. Para isso são propostos conceitos com relação aos critérios de proteção catódica baseados nos resultados de experimentos realizados e de informações coletadas na literatura. A terceira e última etapa engloba a análise de dados de inspeção para detecção de defeitos no metal. Esta metodologia aplicada continuamente permitirá consolidar bancos de dados mais consistentes.

Referências bibliográficas

API PUBL 1156 1997-11-00, 1999, “Effects of smooth and rock dents on liquid petroleum pipelines (fase II), first edition,

ASM Metals Handbook, 2003, “Corrosion: Fundamentals, Testing and Protection”, in: Metals Handbook, v.13, ASM International.

BUENO, A H. S, CASTRO, B. B., PONCIANO, J. A C G., 2004 “Laboratory evaluation of soil stress corrosion cracking and hydrogen embrittlement of API grade steels”, in: *International pipeline conference 2004*, Canada, Calgary, N° IPC04-0284, outubro.

BUENO, A H. S., 2007, *“Avaliação integrada de mecanismos de falha por corrosão em dutos”*, tese de Dsc, COPPE/UFRJ, Brasil, agosto.

CARTER, C., KENNY, J.P., 2002 “Cost effective pipeline risk based inspection”, in: *www.safan.com*, technology overcoming problems, dezembro.

CLIFFORD *et. al*, 2006, “Interpretation external corrosion on underground pipelines”, in: *IPC – International Pipeline Conference 2006*, Paper nº: 10176, Calgary, Canada.

DEY, P. K., 2001 “A Risk-based model for inspection and maintenance of cross-country petroleum pipeline”, *Journal of quality in maintenance engineering*, v. 7, No. 1, pp. 25-41.

DEY, P. K., OGUNLANA, S. O. AND NAKSUKSAKUL, S., 2004, “Risk-based maintenance model for offshore oil and gas pipelines: a case study”, *Journal of quality in maintenance engineering*, v. 10, No. 3, pp. 169-183.

DOCUMENTO ASME B31.8S-2001, 2001, “Managing system integrity of gás pipelines”. ASME Code For Pressure Piping, B31. *ASME – The American Society of Mechanical Engineers*, New York.

DOCUMENTO ASME B31G-1991, 1991, “Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines – A supplement to ASME B31 code for pressure piping”, *ASME – The American Society of Mechanical Engineers*, New York.

FREITAS, D. S., NEWMAM, R. C., 2004, “Estudo interfacial do descolamento catódico em revestimentos orgânicos através de medidas eletroquímicas”, in: *24° Conbrascorr 2004*, n° 076_04, Rio de Janeiro.

GABETA, G., *et al*., 2001, “Strain rate induced stress corrosion cracking in buried pipelines”. *British Corrosion Journal*, v. 36, n. 1.

LAFRAIA, J. R. B., 2001, *“Manual de confiabilidade, mantenabilidade e disponibilidade”*. Rio de Janeiro, Editora Qualitymark, Petrobrás.

LEWANDOWSKI, D., 2002, “Gas pipelines corrosion data analysis and related topics”, *Master thesis*, Delft University of technology, The Netherlands.

MAGALHÃES, F. C. M., BAPTISTA, W., PENNA, M. O., *et al.*, 2002, “Critérios para Avaliação da Corrosividade de Solos por Bactérias Redutoras de Sulfato”, In: *6° COTEQ*, Salvador BH.

MCKAY J.S., BIAGIOTTI S.F., HENDREN, E.S., 2003 “The challenges of implementing the internal corrosion direct assessment method”, in: *Proceedings of the Corrosion 2003*, paper n° 03185.

MINXU, L., XINWEI, Z, JINHENG AND L, ZHENQUAN, B., 2003, “In-service oil and gas pipeline safety assessment practice and progress in China”, in: *Proceedings of the Corrosion 2003*, paper n° 03152.

NACE STANDARD RP0775-99, 1999 “Standard recommended practice – Preparation, Installation, Analysis, and interpretation of corrosion coupons in oilfield operations”, Nace – The National Association of Corrosion Engineers, Texas.

NATIONAL ENERGY BOARD, report of the inquiry, 1996, “ Stress Corrosion Cracking on Canadian Oil Gas Pipelines”.

NORMA ISO 15589-1, 2003, “Petroleum and natural gas industries – Cathodic protection of pipelines transportation system”, *Part:* 1, On-land pipelines, Published in Switzerland.

PARKINS, R. N., BLANCHARD, W. K. AND DELANTY, B. S., 1994 “Transgranular Stress Corrosion Cracking of High-Pressure Pipelines in Contact With Solutions of Near Neutral pH”. *Corrosion,* v. 50, n. 5, pp. 394 – 408, Maio.

PEZZI, M., CARVALHO, J.F. A. A, GLOVEN, M., 2004, “Challenges in the development of a risk management system for natural gas and hazardous liquid pipelines”, In: *International Pipeline Conference 2004,* Calgary, Canada N° IPC04-0411, outubro.

THOMAS, S. M. J. J., PRAGER, L.H., VOERMANS, C. V. M., *et al.*, 2002, “Deterministic pipeline integrity assessment to optimize corrosion control and reduce cost”, *in: Proceedings of the Corrosion 2002,* paper n° 02075.