
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).

Uma abordagem moderna à avaliação de sistemas de Proteção catódica em Tubulações Offshore

Autor: Jim Britton – Presidente & C.E.O. Deepwater Corrosion Services, Houston, TX.

Tradução e atualização: Emílio Lana, Msc, PMP, Gerente de Projetos Deepwater do Brasil

Abstract

With a significant percentage of the offshore pipeline infrastructure exceeding its original design life the need for life extension is on the increase. These pipelines will need improved surveillance in order to evaluate the optimum time to repair (retrofit) and to ensure integrity through the extended life cycle. Deepwater leads the industry in innovation in offshore corrosion integrity management and has, for over 5 years, been working on improvements to current technology to compensate their shortcomings, improve their accuracy and repeatability, standardize procedures and above all provide significant cost benefit.

Read on to see how to get your offshore pipeline integrity risks under control, and reduce the budget required.

Keywords: corrosion, offshore pipeline, cathodic protection survey, cp probes.

Resumo

Com grande parte das tubulações offshore chegando ao término do prazo de vida útil, para os quais foram originalmente projetadas, a necessidade de monitoramento regular e projetos de extensão de vida útil é uma demanda crescente. Estas tubulações necessitarão de métodos de inspeção melhorados para avaliar o momento ideal de reparo (revitalização) para garantir a integridade destes ativos ao longo do período de vida estendido. A Deepwater lidera a indústria de inovações em corrosão offshore e gerenciamento de integridade de ativos offshore e tem, por mais de 5 anos, trabalhado em melhorias aplicadas às tecnologias atuais para compensar suas deficiências, melhorar a sua precisão e repetitividade, padronizar procedimentos e, acima de tudo, fornecer o benefício significativo em redução do custo.

Leia mais para ver como manter seus riscos de integridade de tubulações offshore sob controle e reduzir o orçamento necessário para estas atividades.

Palavras Chave: corrosão, tubulações offshore, sondas de inspeção de proteção catódica.

Introdução

Atualmente, os sistemas de proteção catódica de tubulações offshore são mais comumente avaliados através do método de avaliação por três eletrodos como demonstrado na figura 1. Este método pretende fornecer “intervalos aproximados” de potencial eletroquímico ao longo das tubulações e tem sido o método mais utilizado desde o início dos anos 80.

Os três eletrodos são, tipicamente, chamados de “contato” (close), “campo” (field) e “remoto” (remote). O método consiste em realizar contatos regulares com a tubulação e estabelecer o potencial “remoto” da tubulação em vários pontos, isto é, normalmente feito através do contato com um bracelete de anodos e medindo os seguintes valores:

V1 – O potencial de “contato” (close), entre a ponteira e o eletrodo de “contato” (close)

V2 – O potencial “remoto” (remote), entre a ponteira e o eletrodo “remoto” (remote)

V3 – O “campo” (field) ou gradiente de campo elétrico medido entre o eletrodo de “contato” (close) e o eletrodo de “campo” (field), localizado na mesma sonda (probe), normalmente, com afastamento de 20 a 30 cm entre os dois.

V4 – A “Variação Remota” (remote variation) medida entre o eletrodo de “contato” (close) e o eletrodo “remoto” (remote), este valor deve ser igual ao potencial “remoto” menos o potencial de “contato” (close).

Equipado com isto, o ROV pode, então, seguir ao longo da tubulação medindo apenas V3 e V4 e, enquanto o eletrodo de “contato” (close) permanecer próximo à tubulação, o potencial pode ser estimado ajustando-se a última medição por “contato” (close) e adicionando a “variação de leitura” (variation Reading). Isto pode ser feito até o próximo ponto de calibração por contato quando a variação no potencial “remoto” (remote) será corrigido e os dados ajustados para refletir esta variação.

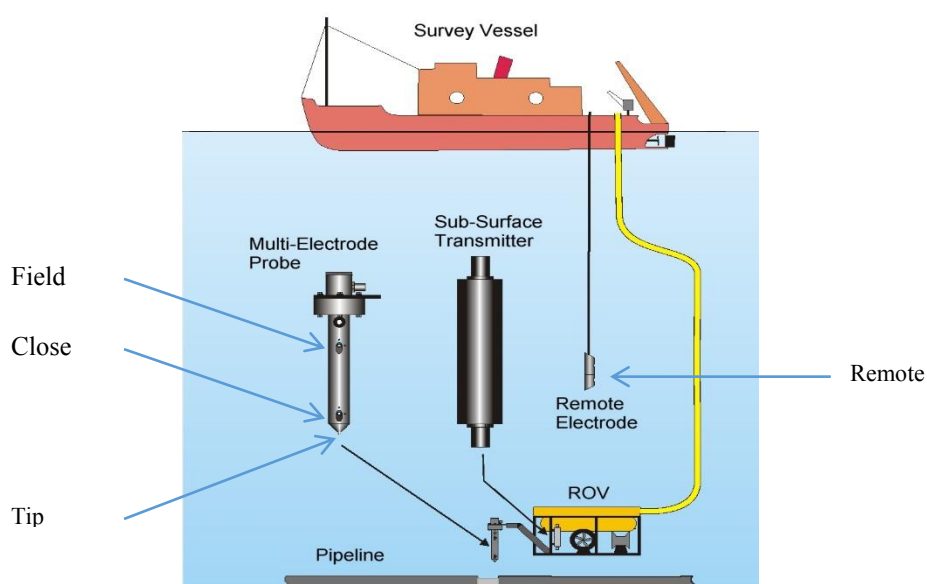


Figura 1 – O método de inspeção por três eletrodos (Cortesia Subspecction Ltd)

Então o que há de errado com este método?

1. O eletrodo de “contato” (close) precisa ser mantido muito próximo à tubulação durante a inspeção, idealmente, a 50 mm. Se esta distância não é mantida o valor da variação de leitura remota é diminuída ao ponto de imprecisão inaceitável.
2. Isto é muito difícil de ser feito, principalmente, ao longo de toda a seção da tubulação que se encontra enterrada em profundidades que podem variar de 1 a 5 metros.
3. Para tentar manter o eletrodo na posição aceitável é necessário, então, equipar o ROV com rodas que possam garantir um “deslize” regular ao longo da tubulação ou tentar “voar” sobre a linha a uma altura ideal fixa (muito difícil de fazer). Em ambos os casos, o ROV precisa reduzir a uma velocidade de inspeção inferior a 01 Knot ou em torno de 0.3 a 0.5 Metros/Segundo. Isto significa que o custo da inspeção é, desnecessariamente, escalonado na tentativa de avaliar a “verdadeira” condição da tubulação.
4. Contatos de calibração são necessários em intervalos (frequentemente, são especificados 5 Km), se isto não for feito, então, o intervalo (close interval) está sendo comparado a um número inválido. Como estas calibrações são muito difíceis de serem obtidas em tubulações enterradas, as mesmas são, frequentemente, ignoradas, tornando os levantamentos inúteis para fins de avaliação de integridade.
5. Todas as medições de potenciais “reais” são normalmente feitas em braceletes de anodos, então, obviamente os potenciais são muito negativos e NÃO representam o real potencial eletroquímico da tubulação, também é muito raro que a calibração real seja obtida de maneira regular, diretamente por contato com o catodo, ou seja, com o metal da tubulação, pois, estas são normalmente revestidas.
6. Como os dados são gerados por computador, não existe uma avaliação em tempo real disponível e, a elaboração de relatórios pós-projeto, representa alto custo e muito tempo de espera.

Agora existe uma maneira muito melhor de realizar estas medições.

Metodologia

A estratégia melhorada é uma modificação do método tradicional para aplicação em tubulações. Com o objetivo de se observar a elegância da nova estratégia é, primeiramente necessário, recuar e revisitar a estratégica básica para controle de corrosão externa em tubulações offshore. Esta é uma estratégia global que não varia nas diferentes áreas offshore internacionais e tem sido a mesma desde a instalação das primeiras tubulações offshore no final dos anos 40. O Sistema de controle de corrosão em mais de 99.5% das tubulações offshore consistem em dois elementos sinérgicos:

1. **Um sistema de revestimento:** Esta é a barreira primária contra a corrosão, normalmente, de natureza orgânica e projetada para prover uma barreira dielétrica que protege a tubulação do contato direto com a água do mar e do ambiente do leito marinho. Estes revestimentos são, normalmente, aplicados durante a fase de fabricação dos tubos e submetidos a altos níveis de garantia e controle de qualidade, sendo estes projetados para cobrir até 100% do tubo de aço, se possível. Para que as tubulações offshore possam ser construídas é necessário o uso de juntas de campo (field joints) para unir seções da tubulação através de soldas feitas no momento da instalação. A parte dos tubos - sobre a qual serão aplicadas as soldas - durante o processo de preparação para lançamento, é deixada sem revestimento durante o processo de fabricação e são fornecidas com um revestimento compatível para que a “field joint” cubra a parte de aço exposta no tubo antes do seu lançamento ao mar.
2. **Um sistema de proteção catódica:** Este Sistema é projetado para proteger apenas as áreas onde houver defeitos no revestimento da tubulação. Este é um ponto chave. O sistema de Proteção Catódica (CP) pode consistir em braceletes de anodos - conectados à tubulação em intervalos regulares - ou pode haver discretos sistemas de suportes de anodos (anode sleds) ou a seção da tubulação, em questão, pode ser curta o suficiente para que a proteção catódica seja aplicada nas extremidades. Em todos os casos, o sistema irá funcionar da mesma maneira, protegendo defeitos ou deteriorações do sistema de revestimento que irá expor mais aço desprotegido ao meio corrosivo (água do mar). É, por esta razão, que as normas de fabricação recomendam “fatores de degradação de revestimento” (coating breakdown factors) como percentual de perda de cobertura versus tempo.

Agora que entendemos a função para a qual o Sistema de proteção catódica foi projetada, vamos levar isto em consideração para avaliar a consistência da avaliação do sistema de proteção catódica através de rotinas de monitoramento; vamos testar se o sistema de proteção

catódica tem a capacidade de proteger um sistema de revestimento em degradação. Uma maneira de fazer isto seria remover uma parte do revestimento e verificar se o Sistema conseguiu proteger aquela área abaixo do revestimento. Claro que isto seria anti-produtivo.

Mas nós podemos criar um defeito não crítico para fazer esta verificação:

Instalar um “cupom” na parte externa do tubo e estabelecer uma conexão elétrica deste com a tubulação abaixo do revestimento. Este cupom, então, simularia um defeito no revestimento e seria utilizado para testar o sistema de proteção catódica. Se o sistema de Proteção Catódica puder, facilmente, polarizar este defeito, nós saberemos, então, que não existem outros defeitos de revestimentos nas proximidades que não estão protegidos igual e satisfatoriamente. Além disto, este cupom - se corretamente projetado - poderia permanecer no local e servir de pontos de testes e verificações para inspeções futuras e nos proporcionar o contato direto desejado com a tubulação (catodo). No entanto, uma vez polarizado, este defeito se comportaria como qualquer outro defeito no revestimento da tubulação protegida, mas, ainda representaria o pior cenário possível e refletiria também outras mudanças no equilíbrio do sistema de proteção catódica da tubulação em uma área maior.

Foi perguntado a nós se seria aconselhável adicionar estes defeitos a uma tubulação e se estes defeitos contribuiriam para um desgaste prematuro do sistema de Proteção Catódica.

Abaixo uma análise crítica:

Área de uma tubulação de 12” de diâmetro e 10 Kms de comprimento	=	Área da superfície	1017 M ²
Assumindo que cada junta de campo tem 10 cm ² não revestidos	=	820 juntas x 100	0.82M ² = 0.08% não revestidos
Nosso cupom de teste de catodos possui 100 cm ² sem revestimento	=	0.01 M ²	9.8 x 10 ⁻⁶ % sem revestimento

Estima-se que esta área demandaria 600 microamps, 0.6 mA de corrente de proteção (isto seria em torno de 0.5% da corrente disponível, a partir de um único bracelete de anodos), isto poderia, dificilmente, ser considerado um dreno no sistema, mas, o fato de ser um defeito recentemente instalado, ainda nos fornece as informações críticas das quais precisamos.

Os cupons estão demonstrados a seguir:

- Figura 2: Cupom para tubulações deitadas no leito marinho.
- Figura 3: Cupom para tubulações enterradas no leito marinho.



- Fig.2 Cupom de inspeção RetroClamp – para tubulações deitadas no leito marinho

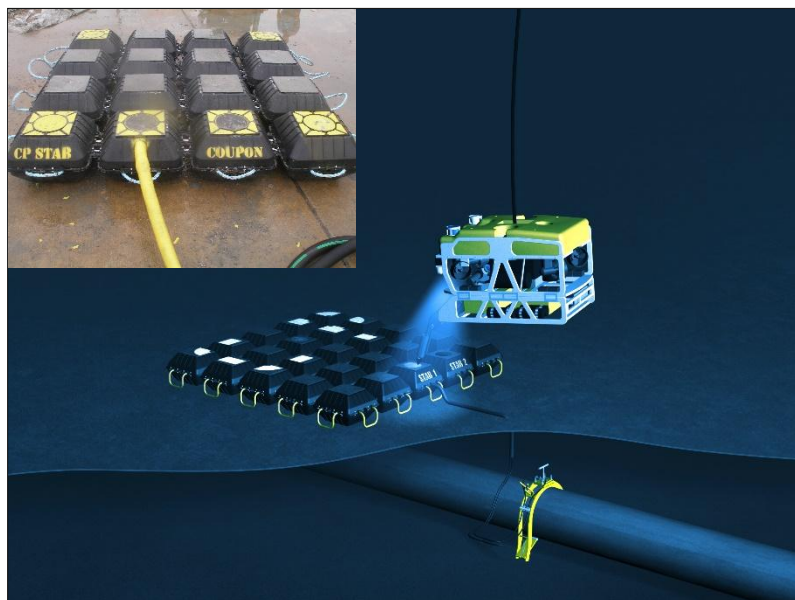


Fig. 3 Clamp and StabMat for Buried Pipelines

O uso destas tecnologias de verificação permitirá que as tubulações offshore sejam inspecionadas - com precisão e, repetitivamente, com uma única leitura em intervalos de até 10 km - por isto, o tempo de inspeção será, significativamente, reduzido enquanto a qualidade

e a praticidade das inspeções serão, drasticamente, melhoradas. Se o ROV apenas se aproximar da tubulação, em intervalos de 10 km, a inspeção pode ser realizada de um ponto mais alto em relação ao leito marinho e, as velocidades de inspeção podem, então, ser elevadas entre 3 ou 4 Knots (1.5 ou 2.0 Metros/segundo). Em termos reais, isto significa que a inspeção de uma tubulação de 50 Km - que demoraria entre 6 e 7 dias – pode, agora, ser realizada em apenas 2 ou 3 dias.

Estratégia de Inspeção melhorada.

O novo método de inspeção do Sistema de Proteção Catódica apresenta as seguintes melhorias em relação aos métodos anteriores:

1. Redundância de dados - o novo Sistema usa - assim como todos os equipamentos da Deepwater - Sistema duplo de medição redundante que proporciona um sistema de calibração em tempo real.
2. Como forma de redundância estendida, os valores reais medidos são demonstrados em formato analógico no próprio ROV (Figura 4) antes de serem digitalizados e enviados para o dispositivo de coleta e armazenamento de dados na superfície. Estes recursos adicionam 100% de verificação de dados em tempo real e isto era algo não disponível no mercado até então.





Figura 4 - Visores de dados analógicos no ROV – Calibração em tempo real e redundância de medições.

3. O software básico de captura de dados (figura 5) é fornecido com o equipamento é, extremamente, amigável ao usuário e pode ser utilizado por computadores com Windows. E pode ser colocado em operação pelo próprio usuário em apenas 15 minutos.

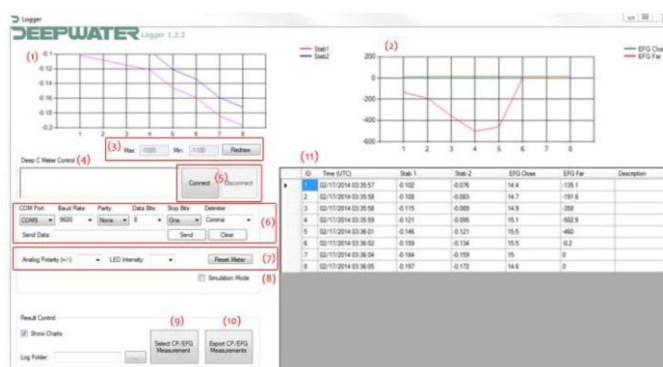


Figura 5 – Data logging Software

4. O equipamento pode usar energia do ROV ou ser equipado com bateria submarina. Esta configuração dá a opção de operar o Sistema sem nenhuma interface com o umbilical do ROV. Para inspeções de locais específicos, esta alternativa pode eliminar custos de tempo de conexão e, em todas as alternativas, oferece uma metodologia de verificação que pode eliminar “offshore downtime” em caso de erro na transferência de dados.

5. Nesta nova configuração, a sonda de inspeção do Gradiente de campo elétrico (EFG – electric field gradient) e a sonda primária para medição de potencial eletroquímico por contato, novamente, proporciona redundância de medições (Fig. 6). O equipamento é fornecido com um dispositivo de testes rápidos para verificar o correto funcionamento e diagnosticar problemas.

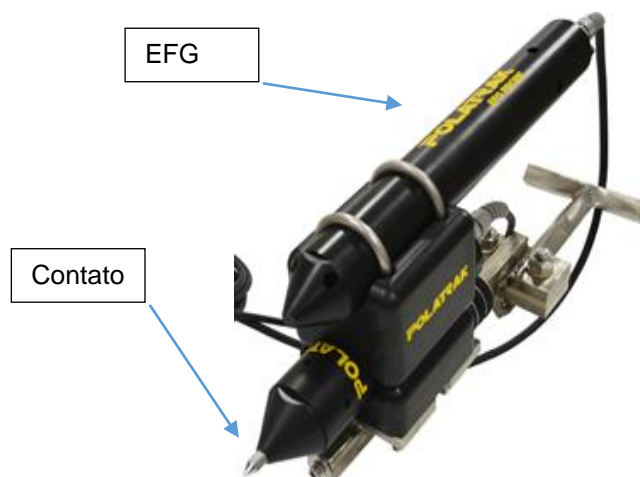


Figura 6. Unidade de medição por contato e sonda de medição de gradiente de campo (opcional).

Resultados e discussão

A metodologia atual requer longo tempo para elaboração de relatórios e, em vários casos, os erros são óbvios, mas, frequentemente, é muito tarde para fazer algo pois a frente de trabalho já foi desmobilizada. Nós avaliamos dados originados por inspeções por 3-Eletrodos realizados em milhares de quilômetros de dutos por uma grande e variada gama de usuários finais, nós percebemos vários erros e discrepâncias e nenhum dos relatórios que, nos foi apresentado, continha correlação de anomalias identificadas com imagens demonstrando aquela anomalia.

Ficando clara a necessidade de melhoria neste método, assim, há alguns anos, nós embarcamos no desenvolvimento de um Sistema de inspeção em tempo real e o chamamos de RUSS.

RUSS - Real Time Inspection System.

1. Relatórios são gerados offshore em tempo real e podem ser emitidos diariamente;
2. Cada evento de inspeção é armazenado com registros visuais, dados analógicos e digitais são facilmente visualizáveis e reconhecíveis (Figura 7);

3. O software padrão fornecido com nossos equipamentos de medição é compatível com o RUSS.
4. O software é compatível com VisualSoft[®], Sistema mais utilizado em inspeção de anodos [®]Product from Forum Energy Technologies

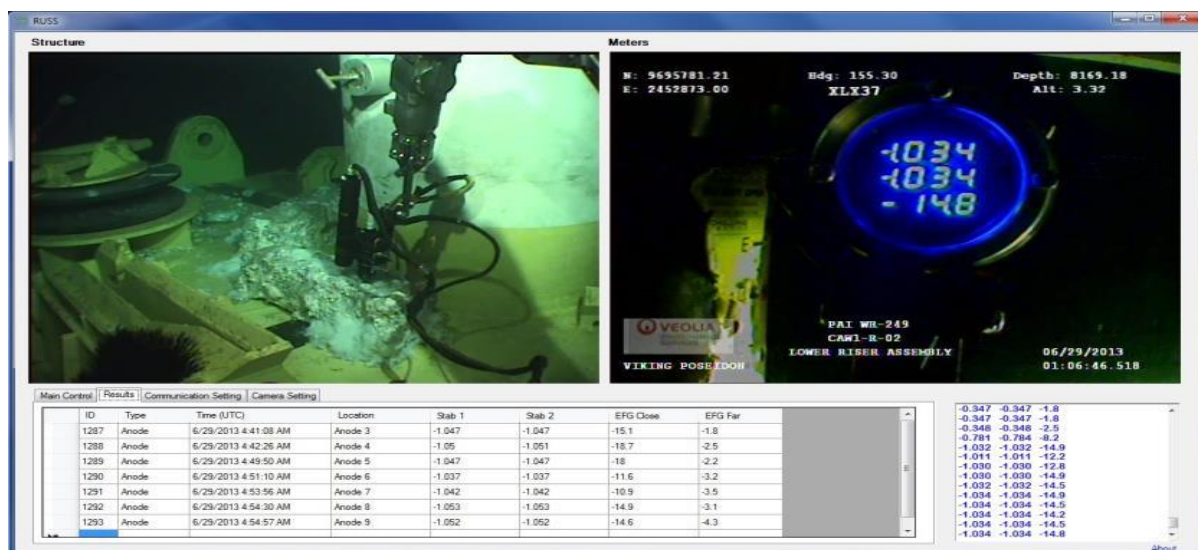


Fig. 7 – Evento de inspeção através do RUSS – TL (registro visual de inspeção) TR (exibição de dados analógicos 2 x potencial por contato + EFG + informação de status do ROV pelo overlay) BL (registro de evento e compilação de dados) BR (transmissão de dados digitais de A-D última linha deve ser compatível com dados analógicos a bordo)

Com este nível de informação a integridade dos dados é garantida em 100% e este simples registro, gerado em tempo real serão a base do relatório final.

Conclusões

Os procedimentos descritos, anteriormente, descrevem métodos para avaliação do sistema de proteção catódica em tubulações offshore que estão disponíveis, proporcionando redução de custos imediata e aumentando a confiabilidade dos dados obtidos através dos métodos de inspeção tradicionais. Nós dispomos, ainda, de uma série de outros refinamentos que serão publicados, em breve, complementando, ainda mais, os procedimentos propostos. Conforme nós adquirimos mais “quilometragem de instrumentação”, nós iremos coletar dados adicionais importantes que irão facilitar um maior número de modelagens e simulações numéricas que poderão ser aplicadas com segurança para dar suporte ao processo de avaliação e gerenciamento da integridade dos ativos offshore.

Referências bibliográficas

Technical Paper:

A Modern Approach to Offshore Pipeline CP System Evaluation

Jim Britton – President & C.E.O. Deepwater Corrosion Services Inc.

<http://stoprust.com/>

* * *

* * *