

## SISTEMA DE MONITORAMENTO DA CORROSAO INTERNA DE DUTOS: TENDENCIAS, ACERTOS E INCERTEZA

*Gutemberg de Souza Pimenta  
Marcelo Araujo*

### **Resumo**

Este trabalho tem como objetivo apresentar os problemas operacionais e técnicos encontrados na implantação do sistema intrusivo de monitoramento da corrosão interna nos dutos da Petrobras, como também apresentar outras técnicas de monitoramento da corrosão não intrusivas que estão sendo recomendadas como substituição aos provadores de corrosão. Serão mostradas todas as exigências da norma interna a Petrobras no que se refere ao monitoramento da corrosão interna, técnicas intrusivas, com suas aplicações e respectivas vantagens e desvantagens. Será feito um estudo comparativo entre as técnicas normalizadas e as novas tecnologias existentes no mercado, técnicas não intrusivas. Através dos resultados obtidos por cada técnica será colocado as limitações de cada técnica existente. Neste sentido mostraremos o que se pode obter de cada técnica para a garantia estrutural dos dutos e equipamentos atrelados a este. Será mostrado que as técnicas não intrusivas poderão ser utilizadas como técnicas complementares a intrusiva.

**Palavras-chave:** Controle da corrosão interna; Técnicas de monitoramento; Dutos.

<sup>1</sup> *Contribuição técnica ao 65º Congresso Anual da ABM, 26 a 30 de julho de 2010, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.*

<sup>2</sup> *Consultor Sênior, CENPES/PDP/TMEC*

<sup>3</sup> *Técnico de Inspeção de Equipamentos. e Instalações Pleno, CENPES/PDP/TMEC*

## 1 - INTRODUÇÃO

A Corrosão pode conduzir a falhas e danos em dutos, podendo gerar um elevado custo operacional adicional e prejudicar a imagem da companhia, devido aos seguintes fatores:

- Parada de escoamento do produto (gerando o não atendimento a demanda requerida);
- Reparos dos danos por corrosão (em geral de grande extensão);
- Perda do produto por vazamento ou contaminação durante o vazamento;
- Dano ambiental causado pelo produto perdido (remediação do solo, vida animal e plantação ao redor);
- Contaminação do produto, podendo retirar o mesmo de sua especificação original

Decisões relativas à futura integridade de um duto ou de seus acessórios dependem de uma precisa avaliação das condições que afetam a corrosão e sua taxa de crescimento. A inspeção de corrosão comumente empregada (passagem de pig instrumentado) comumente exige complexas alterações operacionais, paralisações programadas ou redução de vazão para se inspecionar o duto. Estas atividades são dispendiosas para as empresas em termos de perdas de produtividade, risco operacional potencial, custo de mão de obra e o custo da inspeção propriamente dita. Paralisações não programadas devido aos danos e falhas são ainda mais custosas e perturbadoras do ponto de vista operacional. Deste modo, com a necessidade de se reduzir à frequência dessas paradas, torna-se necessário o emprego de um sistema de monitoramento da corrosão.

O monitoramento da corrosão pode ser definido com uma forma sistemática de medição da corrosão ou da degradação de equipamentos e instalações, com o objetivo de auxiliar a compreensão do processo corrosivo e/ou obter informações úteis para a mitigação do processo corrosivo e de suas conseqüências. Com estas informações, o responsável pelo duto pode tomar uma melhor decisão sobre o tipo, o custo e a urgência de medidas corretivas e ou preventivas. Certas características do monitoramento da corrosão de duto em construção ou já existente podem conduzir a uma melhor seleção de materiais, ao emprego de revestimentos protetores e resistentes, e a escolha de medidas de controle da corrosão.

Modernas tecnologias de monitoramento da corrosão interna enfatizam a natureza altamente dependente do tempo na corrosão. A integração da tecnologia de monitoramento da corrosão empregada em diferentes sistemas produtivos pode advertir precocemente a existência de um possível dano por corrosão e onde ele está acontecendo. Os sistemas de monitoramento da corrosão interna podem variar significativamente em complexidade, desde exposições de simples cupons de perda de massa até sondas corrosimétricas conectadas a estações de aquisição de dados interligadas remotamente a um centro de controle de uma planta industrial, possibilitando um gerenciamento on-line dos dados.

O monitoramento da corrosão interna é mais complexo que o monitoramento de muito outros parâmetros de processo, uma vez que:

- Existem diferentes mecanismos de corrosão;
- A corrosão pode ser uniforme ou concentrado em áreas muito pequenas (pite);
- As taxas de corrosão podem variar substancialmente, mesmo em espaços relativamente curtos;
- Dificuldades de padronização de uma única técnica que atenda a todos os possíveis mecanismos de corrosão.

Logo, antes da implantação de um sistema de monitoração da corrosão interna, é necessário obter um histórico prévio ou uma estimativa, mesmo que não muito precisa, dos

tipos de corrosão a serem investigados no sistema em questão, assim como prever possíveis problemas futuros em função do produto escoado.

*“O conteúdo aqui apresentado tem como objetivo conscientizar profissionais das áreas de Confiabilidade, Manutenção, Engenharia e Automação, Integridade e Inspeção e Gerência diretamente envolvida no processo sobre a importância de garantir permanentemente a integridade dos dutos de transporte de petróleo, gás e derivados, de acordo com os padrões de excelência internacional em controle e garantia de integridade de dutos, como previsto na Política de Segurança, Meio Ambiente e Saúde da empresa, fazendo-os compreender a necessidade de aplicação das Normas existentes, além de fazê-los saber identificar e explicar os procedimentos utilizados em cada caso específico, no dia-a-dia.”*

## **2 - REQUISITOS BASICOS NORMALIZADOS PARA A MONITORAÇÃO DA CORROSÃO INTERNA**

A corrosão interna em dutos pode ocorrer por diversos mecanismos. Normalmente, os tipos mais comuns de corrosão estão associados a agentes como o O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> e bactérias, pelos seus ataques direto ao metal em meio aquoso. Em alguns casos, esta corrosão pode ser acelerada, em função do tipo de fluxo e regime de escoamento, pressão do sistema e temperatura de escoamento, entre outras.

A PETROBRAS opera com dutos conectados direto às áreas produtoras de petróleo e gás ou transportando esses mesmos fluidos de terminais para refinarias. Além disto, transportam também derivados de petróleo como nafta, gasolina, diesel, querosene de aviação, óleo combustível, LCO, GLP, MTBE e etanol através de dutos de terminais para refinarias e destas para companhias de distribuição ou petroquímicas. Existem dutos dedicados que transportam somente um desses derivados e há outros que transportam mais de um desses derivados, chamados de polidutos.

No caso específico dos dutos de derivados, o principal agente corrosivo é o oxigênio devido ao contato direto desses fluidos com o ar na sua estocagem em tanques ou navios. Em alguns casos, existe também a ação conjunta do H<sub>2</sub>S.

Já no caso de dutos de petróleo, os agentes principais são o H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub> presentes na água produzida transportada junto com o petróleo. No caso do H<sub>2</sub>S, este pode ser ainda originado por atividade microbiana no próprio duto ou no tanque de armazenamento. Em alguns casos, os dutos de petróleo podem ainda conter oxigênio, devido a sua transferência ter sido feita antes do duto via marítima (navio), ou mesmo quando isto não ocorre, porque o óleo foi antes armazenado em tanques contendo resíduos de água de formação.

No caso dos gasodutos, o principal agente corrosivo durante a operação é o CO<sub>2</sub>. Entretanto, ocorrem alguns casos onde devido a contaminações o oxigênio também atua. Já o H<sub>2</sub>S, devido a sua restrição pela ANP a um valor máximo de 20 ppmv, tem sua ação bem limitada em comparação com o CO<sub>2</sub>, nos gasodutos que movimentam gás especificado. Entretanto, existem exceções, pois caso exista condições para desenvolvimento de atividade microbiológica, haverá produção de H<sub>2</sub>S, o que é raro se o gás for transportado dentro da especificação da ANP. Em sua grande maioria, os gasodutos transportam gás seco. Infelizmente, os problemas com esses gasodutos existem ainda devido aos problemas de corrosão ocorridos ainda na fase de construção do duto e que não foram eliminados adequadamente antes da sua operação, ou por problemas que ocorrem durante a operação associados ao controle do teor de umidade no gás e passagem de óleo lubrificante nas estações de compressores. Muitos desses problemas afetam não só a qualidade do gás como também a integridade do duto ou mesmo a sua inspeção. A maioria dos problemas

estão associados a presença de particulados sólidos originados pela corrosão, conhecidos como pó preto.

Em vista da complexidade dos parâmetros e variáveis que envolvem os mecanismos de corrosão em dutos, após as falhas ocorridas em dutos da Petrobras em meados de 2000, foi determinada pelo presidente da empresa a elaboração de um padrão de integridade de dutos (PID) envolvendo os quatro principais modos de falha: corrosão interna, corrosão externa, danos por terceiros e geotécnica.

Trataremos neste artigo o gerenciamento da Corrosão Interna, que consiste na avaliação sistemática do processo corrosivo, correlacionando a intensidade do processo e a taxa de corrosão aos parâmetros do processo, escoamento e propriedades químicas e biológicas do fluido.

Seu objetivo é avaliar ou controlar a corrosão, mantendo-a em níveis aceitáveis e garantindo a integridade estrutural do equipamento, a qualidade do produto, o escoamento do produto e a preservação do meio ambiente.

No que se refere a corrosão interna de dutos, todas as recomendações e documentações desenvolvidas no PID – Padrão de Integridade de Dutos foram posteriormente transformadas em uma Norma interna da Petrobras – N-2785, cujo objetivo principal é: definir diretrizes para gerenciamento da corrosão interna de forma a permitir a avaliação, monitoração e controle da corrosão interna de dutos de transporte e transferência pelas Unidades de Negócios da empresa.

Não é o objetivo deste trabalho descrever o conteúdo da norma, mas alguns pontos colocados, descritos a seguir, na norma N-2785 que devem ser citados para efeito do objetivo principal deste trabalho.

## 2.1 – Classificações do Potencial de Corrosividade

O potencial de corrosividade dos fluidos escoados pode ser classificado em severo, moderado ou baixo, segundo os critérios abaixo descritos.

Será adotado como potencial de corrosividade do duto o valor mais alto obtido em todos os critérios adotados e conforme for este valor as ações descritas na norma devem ser deflagradas em conformidade com os tempos também propostos.

## 2.2 – Critérios de avaliação do Potencial de Corrosividade

### 2.2.1 – Taxa de Corrosão

A determinação do potencial de corrosividade por cupom ou sonda corrosimétrica deve ser confirmada por três medições sucessivas ou pela concordância das duas técnicas.

**Tabela 1 - Potencial de Corrosividade**

POTENCIAL DE CORROSIVIDADE	TAXA UNIFORME (CUPOM) (mm/ano)	TAXA DE PITES (CUPOM) (mm/ano)
SEVERA	> 0,125 *	> 0,201
MODERADA	0,025 a 0,125	0,127 a 0,201
BAIXA	< 0,025	< 0,127

### **2.2.2 – Relatório de Inspeção – Defeitos internos confirmados**

O relatório de inspeção por pig instrumentado, após sua validação, classifica o fluido como potencialmente severo quando estes revelarem taxa de corrosão severa, ou seja, maior que 0,125 mm/ano, calculada com base em um dos seguintes critérios (considerar o maior valor):

- A maior perda de espessura dividida pelo tempo de operação do duto ou trecho (no caso de substituição);
- A maior perda de espessura de um mesmo defeito entre as duas últimas inspeções.

É importante observar que, como as inspeções com ensaios não destrutivos são realizadas usualmente a intervalos longos, uma corrosão severa, num curto espaço de tempo, pode ser mascarada. Se a perda de espessura média não for severa, não há garantia de que não haja corrosão severa.

### **2.2.3 – Histórico de Falha do Duto**

Este critério avalia o potencial de corrosividade do fluido em função dos históricos de falha do duto nos últimos anos e em função das medidas adotadas após falha do mesmo. É importante lembrar que caso um duto falhe, por falta de controle da monitoração ou por não estar monitorando os pontos adequados, o duto ficará penalizado por no mínimo 10 anos, com ações de inspeção e operacionais com maiores frequências.

### **2.2.4 – Outros fatores de Processo e Fluidos**

Neste critério são avaliados os regimes de fluxos, existência de água livre, em conjunto com os principais parâmetros físico-químicos que podem afetar a corrosão, os quais podem citar:

- pH
- Atividade e concentração das bactérias;
- Pressão parcial do H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub>;
- Oxigênio livre;
- Ensaio corrosividade derivados de petróleo.

Devido à complexidade dos processos corrosivos, possivelmente algumas situações de corrosão severa e moderada não estão cobertas na tabela acima. Desta forma, o técnico que gerencia a corrosão interna do duto pode classificar o potencial de corrosividade do mesmo por algum outro método (similaridade, experiência, modelagem, etc.).

### **2.2.4 – Ações e Medidas Corretivas e Preventivas**

Em função do máximo potencial de corrosividade encontrados nos critérios acima, a Norma N-2785 já estabelece as ações e medidas que deverão ser tomadas para evitar a incidência de uma nova falha. São ações que perdurarão por um tempo bem longo, exigindo muitas vezes a localização de novos pontos de monitoramento e outras vezes ações de mudança operacional ou de processo através de um EVTEA (Estudo de Viabilidade Técnica Econômica e Ambiental). São ações de elevados custos e que por vezes pode até inviabilizar a operação do duto até que seja implementada as alterações requeridas para um trabalho seguro, não só atendendo aos requisitos de integridade estrutural do duto como também atender às exigências normativas de meios ambiente e saúde ocupacional dos trabalhadores e populações que habitam o em torno do duto.

Para qualquer duto, exceto os de navio-terminal, como requisitos mínimos, devem ser implementados de imediato cinco mecanismos de controle. São eles:

- Tornar todos os dutos pigáveis. A frequência de passagem do pig é ajustada em função dos dados de monitoração.
- Em dutos de transporte e transferência de líquidos com regime de fluxo laminar e gasodutos com velocidade menor ou igual a 2,1 m/s, devem ser lançados pigs de arraste de água e remoção de resíduos com periodicidade, no máximo, mensal e semanal, respectivamente.
- Nos sistemas com injeção de produto químico, deve ser utilizada bomba dosadora automática, exclusiva para cada duto; todo duto deve possuir, na sua origem, uma tomada específica para injeção de produtos químicos, instalada na geratriz superior. No caso de escoamento nos dois sentidos, deve-se instalar tomadas na origem e no destino.
- Previamente à injeção de produtos químicos, deve ser verificada a presença de depósitos na parede do duto e removê-los.
- Todo produto químico utilizado deve antes ser testado e aprovado em laboratório, de acordo com os critérios e metodologias da tabela do potencial de corrosividade.

## **2.2.5 – Informações Importantes**

### **2.2.5.1 – Provadores de Corrosão**

Como critérios de seleção dos pontos de monitoramento são recomendados o histórico de agressividade do fluido, análise do perfil do duto, regime de escoamento e resultados de inspeções realizadas ao longo da vida do equipamento. Deve-se também analisar os pontos de maior possibilidade de segregação de água. Existem também alguns softwares de predição da corrosão e de simulação de escoamento, não específicos para localização dos pontos de monitoramento que, aliados a um conhecimento do projeto do duto, podem auxiliar na determinação prévia dos pontos a serem instalados o sistema de monitoramento.

A frequência de aquisição dos dados será função do grau de corrosividade do fluido e das mudanças operacionais de processo. Logo, uma análise do funcionamento da instalação em questão e o conhecimento do grau de corrosividade do mesmo são dois fatores importantes para o estabelecimento da frequência de aquisição. Em geral a frequência de retirada do cupom de perda de massa está em torno de 3 meses e das demais técnicas de aquisição “on line” no máximo de 1 mês.

Existem diferentes tipos e formas de cupons e sondas de corrosão, cada um apresentando vantagens e desvantagens. Para o caso em questão, dutos de transporte, o tipo mais recomendado é o do tipo “flush” (cupom paralelo a superfície), pois possibilita representar todas as ocorrências que ocorrem na parede interna da tubulação, além de permitir a passagem regular de pigs (limpeza e de inspeção).

### **2.2.5.2 – Fluidos e Resíduos**

A monitoração da corrosão interna deve ser realizada não só pelo levantamento da taxa de corrosão, mas também por meio de análises de fluidos e resíduos coletados, bem como a avaliação dos dados operacionais.

A coleta de resíduos e fluidos, em diferentes pontos e com frequências pré-estabelecidas para sua caracterização química, é de grande importância para verificar e conhecer o mecanismo de corrosão e propor medidas preventivas de corrosão.



Para coleta de fluido e resíduo é necessário que o duto seja pigável, principalmente para passagem de “pigs” de arraste de água e remoção de resíduos.

Uso de procedimentos de coleta, transporte e preservação das amostras retiradas para realização de análises químicas é de extrema importância para obtenção de resultados confiáveis e consistentes. Tais procedimentos são encontrados em Normas Internacionais específicas para cada tipo de análise. É importante ressaltar que ao coletar qualquer tipo de amostra para realização de qualquer que seja a análise, é extremamente fundamental ter cuidados de assepsia e evitar manusear materiais, instrumentos e amostras com mãos nuas. A amostra deverá ser processada na maior brevidade possível.

### **2.2.5.3 – Processo e Planta de Tratamento Químico**

Monitoramento de dados de pressão, vazão, temperatura e tipo de fluido escoado são parâmetros indispensáveis ao gerenciamento da corrosão interna. Para uma resposta mais rápida do sistema de avaliação da corrosão interna, é importante que no mínimo estas variáveis estejam disponíveis “on line” no sistema.

O conhecimento de toda a planta de processo e planta de tratamento químico também se faz necessário, para uma avaliação mais adequada do sistema. No caso da planta de processo, é importante que se analise a função de cada equipamento e a consequência de sua retirada do sistema, mesmo que seja para um período de manutenção bem curto.

Nas plantas de tratamento químico, medida preventiva para controle da corrosão, é importante que se faça um acompanhamento rigoroso de todos os fluidos utilizados, suas dosagens e mudanças de produto. Compatibilidade entre produtos injetados e manutenção dos sistemas de bombeio destes fluidos ao sistema em estudo também são aspectos que devem ser levados em consideração.

Uma avaliação inicial em laboratório dos produtos a serem injetados é muito importante para verificar o seu comportamento e desempenho frente às variáveis operacionais e suas possíveis mudanças.

### **2.2.5.4 - Pigagem**

Recomenda-se manter um programa de limpeza dos dutos com pigs, utilizando pigs tipo disco, que são os mais indicados para remoção de líquidos, e pigs raspadores. É recomendado efetuar registros das limpezas internas, informando tipo e volume dos resíduos carreados e data/horários de lançamento e recebimento dos pigs, possibilitando uma melhor avaliação da eficiência do programa. Outro aspecto importante é de verificar a influência da passagem de pig sobre o filme de inibidor de corrosão ou biocida, quando for o caso.

## **3 – TECNICAS DE MONITORAMENTO DA CORROSAO**

### **3.1 Técnicas Normalizadas**

#### **3.1.1 Aplicações**

Temos hoje dentro da empresa duas técnicas de monitoramento da taxa de corrosão: cupom de perda de massa e sonda de resistência elétrica. As duas técnicas são intrusivas e usam o mesmo dispositivo, ferramenta recuperadora, para inserção e retirada do provador de corrosão.

### 3.1.1.1 Cupons de Perda de Massa

Os cupons de perda de massa são altamente usados para ter acesso de maneira bastante simples às taxas de corrosão nos dutos e equipamentos fabricados em aço carbono. A metodologia é relativamente barata e dados de longos períodos de exposição são obtidos, além de informações a respeito da morfologia de corrosão uniforme, pites e depósitos.

Para o cálculo da taxa de corrosão interna uniforme e por pite são utilizadas as seguintes fórmulas:

$$T = \frac{\Delta m \cdot \frac{365 \text{ dias}}{\text{ano}} \cdot \frac{1000 \text{ mm}^3}{\text{cm}^3}}{S \cdot t \cdot d}, \text{ para corrosão uniforme}$$

onde:

T = Taxa de corrosão (mm/ano).  
 Δm = Perda de massa (g).  
 S = Área da superfície do cupom exposta (mm<sup>2</sup>).  
 d = Densidade (g/cm<sup>3</sup>).  
 t = tempo (dias)

$$T = \frac{365 \cdot Y}{t}, \text{ para corrosão por pite}$$

Onde:

T = taxa de corrosão: - (mm/ano);  
 Y = profundidade máxima dos pites (mm);  
 t = tempo de exposição (dias).

Os cupons podem ser do tipo circular (flush) que fica tangencial ao fluxo do fluido ou do tipo haste (retangular) que fica transversal ao fluxo (Figura 1). O material do cupom deverá ser conforme o material de fabricação do equipamento a monitorar.

O tempo de exposição será função do grau de corrosividade do meio. O tempo médio mínimo pode variar de 3 a 6 meses de exposição.

O Preparo da superfície, limpeza, é função do tipo de material. As Normas ASTM G 1-90 ou NACE RP-07-75 especificam os procedimentos que deverão ser adotados.

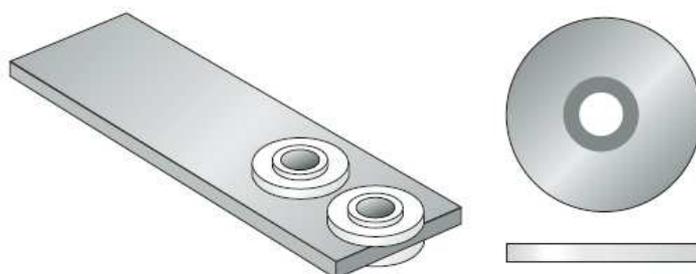


Figura 1: Cupons de perda de massa com diferentes formas

### 3.1.1.1 Vantagens da Técnica

- Apresenta no período de exposição a forma de corrosão, uniforme ou localizada;

- Mede a perda de espessura real do sistema monitorado no período de exposição;
- Caracterização do resíduo formado sobre o cupom;
- Verificação de camada protetora sobre o cupom (filme ou óxido).

### 3.1.1.2 Limitações da Técnica

- Tempo de exposição grande;
- A taxa de corrosão calculada é um valor médio para o período exposto;
- Para sistemas com diferentes fluidos ou com variação de parâmetros operacionais a taxa de corrosão calculada não dá o indicativo da situação mais agressiva;
- Em geral, é utilizado na fabricação dos cupons um material padrão (normalmente ASTM 1018), comprados de fornecedores de equipamentos de monitoração e estes podem ter metalurgias diferentes em vista de não se ter uma especificação do material

### 3.1.2 – Sonda de Resistência Elétrica

É uma técnica bastante empregada em meios onde não existe a presença de uma fase aquosa. As sondas de resistência elétrica (ER) podem ser consideradas como sondas de perdas de massa automáticas, fornecendo dados de perda de metal continuamente. O monitoramento contínuo da corrosão com sondas ER fornece a tendência da taxa de corrosão em função do tempo, permitindo identificar com clareza os períodos de aumento ou redução da corrosividade do meio associado às variáveis do processo (vazão, temperatura, pressão, aumento da concentração de agentes corrosivos, etc.), mas não podem mostrar mudanças de corrosividade nos fluidos ou taxas de corrosão pequenos espaços de tempo.

A técnica ER é o método por meio do qual a medição da taxa de corrosão é realizada a partir da variação da área, provocada pela corrosão, da seção transversal do elemento sensor (sonda) exposto ao meio e que ocasiona variação na resistência elétrica deste sensor. O desgaste da área exposta faz com que a seção transversal do sensor diminua logo a perda de seção faz com que a resistência elétrica do metal varie. Este método está fundamentado na equação a seguir:

$$R = \rho . l \frac{1}{A}$$

onde:

- R = resistência (ohm);
- l = comprimento (cm);
- A = área seção transversal (cm<sup>2</sup>);
- $\rho$  = resistividade do material (ohm.cm).

As variações da resistência elétrica são, então, medidas cumulativamente ao longo do tempo, tendo-se como base a medida de resistência inicial do sensor. Na prática, os equipamentos empregados fazem a conversão automática da resistência, em perda de seção do elemento sensor e esta medida se baseia em corrosão uniforme. O gráfico de perda de massa *versus* tempo obtido é apresentado na abaixo (figura 2), onde a tangente da curva em um determinado ponto será a taxa de corrosão neste ponto.

A técnica de ER pode ser usada em qualquer tipo de meio para determinar a taxa de corrosão uniforme, porém seus resultados só são significativos para a média da perda de massa do sensor, não sendo possível a leitura da taxa de corrosão instantânea. Além disso, todas as fontes de ruído térmico e elétrico, tais como fontes de alimentação, motores elétricos e transmissões de rádio podem interferir nas medidas. Nos sistemas em que as



flutuações de temperatura são constantes (fonte de ruído térmico) deve-se optar por sensores menos sensíveis.

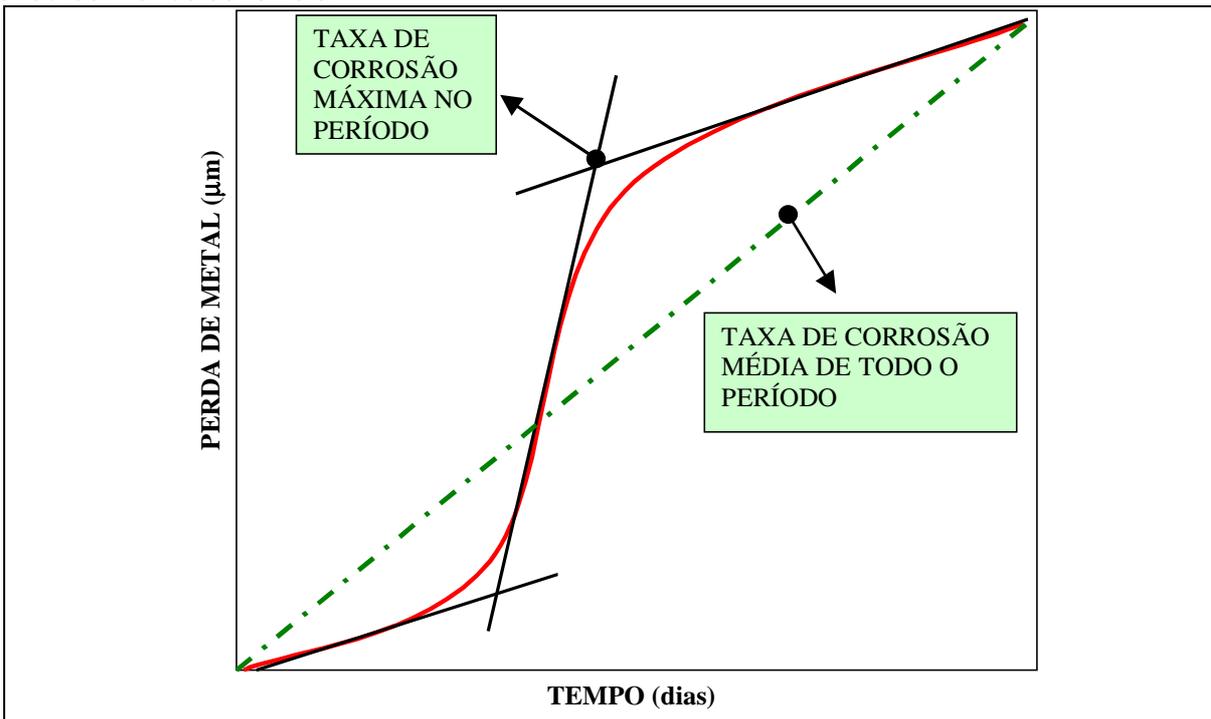


Figura 2 - Curva esquemática de perda de massa *versus* tempo obtida a partir de sensores de resistência elétrica.

Existem diferentes tipos de sensores: tangenciais (tipo disco) e transversais (tipo cilíndrico) - (Figura 3).

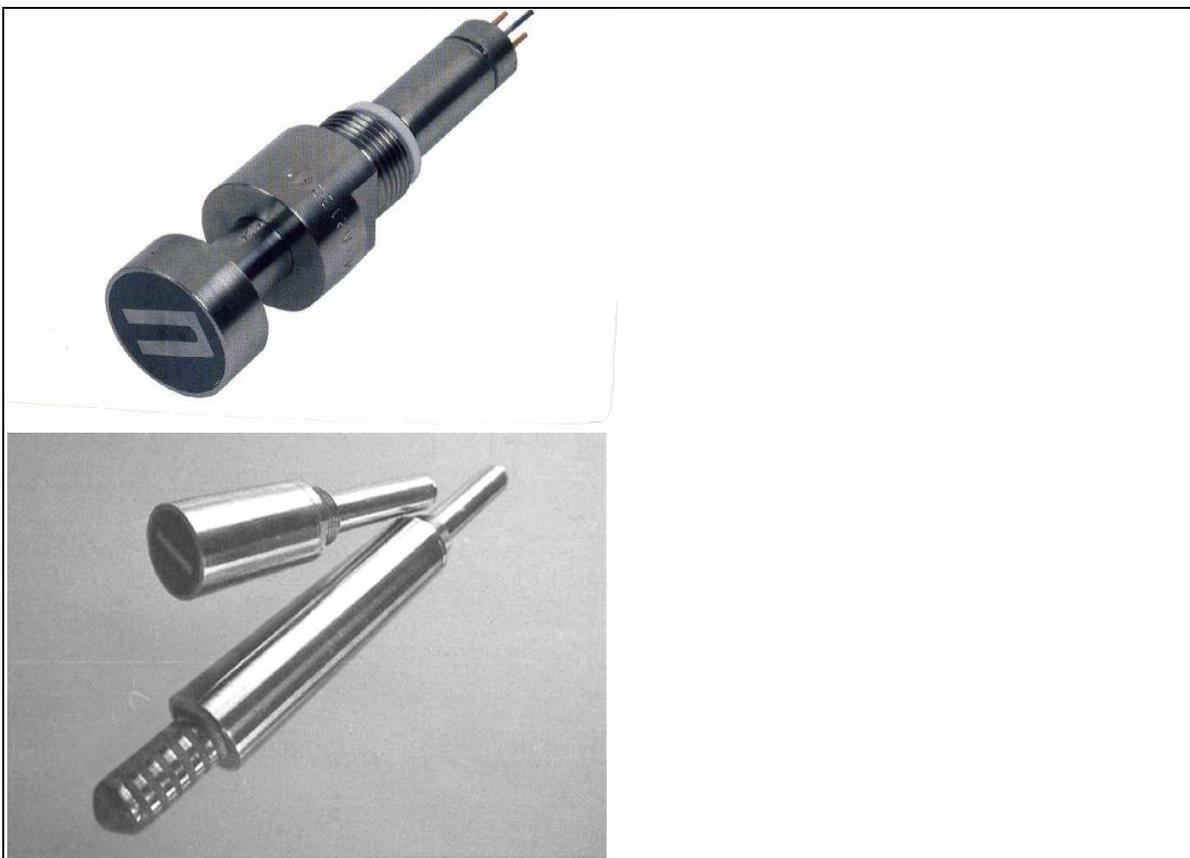


Figura 3 – Tipos de sondas de Resistência Elétrica.

O tempo de resposta de sensor ER é função de sua espessura, sendo que quanto menor a espessura menor será o intervalo de tempo para medida e maior a sensibilidade a alteração da taxa de corrosão. Estes sensores apresentam, por outro lado, uma vida útil menor.

A coleta de dados pode ser realizada nas seguintes formas:

- coleta manual no local, sendo que os valores medidos podem ser armazenados em uma estação coletora de dados (logger) para posterior resgate das informações;
- transmissão *on line*, via satélite, rádio ou outra forma, em vista das facilidades de saída de sinal na forma sinal analógico de corrente tipo 4 - 20 mA.

### 3.1.2.1 – Vantagens da Técnica:

- Pode ser utilizada em qualquer meio;
- Calcula taxa de corrosão instantânea e estes podem ser transferidos *on line* (ver texto anterior em vermelho);
- Técnica sensível a mudanças operacionais e regimes de fluxo, desde que não ocorram em muito curto espaço de tempo;
- Através do perfil da taxa e perda de metal podemos atuar nas variáveis de processo para minimizar a taxa de corrosão;
- Taxa de corrosão pode ser calculada em períodos de tempo desejado.

### 3.1.2.2 - Limitações da Técnica:

- Método pouco sensível à corrosão localizada;
- Material de fabricação do sensor é limitado a uma pequena gama de materiais;
- Vida útil do sensor dependente da sensibilidade do mesmo;
- Quando utilizada em meios onde possa ocorrer a formação de depósitos condutores (como os de sulfeto de ferro), a deposição de camadas condutoras ou semicondutoras e o recobrimento do sensor reduz a leitura de resistência e, conseqüentemente, a medida de perda de massa, pois como a ER mede a perda de espessura do material;
- Variações de temperatura entre o elemento sensor exposto e o de referência.
- O uso de provadores de ER em campos ácidos não é muito recomendado devido a possibilidade de depósitos condutores de sulfeto de ferro.

## 3.2 Técnicas não Normalizadas

### 3.2.1 – Assinatura de Campo Elétrico “FSM – Field Signature Method”

#### 3.2.1. 1 - Metodologia e Aplicações

O FSM (Field Signature Method) é usado para determinar taxas de corrosão e a perda de massa em uma seção de um equipamento baseada no princípio de condutividade elétrica tal como a técnica de resistência elétrica.

O Método FSM é baseado na aplicação de uma corrente elétrica direta através de eletrodos externos ao longo da seção selecionada da estrutura a ser monitorada. Os sensores internos detectam a mudança no fluxo de corrente, e conseqüentemente, variações de potenciais, devido à perda de metal da parte interna do duto.

As seções estrategicamente monitoradas na parte externa da estrutura contêm uma malha de eletrodos de metal (pinos) acoplados (soldados) (Figura 4). Em resumo, o FSM é composto de um grande número de resistores em série formados pelos pares de pinos soldados na estrutura (Figura 5).

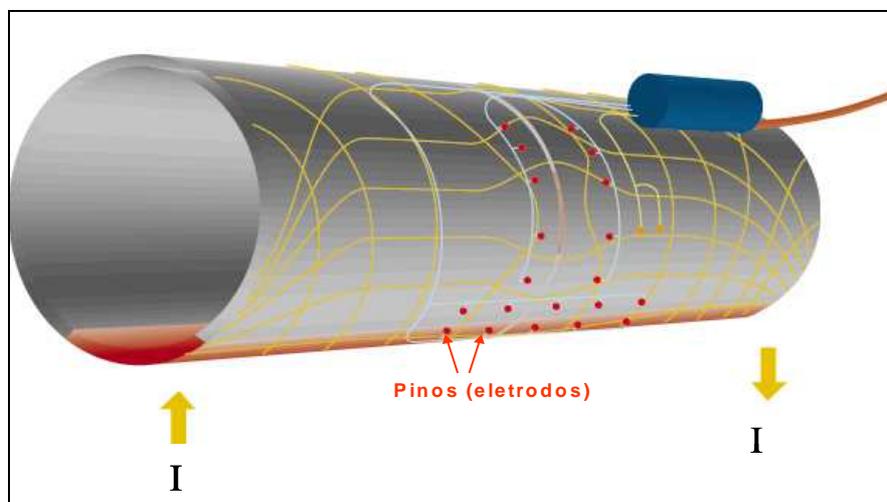


Figura 4: Representação esquemática do fluxo de corrente produzido pelo FSM através dos pares de eletrodos instalados em um duto.

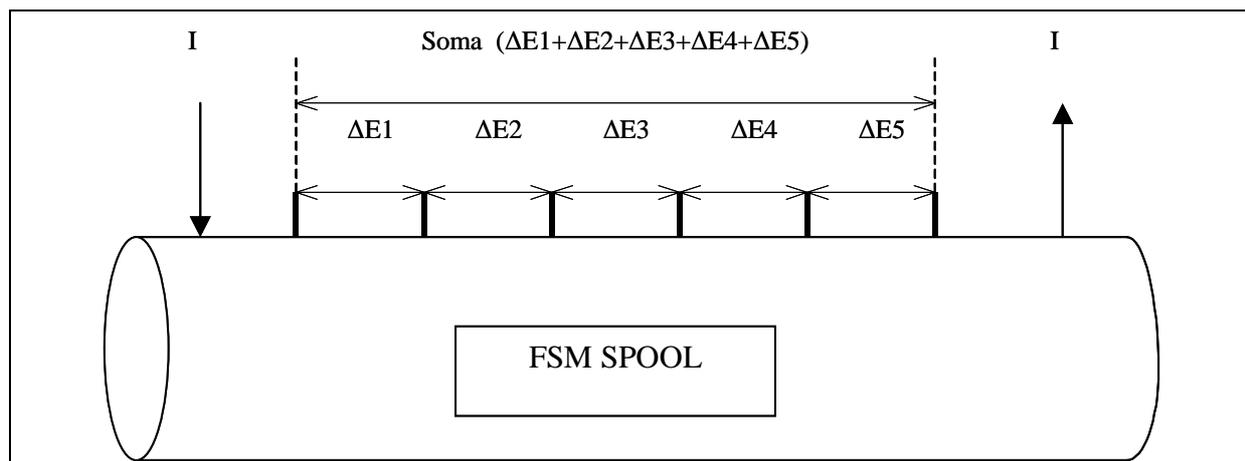


Figura 5: Representação esquemática dos conjunto de resistores que são monitorados com o FSM.

Quando uma corrente conhecida é aplicada entre os pares de eletrodos ao longo da seção, os sensores internos detectam pequenas variações de potencial na superfície monitorada. Através das variações das diferenças de potencial, é possível verificar variações de resistência elétrica e assim detectar perdas de metal da parte interna do duto. A resistência média também pode ser calculada através da medida de diferença de potencial entre todos os resistores obtendo deste modo uma taxa de corrosão média de toda a seção monitorada.

Para se monitorar a perda de espessura de parede, deve-se a diferença de potencial entre os os pares de pinos (medida indireta da espessura da parede do duto entre estes pinos), criando uma assinatura para a seção. As medidas seguintes de diferença de potencial são comparadas com as realizadas na assinatura da seção e assim é calculada a variação de espessura ao longo do tempo.

Através dessa malha de resistores é possível detectar corrosão por pites (figura 6) e corrosão em áreas soldadas devido ao desvio dos fluxos de corrente em torno dos defeitos, entretanto os algoritmos empregados para quantificação da profundidade destes tipos de corrosão são sofisticados e baseados em modelos empíricos, não sendo possível obter uma resposta rápida.

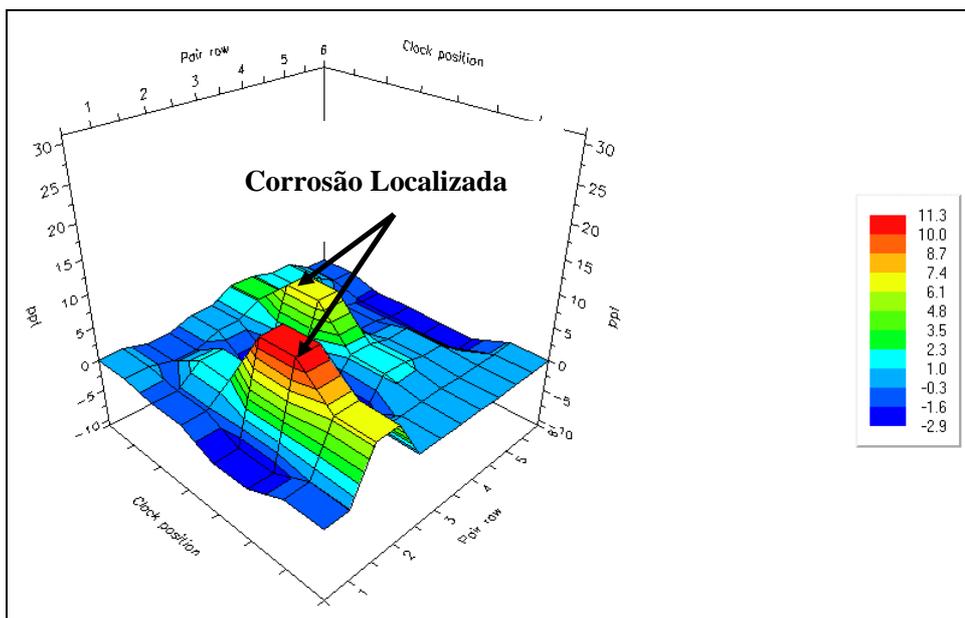


Figura 6: Figura em 3D da variação da espessura da parede de uma estrutura contendo corrosão localizada (pite) na seção monitorada.

### 3.2.1.2 - Vantagens da Técnica

- FSM combina as vantagens das sondas ER com técnicas de inspeção de END;
- Possibilidade de monitorar corrosão por pite e em áreas soldadas;
- Técnica não-intrusiva;
- Não é necessária a construção de abrigo (caixa de concreto) para a colocação do FSM (pode ser enterrado após a instalação)
- Não “requer manutenção” e nem reposição de material de consumo;
- É adequado para monitoramento em áreas inacessíveis como dutos enterrados, dutos e estruturas submarinas que apresentam problemas de corrosão/erosão.

### 3.2.1.3 - Desvantagens da Técnica:

- Existem problemas de resultados devido às variações de temperatura (resistência elétrica altamente dependente da variação de temperatura) sendo necessário uso de algoritmos específicos para compensação.
- Quantificação de corrosão por pites e em soldas é somente realizada com análise matemática empregando-se algoritmos específicos e complexos;
- Instalação e equipamentos altamente caros e fornecidos por uma única empresa.
- Sensibilidade baixa, logo o tempo de resposta do método é muito longo quando comparado com a resistência elétrica e cupom de perda de massa.

## 3.2.2 – Fita de UltraSom - RighTrax

### 3.2.2.1 - Metodologia e Aplicações

O ensaio por ultra-som é um método não destrutivo no qual um feixe sônico de alta frequência é introduzido no material a ser inspecionado com o objetivo de detectar descontinuidades superficiais e subsuperficiais, medindo espessuras dos materiais. O som

que percorre o material é refletido pelas interfaces e é detectado e analisado para determinar a presença e localização de descontinuidades e a espessura do material.

O sensor RIGHTRAX M1 compreende 14-elementos de transdutores de ultra-som (figura 6) que são instalados no equipamento através de uma fita ultra-sônica auto colante. O sensor completo, incluindo o módulo eletrônico é capaz de operar em temperaturas que variam de temperaturas de  $-40^{\circ}\text{C}$  a  $110^{\circ}\text{C}$  ( temperatura superficial do material).

Cada elemento transdutor dentro do filme é acessado por meio de um pequeno módulo de controle que é parte do sensor completo.

Um “datalogger” é utilizado para realizar as medidas e determinar a espessura de parede dos materiais com repetibilidade de até 0,2 mm.

Características dos Equipamentos do Sistema:

- ATEX: Zona 2 (Sistema Automático)
- Faixa de Espessura: 100 mm
- Aplicável para diâmetros acima de 150 mm (6")
- Suporta cabo até 70 metros
- Espessura mínima aplicação: 8 mm\*

\* O fabricante esta estudando a redução desta espessura mínima

A instalação exige preparação e limpeza da adequada da superfície de forma a garantir o sucesso das leituras dos 14 sensores da fita auto colante, que precisa está bem aderida a superfície a ser monitorada.

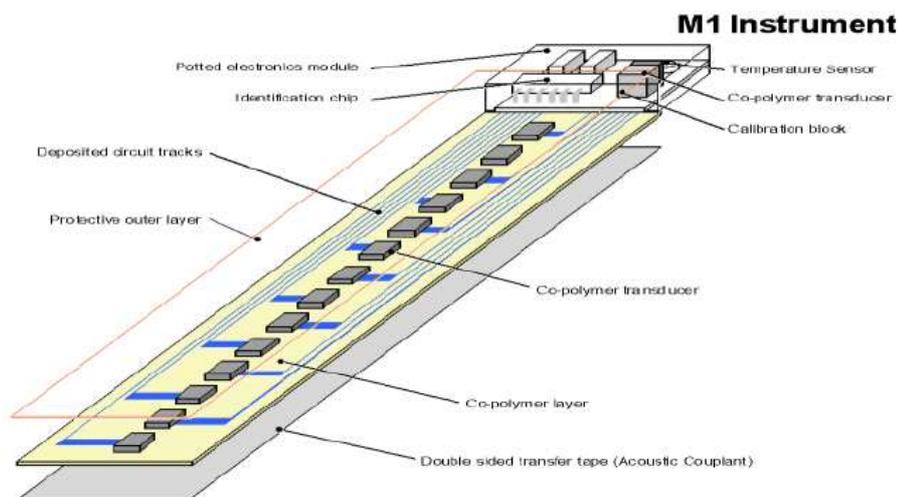


Figura 6 – Figura esquemática do fita de ultrassom auto-colante.

### 3.2.2.2 - Vantagens da Técnica

- Técnica não-intrusiva;
- Pode ser instalada nos equipamentos sem necessidade de proteção adicional;
- Não “requer manutenção” e nem reposição de material de consumo;
- É adequada para monitoramento em áreas de difícil acesso que apresentam problemas de corrosão/erosão.

### 3.2.2.3 - Desvantagens da Técnica:

- Existem problemas de resultados devido a colagem da fita;
- Não permite a quantificação de corrosão por pites;

- Custo de Instalação e equipamentos relativamente alto;
- Para taxas de corrosão classificadas como baixa, o tempo de resposta do método é muito longo quando comparado com a resistência elétrica e cupom de perda de massa.
- Espessura de aplicação muito elevada, acima de 8 mm;

### 3.3 - Comparações entre as Técnicas de Monitoramento

A tabela abaixo apresenta uma comparação das vantagens entre algumas das diferentes técnicas de monitoramento da corrosão apresentadas nos itens anteriores.

**Tabela 2 – Principais Caracterizas das Técnicas**

Nº	Critério	CUPONS	Sonda ER	FSM	Rightrax
1	Intrusivo	Sim	Sim	Não	Não
2	Presença de eletrólito	Não	Não	Não	Não
3	Interferência de sólidos condutores	Não	Sim	Não	Não
4	Dependência da superfície do dispositivo	Sim	Sim	Não	Não
5	Área de cobertura	Pontual	Pontual	Seção	Seção
6	Risco de instalação	Alto	Alto	Baixo	Baixo
7	Material de reposição	Sim	Sim	Não	Não
8	Indicação de perda de espessura	Semi-direta	Semi-direta	Direta	Direta
9	Possibilidade de fornecer tendência	Não	Sim	Sim	Sim
10	Reprodutibilidade	Sim	Sim	?	?
11	Indicação de pite	Sim	não	sim	não
12	Limitação de temperatura	roscas	roscas + vedações	400°C	110°C
13	Limitação de pressão	roscas	roscas + vedações	Não	Não
14	Indicação de variação espessura de parede	Não	Não	Sim	Sim
15	Aplicação	Todos serviços	Todos serviços	Todos serviços	Todos serviços
16	Limitações geométricas	Algumas	Algumas	Algumas	Algumas
17	Limitações para substituições dos sensores	alta pressão	alta pressão	Nenhuma	Nenhuma

### 4 - RESTRIÇÕES OPERACIONAIS E CONSTRUTIVOS PARA IMPLANTAÇÃO DO MONITORAMENTO DA CORROSAO

Algumas considerações tem sido levantadas no que diz respeito às facilidades, dispositivos e estrutura para implantação da monitoração da corrosão interna de dutos, dentro os quais citamos:

- Construção das Caixas de Corrosão: são estruturas que devem ser construídas para abrigar dos sistemas de monitoramento da corrosão e proteção da equipe de troca e inserção de provadores de corrosão. Em vistas das diferentes locações destas caixas (quantidades diferentes de dutos por faixa e profundidade do duto em relação a superfície) esta caixas não são padronizadas, logo teremos projetos específicos para cada local do duto monitorado. Outro detalhe importante é que nem sempre os locais escolhidos apresentam um acesso fácil e estes durante a fase de fabricação podem ser realocados para pontos não adequados sem a concordância do técnico especialista de corrosão.

- Equipe de Trabalho: além da equipe responsável pela troca do provador de corrosão, por exigências de segurança é também necessário ter outra equipe de regaste para segurança do pessoal dentro da caixa. Isto torna necessário em vista da caixa ser considerada como espaço confinado e ainda é necessário que todos os equipamentos necessários para a monitoração da corrosão também sejam a prova de explosão.

- Pontos a serem Monitorados: não existe ainda uma regra prática para escolha destes pontos em vistas dos dutos terem perfis e produtos escoados diferentes (está na N-2785!!!). Os critérios de seleção dos pontos de monitoramento podem ser o histórico de agressividade do fluido, análise do perfil do duto, forma de escoamento e resultados de inspeções realizadas ao longo da vida do equipamento. Deve-se também analisar os pontos de maior possibilidade de segregação de água. Logo se torna necessário fazer um estudo para a locação de cada ponto monitorado e isto exige a necessidade de um especialista na atividade assim como ferramentas especiais, softwares específicos para modelagem de escoamento de fluxo e modelos para diferentes mecanismos de corrosão.

- Negociação com Terceiros: em geral esta é uma necessidade para termos fácil acesso ao ponto escolhido, pois a faixa na maioria dos casos apresenta dificuldades de acesso ao mesmo em vista das grandes dimensões do duto e seu perfil.

- Qualificação de Pessoal: em vista de risco de vazamento ou até explosão durante as fase de trepanação e retiradas de cupom, é necessário que a equipe técnica que irá trabalhar nesta atividade seja qualificada e que esta qualificação seja revista periodicamente, em função do desempenho de trabalho e das ocorrências havidas desde a fase inicial de qualificação. É uma atividade específica. Logo toda a equipe tem que ser treinada e qualificada para esta atividade. Neste treinamento deve constar não só a parte operacional dos equipamentos, ferramenta recuperadora e válvula de serviço, como também na especificação dos materiais consumíveis (materiais importados), que se desgastam ao longo do tempo, bem como a manutenção de todo o sistema.

- Condições de Trabalho: durante as operações de retirada e colocação de cupom, é importante que não exista particulados nas conexões de acesso dos provadores de corrosão. Caso exista, é possível que o provador não assente de forma adequada nas partes de vedação, fazendo com que haja vazamento do produto escoado dentro do duto para fora do mesmo. Eventualmente, o provador de corrosão pode ficar preso à conexão de acesso, torna-se necessário a parada e esvaziamento de um trecho do duto para a retirada do provador de corrosão interna.

Conforme colocado acima, todas as restrições envolvem custos, e por vezes estes estão bem acima dos custos da equipe necessária para realização dos serviços. Porém torna-se necessário também levantar os custos indiretos que poderão ser causados em função da corrosividade interna do duto. Temos situações na companhia que estes custos chegaram a ordem de milhões de dólares, sem considerar perda de produção, recuperação do meio ambiente e danos a imagem da companhia.

## **5 – CONSIDERAÇÕES FINAIS**

Não existe um plano padrão para o gerenciamento da corrosão interna, porém temos que ter um mínimo de ações padronizadas necessárias para o monitoramento e controle da corrosão. Os benefícios deste plano refletirão não só na empresa executora do plano, mas também nas demais empresas que utilizam os produtos ofertados para seus beneficiamentos e vendas para a comunidade em geral.

Para um perfeito entendimento das variáveis que afetam ao processo corrosivo é necessário seu monitoramento ao longo do tempo, correlacionando às variáveis de corrosão, taxas de corrosão medidas, com os resultados das análises de fluido e resíduo e variáveis operacionais.

Logo é de suma importância que se monitore os pontos mais prováveis de corrosão, pontos estes onde teremos contato permanente ou intermitente de água em contato com o metal.

Por requisitos de projeto, as sobre-espessuras de corrosão adotadas não são superiores a 2 mm, razão pela qual é esperada uma baixa taxa de corrosão ao longo da vida útil do duto. Logo é de se esperar que se utilize uma técnica de monitoramento da corrosão com uma sensibilidade suficiente para adquirir perdas de espessuras na ordem de 0,025 mm/ano num prazo não superior a seis meses. Este requisito, até a presente data só são suportados por copom de perda de massa e sonda de resistência elétrica (técnicas intrusivas).

Conforme citado, a monitoração da taxa de corrosão por provadores de corrosão possuem varias restrições no que se refere aos aspectos operacionais, porém estas restrições não podem prevalecer sobre a boa prática, pois se por um lado estas restrições estão sendo respaldadas por seus custos por outro lado é importante também lembrar que estes custos ficam muito abaixo dos custos relativos a uma falha operacional do duto, quer seja pelos custos envolvidos na integridade do duto como também os custos indiretos causadas por estas, os quais citamos: remediação do meio ambiente, imagem da companhia, perda de produto, não atendimento a demanda de mercado e em determinados casos risco de vida a população ao redor do duto.

Quanto às demais técnicas não intrusivas não estamos descartando-as, porem estas não são substitutas dos provadores de corrosão, em função das restrições a que estes são sujeitos (provadores de corrosão). As técnicas não intrusivas têm sua aplicação naqueles casos onde é inviável a instalação do provador de corrosão por motivos técnicos ou então, conforme o caso, complementando como pontos a mais de monitoramento da taxa de corrosão.