

TÉCNICAS DE MONITORAÇÃO DA CORROSÃO INTERNA EM DUTOS¹

*Orlandemberg Pereira da Silva²
Eline Terezinha Antunes de Souza³
Angélica Dias Salvador⁴
Patrícia Íris da Silva Peres³
Elcione Simor⁴
Paulo Roberto Pinheiro⁵
Dilhermando José Finamore⁶
Edil do Patrocínio⁷
Pablo Barreto⁸*

Resumo

A eminente preocupação com danos ambientais, perdas de produção e aumento de custos operacionais relacionados às falhas em dutos, leva às operadoras de petróleo a traçarem estratégias que estabeleçam ações necessárias a operação segura desses dutos. Deste modo, este trabalho visa apresentar uma metodologia de gerenciamento da corrosão, utilizando técnicas que auxiliem na avaliação da corrosão interna em dutos de transferência de óleo e de gás, de modo a garantir a integridade dos mesmos. Neste trabalho são destacadas as técnicas utilizadas no controle e na monitoração da corrosão interna, incluindo exemplo prático, de uma malha submarina de dutos rígidos com aproximadamente 1500 km que transfere óleo e gás entre plataformas marítimas e terminais. Com a utilização da metodologia de gerenciamento da monitoração da corrosão interna apresentada, é possível estabelecer uma postura pró-ativa, mantendo permanentemente atualizados os diagnósticos de suas condições de integridade, planejando e executando as manutenções, em conformidade com legislações, normas e padrões técnicos.

Palavras chave: Monitoração; Corrosão interna; Integridade; Dutos.

MONITORING TECHNIQUES OF THE INTERNAL CORROSION IN PIPES

Abstract

The concern about environmental damages, production losses and operational costs increase related to pipe failures, prompt oil companies to establish strategies to achieve safety of pipes. It is intended to describe a methodology of corrosion management, using techniques to evaluate the corrosion of oil and gas pipe interns, in order to guarantee the integrity of ones. The techniques utilized in monitoring and control of internal corrosion are highlighted in this paper, including practical example, of about 1500 km of submarine rigid pipes for oil and gas transfers, between offshore platforms and onshore terminals. Through the use of corrosion monitoring management methodology is possible to establish a forecast posture and anticipation in the necessary actions to the safe operation of pipes, accomplishing and keeping permanently updated diagnoses of pipe integrity condition, planning and executing the maintenance, in accordance with legislations, norms and technical patterns.

Key words: Monitoring; Internal corrosion; Integrity; Pipes.

¹ Contribuição técnica apresentada no 61º Congresso Anual da ABM, de 24 a 27 de julho de 2006, Rio de Janeiro – RJ

² Engenheiro de Petróleo Pleno – PETROBRAS/UN-BC/ST/EMI – Av. Elias Agostinho, 665 – Macaé – RJ – 27913-350, orlandemberg@petrobras.com.br

³ Engenheira Pesquisadora – UENF/PETROBRAS/UN-BC/ST/EMI

⁴ Técnica de Inspeção de Equipamentos e Instalações II – PETROBRAS/UN-BC/ST/EMI

⁵ Engenheiro de Equipamentos – PETROBRAS/UN-BC/ST/EMI

⁶ Técnico de Inspeção de Equipamentos e Instalações I – PETROBRAS/UN-BC/ST/EMI

⁷ Técnico de Manutenção I – PETROBRAS/UN-BC/ST/EMI

⁸ Técnico em Química – Accenture/PETROBRAS/UN-BC/ST/EMI

INTRODUÇÃO

Este trabalho apresenta a importância da monitoração da corrosão interna por meio de medições físicas e análises químicas, a fim de verificar as características do meio e a agressividade deste ao metal determinando a taxa e o mecanismo de corrosão do sistema. As causas, formas de corrosão e bem como ações mitigadoras são mostradas no diagnóstico de processo corrosivo de um gasoduto submerso.

De acordo com Andrade,⁽¹⁾ o objetivo da monitoração da corrosão é evitar, de uma forma controlada e eficiente, os danos ambientais e as perdas de produção. Então, fica evidente que a primeira etapa para a definição da metodologia de controle da corrosão interna de um duto é a identificação dos agentes corrosivos presentes e do principal mecanismo atuante.

Os problemas de corrosão são frequentes e ocorrem nas mais variadas atividades, como por exemplo, nas indústrias química, petrolífera e petroquímica.

Na indústria petrolífera, a produção de petróleo está, inevitavelmente, associada à presença de água que pode conter contaminantes e dar origem a sérios problemas operacionais. Dentre os principais contaminantes relacionados a corrosividade da água, destacam-se os gases dissolvidos (H_2S , CO_2 e O_2), os ácidos orgânicos, as bactérias e os sólidos em suspensão. As condições em que o duto esteja operando, como a pressão, a temperatura, a velocidade de fluxo e o regime de escoamento, também exercem grande influência sobre as reações de corrosão.⁽¹⁾

A construção das linhas de transporte de petróleo utiliza largamente o aço-carbono, por ser um material que oferece uma combinação de alta resistência, baixo custo e facilidade de fabricação. Este material é, contudo, susceptível à corrosão e, a forma mais comum de ataque, é a do tipo localizado, onde a taxa de corrosão é mais acentuada em algumas regiões, devido a diferenças de potencial entre diferentes pontos de uma mesma superfície metálica. Uma outra alternativa que tem sido utilizada é o transporte de fluidos por meio de dutos flexíveis, que é basicamente composta de aço enrolado helicoidalmente e de camadas homogêneas de termoplástico com diferentes geometria e materiais. A camada interna de termoplástico assegura que o fluido transportado (óleo bruto, gás e água) não vaze, ao passo que a externa oferece proteção contra corrosão, abrasão e proteção mecânica.⁽²⁾

O mecanismo de corrosão deve ser determinado para que as causas sejam identificadas e controladas. Isto pode requerer vários tipos de análises físicas e químicas, observações e medições, junto com um rigoroso diagnóstico da interpretação dos resultados.

Existem atualmente diversos recursos que podem ser usados na monitoração da corrosão interna de dutos. Basicamente esses recursos procuram monitorar a corrosão da seguinte forma:

- Avaliação da tendência da corrosividade do fluido ao longo do tempo (cupons e sensores eletroquímicos);
- Avaliação das características químicas dos fluidos e contaminantes;
- Caracterização de resíduos;

Além das técnicas mencionadas acima, são utilizados resultados das inspeções com pig instrumentados e ensaios não destrutivos (END).

Segundo a Norma Petrobras N-2785,⁽³⁾ a classificação do potencial de corrosividade de um fluido ao aço carbono determinado por cupom de perda de massa ou sonda de resistência elétrica deve ser conforme a Tabela 1.

Tabela 1. Potencial de corrosividade em função da taxa de corrosão para o aço carbono.

Potencial de corrosividade	Taxa Uniforme (Cupom/sonda)	Taxa Pite (cupom)
Intensidade	mm/ano	mm/ano
Baixa	<0,025	<0,127
Moderada	0,025 – 0,125	0,127 – 0,201
Severa	>0,125	>0,201

MATERIAIS E MÉTODOS

Para o propósito deste trabalho, são apresentadas de forma sucinta algumas das técnicas e metodologias que visam à monitoração da corrosão interna.

1. Pig Instrumentado

A partir dos dados de inspeção por pig instrumentado, é possível classificar a corrosividade do fluido através dos defeitos detectados ao longo do duto. Os dados de perda de espessura detectados pelo pig instrumentado são avaliados a partir dos seguintes critérios:

- A maior perda de espessura dividida pelo tempo de operação do duto;
- A maior perda de espessura de um mesmo defeito entre as duas últimas inspeções.

A partir dos dois critérios definidos acima, considera-se a condição mais crítica.

É importante citar que, como as inspeções com ensaios não destrutivos são realizados com menor frequência, uma corrosão severa, em curto espaço de tempo, pode não ser identificada. Se a perda de espessura medida for baixa, não há garantia de que não irá ocorrer processo corrosivo severo. Além disso, é fundamental o acompanhamento através de outras técnicas que podem ser feitas em intervalos menores, a fim de verificar se as condições do fluido estão variando ao longo do tempo.

Vale lembrar, que as inspeções realizadas por pig instrumentado localizam outros defeitos além de corrosão interna. Neste caso, o profissional que estiver analisando a integridade do duto, deve levar em conta a interação dos defeitos localizados numa mesma região.

2. Cupons provadores de corrosão

De acordo com a Norma Petrobras N-2364,⁽⁴⁾ o cupom é um corpo de prova de mesmo material do duto, a ser imerso no meio corrosivo e destinado à verificação do comportamento do material construtivo em relação ao meio exposto. Consegue-se isso através da avaliação qualitativa (mecanismo) e quantitativa (taxas de corrosão) do processo corrosivo que no corpo de prova vier a se estabelecer. Para confiabilidade de um resultado, o cupom deve ficar exposto ao meio num período mínimo de três meses e máximo de seis meses.

Após a exposição do cupom no período especificado, obtém-se a taxa de corrosão uniforme e com o auxílio de microscópio ótico mede-se a profundidade dos pites, se existentes, determinando a taxa de corrosão localizada.

3. Sensores eletroquímicos de corrosão

As sondas de Resistência Elétrica (ER) medem as taxas de corrosão com base no aumento da resistência elétrica durante um período, para um elemento metálico exposto a um meio corrosivo. O aumento na resistência elétrica é ocasionado pela redução da área da seção transversal do elemento exposto (condutor elétrico) devido à corrosão. O aumento na resistência elétrica é proporcional à corrosão acumulada para o período de exposição.

A técnica de Resistência Elétrica é aplicável a sistemas sem uma fase contínua de água, meios de baixa condutividade, fases gasosas e também pode ser utilizado na atmosfera. Monitoração por resistência elétrica é comum em sistemas de gás. Entretanto, também pode ser utilizada em sistemas de água.

4. Análises Químicas

A análise química permite saber quais elementos estão presentes e quais são predominantes em uma solução. Sendo assim, é possível determinar quais os tipos de constituintes compõe o fluido que escoar no duto.

4.1. Resíduo

O resíduo é coletado a partir da passagem de pig de limpeza, que além de permitir a assepsia, fornece dados para avaliação da corrosão interna, pois permite identificar produtos de corrosão, incrustações formadas, presença de areia, bactérias e inibidores, entre outros. Determinam-se os teores da fase orgânica e inorgânica quantitativa e qualitativamente, pois a intensidade do processo corrosivo é função da quantidade e composição da matéria inorgânica.

Os produtos de corrosão foram caracterizados quimicamente pelas técnicas de Fluorescência de Raios X (FRX) e Difração de Raios X (DRX), identificando a porcentagem dos elementos e os compostos presentes, respectivamente, para cada ponto amostrado.

4.2. Análise de Fluido e Condensado

No fluido podem ser determinados o pH (Potenciometria), BSW (Centrifugação), Teor de sulfeto (Volumetria), Teor de oxigênio livre (por meio de kit utilizando a metodologia visual comparativa) e atividade e concentração de bactérias, que pode ser a detecção de Bactérias Redutoras de Sulfato - BRS Mesófilas Plantônicas (Método Visual), contagem BRS Mesófilas Plantônicas e Bactérias Anaeróbicas Heterotróficas Totais - BANHT (Técnica dos tubos Múltiplos).

A intensidade do processo corrosivo em meio gasoso é avaliada a partir da composição química do gás, através de análise cromatográfica, e da pressão parcial dos seus contaminantes (CO_2 e O_2). Na determinação do teor de H_2S é utilizado Método Iodométrico ou Potenciométrico.

De acordo com a ANP,⁽⁵⁾ o condensado é uma fração líquida do gás natural obtida no processo de separação normal de campo, mantidas na fase líquida nas condições normais de pressão e temperatura. Com a análise do condensado é possível saber o teor de ferro total (Absorção Molecular), cloretos, bicarbonato e pH (por potenciometria), sólidos suspensos (Gravimetria), dentre outras. Podendo assim, classificar o condensado como corrosivo ou protetor.

5. Injeção de Produtos Químicos

Segundo Andrade,⁽¹⁾ o uso de inibidores de corrosão constitui-se na metodologia de controle da corrosão interna de dutos mais difundida na indústria do petróleo. No entanto, sua efetividade depende do material de construção da linha, da composição do inibidor, do tipo de fluxo e do tipo de incrustação depositada no seu interior. Quando o duto encontra-se altamente incrustado (sais de bário, cálcio, argilas e/ou areia), ou contaminado com bactérias corrosivas ou, ainda, com suspeitas de entrada de oxigênio, o controle da corrosão interna, via inibidores filmicos, torna-se pouco adequada.

Para gases contaminados com sulfeto de hidrogênio, torna-se necessário a utilização de sequestrantes de H₂S.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste trabalho é apresentada uma análise de um trecho submarino onde o objetivo é informar os resultados obtidos pela monitoração da corrosão interna no gasoduto Gaivota/Pingüim, que escoo o gás produzido do Campo de Pescador.

Avaliação dos dados

O Campo de Pescador localiza-se a cerca de 105 km do continente, em profundidades de água que variam de 800 a 900 metros. O desenvolvimento deste campo vem sendo realizado através de três plataformas flutuantes de produção, Martim, Pingüim e Gaivota.

O Gasoduto Gaivota/ Pingüim tem 45000 metros de extensão sendo 5000 metros de linha flexível e 40000 metros de duto rígido, além da sua produção Gaivota escoo também a produção de Martim. A pressão na chegada do gasoduto em Pingüim é 125 Kgf/cm² e a temperatura 15°C, já na saída em Gaivota às condições são 150 kgf/cm² e 35 °C. Em junho de 2001 foi realizada inspeção com pig instrumentado e foi detectado baixa corrosão ao longo do duto, a pressão parcial de CO₂ (Tabela 2) estava moderada (>4 psia),⁽³⁾ mas como o gás nesse gasoduto é tratado em unidade de desidratação, apesar de alguns períodos de descontrole, a corrosividade se manteve baixa e foi dado prazo de 10 anos para uma nova inspeção mantidas as condições da época.

No entanto, a partir de outubro de 2001 houve crescimento significativo das taxas de corrosão uniforme por cupom de perda de massa na chegada do gasoduto em Pingüim (Figura 2), também verificado nos provadores de sonda ER (Figura 3), com a perda de duas sondas em menos de 3 anos. As amostragens do gás em Martim revelaram H₂S no gás, que também resultou em aumento da corrosividade do fluido dessa plataforma (Figuras 4 e 5). O resíduo em PINGÜIM revelou sulfeto de ferro (Tabela 3), sugerindo corrosão por H₂S ao longo do duto rígido. Como os níveis de CO₂ se mantiveram desde a campanha da passagem de pig de 2001, concluiu-se que o H₂S foi responsável pela intensificação do processo corrosivo, conforme pode ser visto na Figura 10.

A partir de 2003 iniciaram-se, então, os testes com injeção de sequestrante de H₂S nos poços que produziam este gás na plataforma de MARTIM. Após um período com problemas operacionais, devido desenquadramento da água descartada, houve redução significativa das taxas de corrosão em PINGÜIM e em MARTIM.

A partir de 2004, foi detectada a presença de H₂S também na plataforma de GAIVOTA, conforme pode ser evidenciado nas Figuras 6 e 7. Como o problema da produção de H₂S já era conhecido, a implementação da injeção de seqüestrante de H₂S nessa plataforma foi mais rápida, reduzindo as taxas de corrosão na origem do duto em GAIVOTA. Essa melhora significativa também pode ser verificada nas fotos ampliadas dos cupons (Figuras 8 e 9). Devido a esses eventos foi sugerido a antecipação da passagem de pig instrumentado e a monitoração on-line dos teores de H₂S.

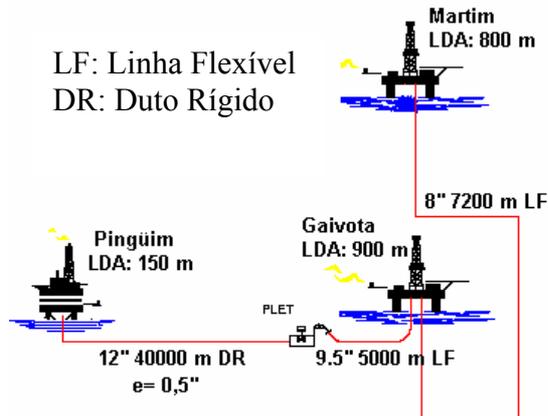


Tabela 2.: Análise de CO₂ na chegada do Gasoduto GAIVOTA/ PINGÜIM

Origem do Gasoduto	Gaivota
Temperatura	17
Pressão	125
Data (CO ₂)	15/04/01
Fração Molar CO ₂ (%)	0,24
Pressão Parcial CO ₂	4,3

Figura 1. Malha de Escoamento de Gás do Campo de Pescador

Tabela 3.: Resultado da Caracterização química do Resíduo no Gás em Pingüim (Coleta: 21/04/2002)

Fluorescência de S Raio X (FRX)	de S	
	Fe	47%
	Ca	48%

Monitoração de Corrosão de Cupom

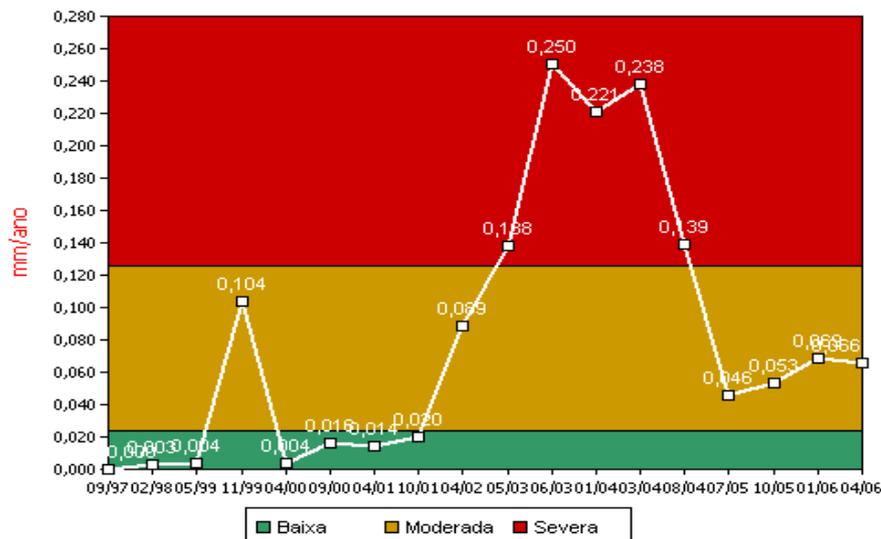


Figura 2. Pingüim – Chegada do gasoduto de Gaivota – Dados de cupom de perda de massa

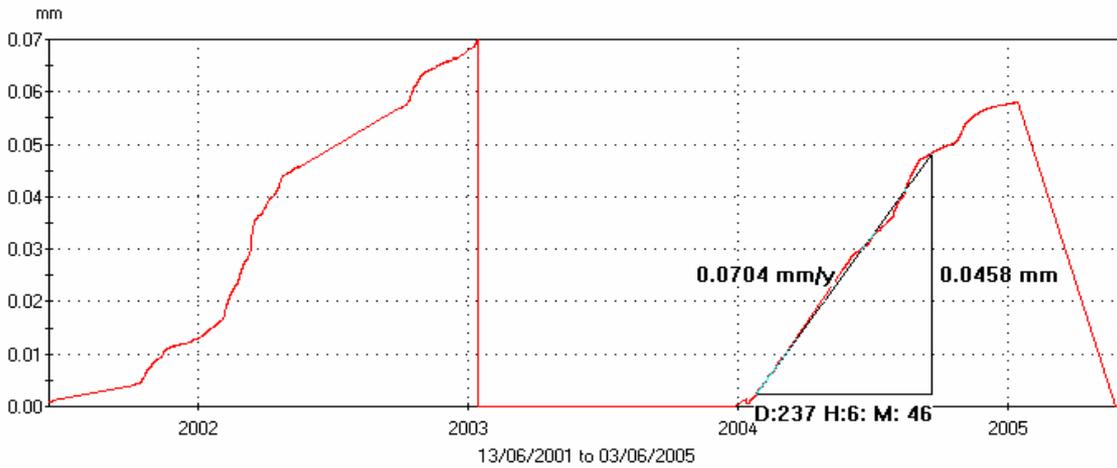


Figura 3. Pingüim – Chegada do gasoduto de Gaivota – dados de sonda ER (perda de metal da sonda – vida útil até 100µm).

Monitoração de Corrosão de Cupom

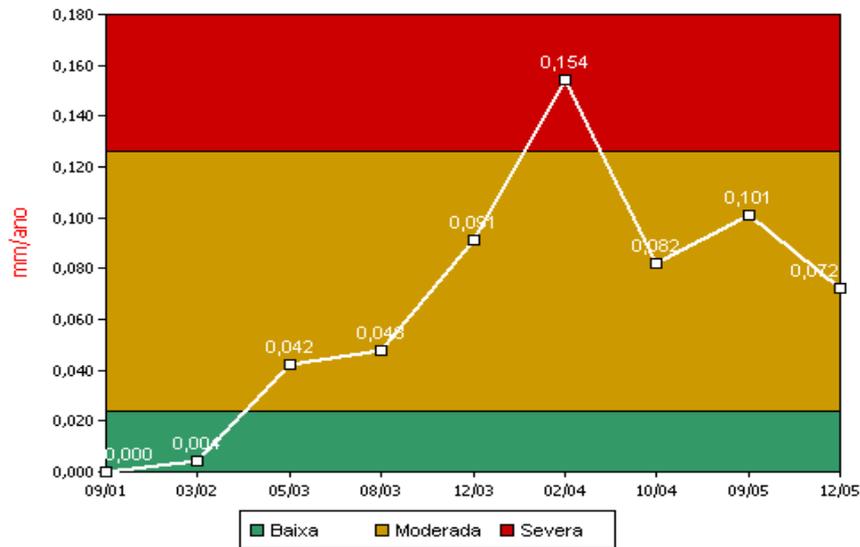


Figura 4. Martim – Gasoduto de exportação para Gaivota – dados de cupom de perda de massa.

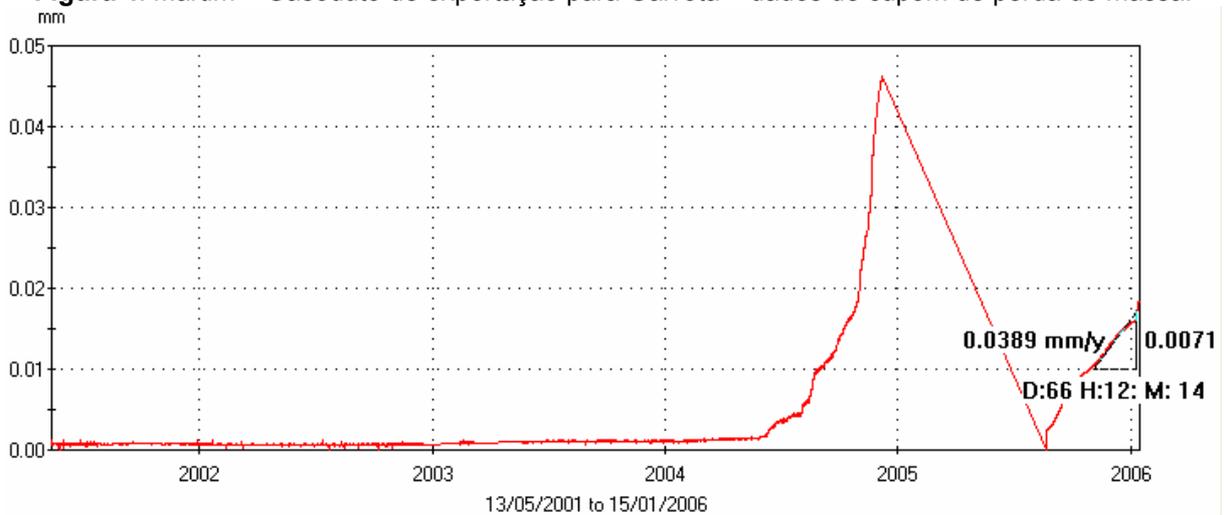


Figura 5. Martim – Exportação de Gás para Gaivota – Dados de Sonda ER.

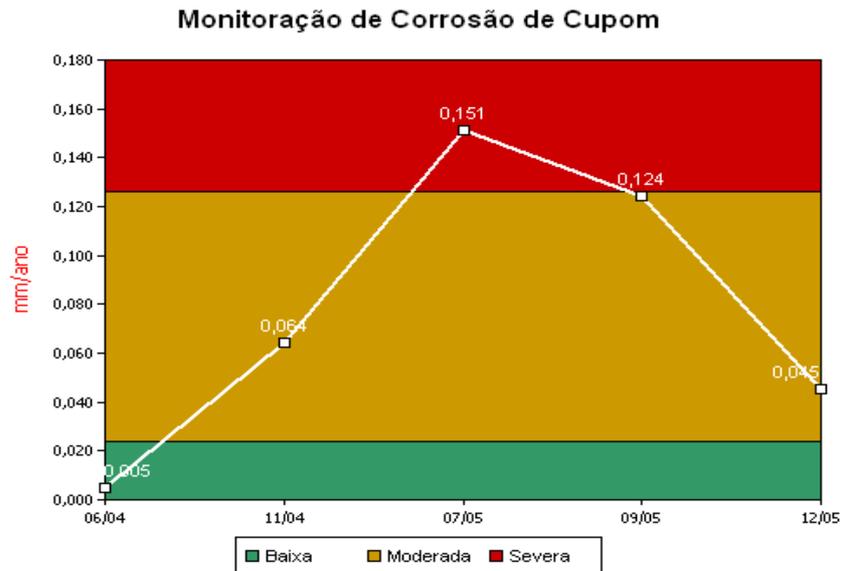


Figura 6. Gaivota – Exportação de Gás para Pingüim – Dados de Cupom de Perda de Massa.

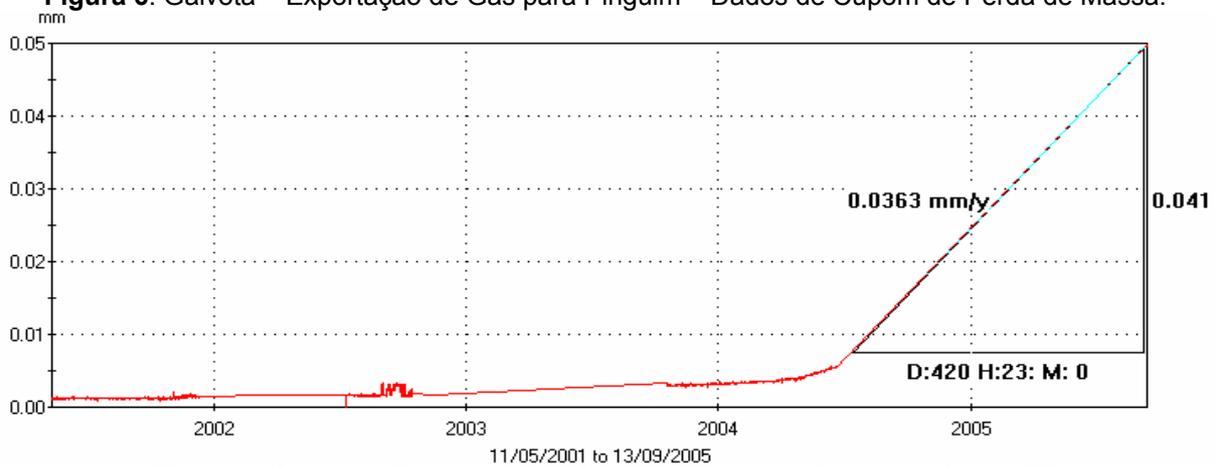


Figura 7. Gaivota – Exportação de Gás para Pingüim – Dados de Sonda ER

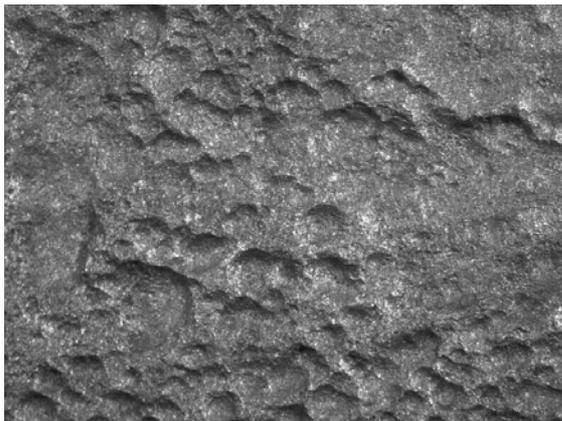


Figura 8. Foto do cupom na saída do gasoduto em Gaivota (set/05), aumento em 10x – Taxa de pites 0,1 mm/ano.

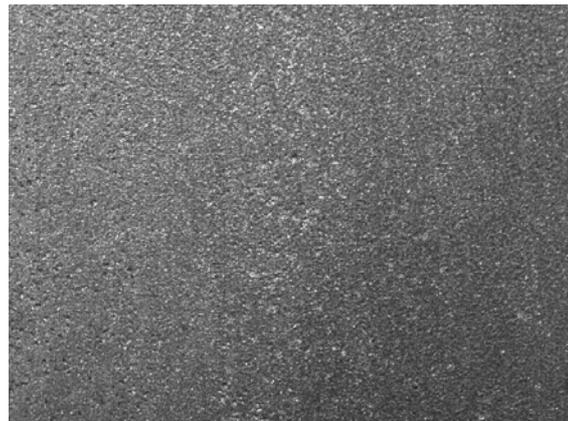


Figura 9. Foto do cupom na saída do gasoduto em Gaivota (dez/05), aumento em 10x – Taxa de pites 0,001 mm/ano.

Comparativo Taxa de Corrosão x Teor de H₂S em Martim, Gaivota e Pinguim

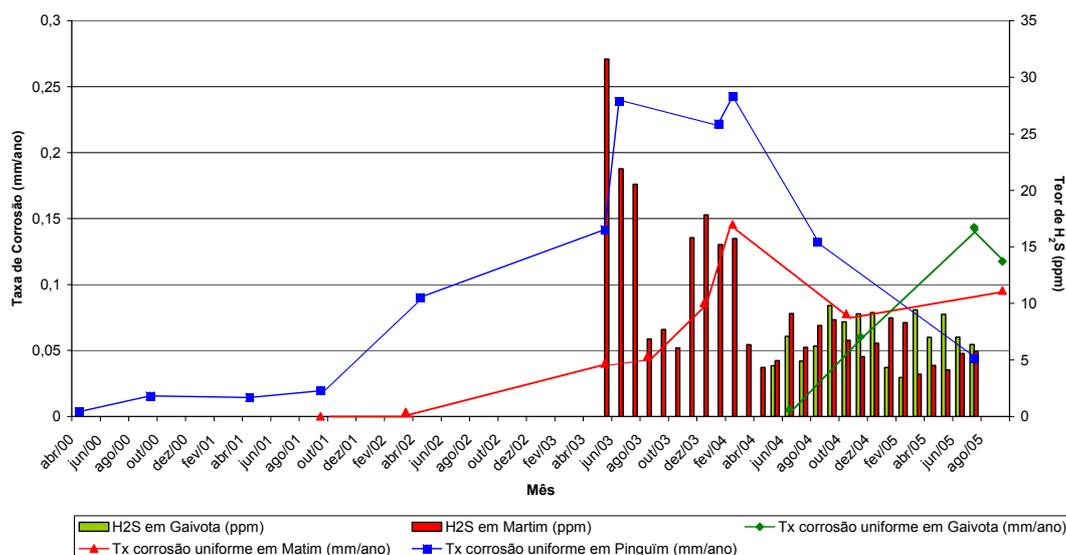


Figura 10. Efeito dos teores de H₂S nas taxas de corrosão na malha de gás do campo de Pescador

CONCLUSÕES

Este trabalho comprova que a utilização de várias técnicas de inspeção e monitoração da corrosão, complementadas por dados operacionais e por análises de fluidos e resíduos é a única forma segura e garantida para se definir o mecanismo de corrosão interna de dutos, bem como determinar a intensidade do processo corrosivo. Além disso, a definição do agente corrosivo principal possibilita a seleção correta de métodos de controle da corrosão, que sejam compatíveis com as espécies atuantes, reduzindo assim, os custos com o emprego de tecnologias pouco eficazes.

REFERÊNCIAS

- 1 ANDRADE, Cynthia A. Avaliação da Corrosividade de óleos transportados em dutos – Relatório final do Projeto 02.08.14 CENPES/PDEP/TMEC, 1999;
- 2 SOUZA, A.P.F.; ALVES, T.M.J.; ESTEFEN, S.F.; VAZ M.A.; Colapso de dutos flexíveis sob pressão externa. Boletim técnico Petrobras, Rio de Janeiro, 43 (3/4): 141-152 jul/dez 2000.
- 3 Norma PETROBRAS N-2785 – Monitoração, Interpretação e Controle da Corrosão em dutos. Outubro 2004;
- 4 Norma PETROBRAS N-2364 – Avaliação de corrosão interna através de cupom de perda de massa. Agosto 2003;
- 5 Glossário da Agência Nacional do Petróleo – ANP. Disponível em: www.anp.gov.br Acesso em 6 fevereiro 2006.