

MONITORAMENTO DA CORROSÃO INTERNA EM PLATAFORMAS OFFSHORE

Rafael Terzi; Fernando B. Mainier*

Departamento de Engenharia Química, Escola de Engenharia,
Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ

*E-mail, mainier@vm.uff.br

RESUMO

A corrosão é uma das principais causas de falhas em equipamentos e tubulações de plataformas de produção de petróleo. Essas falhas prejudicam o processo, atrasam o cronograma operacional de produção, geram altos custos de manutenção, além de gerar riscos à saúde e ao meio-ambiente. Devido ao fato de que a maioria dos equipamentos, tubulações e dutos das plataformas de produção são constituídos de aço (em geral, aço carbono), a indústria de exploração de petróleo estará sempre convivendo com os processos corrosivos. A utilização de um plano de monitoração da corrosão para diagnosticar, controlar e gerenciar a evolução dos processos corrosivos nas plataformas é a estratégia de ação proposta nesse trabalho. O Plano de Monitoração da Corrosão Interna (PMCI) se baseia na análise laboratorial da corrosividade de fluídos e resíduos coletados periodicamente nos sistemas das plataformas de operação; na taxa de corrosão determinada pela utilização periódica de cupons instalados nas tubulações dos sistemas das plataformas, como cupons de perda de massa e sondas de resistência elétrica; e finalmente, na coleta periódica de dados operacionais obtidos durante a operação dos sistemas das plataformas. O PMCI irá direcionar e gerenciar as ações a serem tomadas no caso de um agravamento de um processo corrosivo, identificando dos mecanismos corrosivos e sua localização nos diversos sistemas das plataformas. A otimização do uso de inibidores de corrosão e outros produtos químicos é uma das principais vantagens do PMCI.

Palavras - chave: corrosão, monitoramento, cupons, inspeção.

1 Introdução

O aço tem sido o material mais empregado na maioria dos segmentos de bens de produção básicos da sociedade. E, nessas últimas décadas, tem havido progressos consideráveis tanto na fabricação de novas ligas ferrosas e ligas não-ferrosas quanto no desenvolvimento de novos materiais compósitos. Por outro lado, dada à amplitude do uso do aço-carbono comum, é de se esperar que o campo de exposição à deterioração também ocorra de maneira ampla.

O processo corrosivo mais amplo traz desdobramentos tópicos, inscritos na agenda de setores específicos da produção. Sem que se perceba, ao longo da formação, o processo corrosivo acaba fazendo parte, direta ou indiretamente, do cotidiano profissional diversificado, começando com o projeto propriamente dito, as montagens, a operação de produção, a inspeção e terminando no *end-of-pipe*¹, ou seja, com o efluente industrial.

Nesta agenda de situações técnicas se incluem os equipamentos de produção, as utilidades e as tubulações e conseqüentemente, em torno deles gravitam as fraturas, rompimentos, contaminações, explosões, etc., todos eles passíveis de conseqüências trágicas, e até fatais. No caso de refinarias de petróleo, plataformas de produção e petroquímicas, o estudo dos processos de corrosão tem lugar maior, ao se ter em conta que cerca de 50% das falhas de materiais estão creditadas à corrosão. Não por acaso, o processo de conhecimento tanto dos princípios da corrosão e da proteção anticorrosiva, bem como das regras de

adequação prática tem sido um desafio no campo da engenharia de equipamentos e no monitoramento sistemático [1].

O fato é que os prejuízos causados pelos danos de corrosão do ponto de vista econômico atingem custos extremamente altos, tanto diretos como indiretos, resultando em consideráveis desperdícios de investimento; isto sem falar dos acidentes ambientais e perdas de vidas humanas provocadas por contaminações, poluição e as possíveis falhas na segurança dos equipamentos. Às vezes, o valor de um novo material que substituirá o antigo é de vinte a cinquenta vezes superior, fato que acaba determinando a opção pelo uso de aditivo químico (inibidores de corrosão) no retardamento ou inibição do processo corrosivo como alternativa de custos. Tal saída resulta muitas vezes desastrosa, tendo em vista que esses produtos, pela toxidez, acabam acarretando com seu despejo ou vazamento uma agressão muito maior ao meio ambiente e contaminação do próprio produto final à jusante [2].

Pelas cifras astronômicas de desperdício, grandes indústrias do primeiro mundo vêm investindo em pesquisas no sentido de repensar projetos e processos em busca de soluções combinatórias, ao mesmo tempo mais eficazes e menos onerosas. Mesmo com o avanço tecnológico no desenvolvimento de novos materiais, produtos químicos, processos ou adequações de processos, os processos tradicionais persistem, desencadeando direta ou indiretamente outros problemas de corrosão a exigir novos estudos, como é o caso de ligas especiais de alta resistência mecânica ou de materiais compósitos.

¹ **End-of-pipe** - significa que todo efluente industrial é misturado e seu tratamento é feito apenas ao final do processo industrial.

Diante destes fatos, os sistemas diversificados em que as operações petrolíferas atuam o homem, a segurança industrial e o meio ambiente são itens fundamentais. Portanto, os processos corrosivos independentes dos avanços tecnológicos se fazem sempre presentes. Dessa forma, é importante que ações preventivas sejam implementadas de forma a manter a confiabilidade dos equipamentos e processos, de acordo com as normas brasileiras e internacionais.

No cotidiano do profissional de unidades operacionais, existe o registro de problemas de corrosão, incrustação e falhas com elevado índice de ocorrência e também carentes de uma metodologia específica para sua solução e prevenção. A constatação de que a corrosão existente constitui um problema em potencial para os sistemas de equipamentos, torna necessário o desenvolvimento de procedimentos específicos de análise e correção, constituindo-se, assim na motivação fundamental para a realização de estudos adicionais sobre estes fenômenos [3].

2 Monitoração interna dos equipamentos em Plataformas de Petróleo

O processo corrosivo, geralmente, é responsável por grande parte das falhas dos equipamentos que compõem as unidades operacionais de uma plataforma de produção de petróleo, gerando, conseqüentemente, paradas não programadas, campanhas operacionais mais curtas, tempos prolongados de parada para manutenção e lucros cessantes. Desta forma, a implantação de um Plano de Monitoração da Corrosão Interna (PMCI) dos equipamentos visa à integridade operacional das instalações, a saúde das pessoas e a preservação meio-ambiente.

O PMCI é um plano de ação cuja função é gerenciar todas as informações relativas a taxas de corrosão obtidas através de corpos-de-prova de perda de massa e de sondas de resistência elétrica instalados em diversos pontos. Aliado às informações das análises físico-químicas e dos dados operacionais, o plano propicia o desenvolvimento de aplicação de metodologias que venham mitigar, corrigir ou minimizar os efeitos operacionais, propondo procedimentos de projetos visando à prevenção de problemas operacionais e problemas relacionados à saúde e ao meio-ambiente, conforme o esquema apresentado, a seguir, na figura 1.

Os cupons de corrosão são instalados em diferentes pontos das tubulações ou próximos aos equipamentos importantes no segmento operacional com o objetivo de registrar e avaliar os eventos corrosivos e obter as seguintes informações:

- Análise visual com documentação fotográfica digital;
- Informação sobre os depósitos e o significado desses depósitos;
- Cálculo da taxa de corrosão calculada pela massa perdida;
- Avaliação da eficiência dos inibidores, considerações e recomendações.

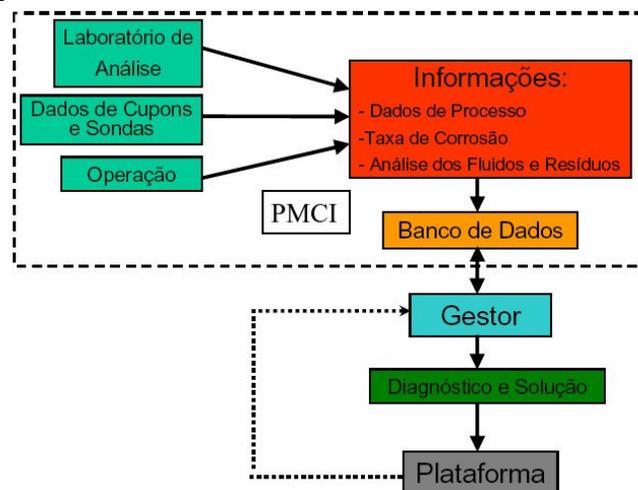


Fig. 1 - Funcionamento e aplicação do plano de monitoramento

Os dispositivos de sondas de resistência elétrica devem informar:

- Mudanças nos dados de processo e seus efeitos na perda de metal;
- Avaliação contínua da corrosão;
- Avaliação dos efeitos dos esforços para controle da corrosão;
- Informações para seleção de materiais em sistemas de equipamentos.

A análise físico-química dos fluidos e resíduos deverá informar:

- O potencial de corrosividade do fluido;
- A possibilidade de formação de incrustações inorgânicas ou de depósitos orgânicos.

Os resultados obtidos são analisados e correlacionados aos problemas de corrosão observados durante a inspeção gerando relatórios que possibilitam identificar, qualificar e quantificar as causas e os mecanismos de corrosão/incrustações favorecendo a proposição de soluções emergenciais ou de médio e longo prazo.

3 Instalação de Cupons e Sondas de Resistência Elétrica no Monitoramento da Corrosão

3.1 Cupons de Corrosão

Visando o monitoramento do processo corrosivo são instalados cupons de corrosão em pontos estratégicos das tubulações, junto aos principais equipamentos, para possam fornecer informações das taxas de corrosão. A figura 2, a seguir, mostra um esquema de fixação dos cupons (retangulares ou na forma de disco) no interior de tubulação, bem como, um exemplo de soldagem na parte superior da tubulação e sua capa protetora.

Os cupons para avaliação do processo corrosivo, são corpos-de-prova confeccionados com o mesmo material da tubulação, na forma retangular ou na forma de disco conforme mostra, a seguir, a figura 3. Os cupons podem ser

fixados na parte superior, no meio ou na geratriz inferior da tubulação.

Para confiabilidade de um resultado, o cupom deve ficar exposto ao meio corrosivo por um período mínimo de três meses e no máximo de seis meses. Após a exposição dos cupons no período especificado, obtém-se a taxa de corrosão uniforme e com o auxílio de microscópio ótico determina-se a profundidade dos pites², se existentes, determinando a taxa de corrosão localizada.

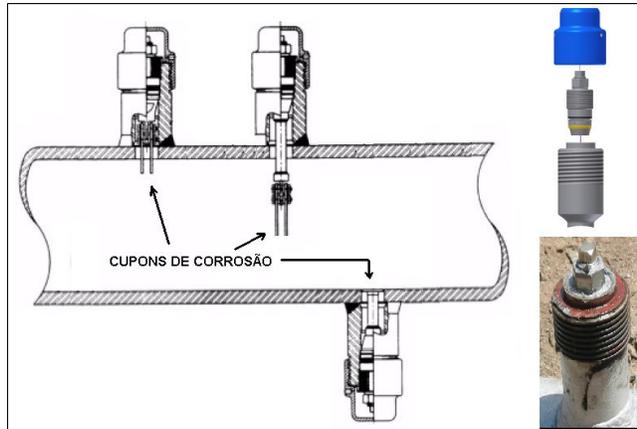


Fig. 2 - Esquema de instalação de cupons de corrosão em tubulação

A utilização de cupons de perda de massa tem proporcionado resultados significativos para o acompanhamento do processo corrosivo nos dutos e tubulações das plataformas de petróleo. No entanto, é importante ter sempre em mente que estes resultados sempre devem ser vistos com cautela, tendo em vista, principalmente, a representatividade do local de instalação dos cupons [4].

A figura 4, a seguir, mostra o estado de um cupom, na forma de disco, submetido ao sistema operacional durante 45 dias e após sofrer a limpeza química inibida³ para avaliar o processo de corrosão estabelecido sob a camada de óxido aderente a superfície do cupom.

Os dados operacionais necessários para o cálculo da taxa de corrosão uniforme dos cupons de perda de massa são: o tempo de exposição, a massa inicial e a massa final após a limpeza química do cupom. A taxa de corrosão pode ser determinada por meio da equação:

$$\text{Taxa de corrosão} = \frac{K \cdot (m_{\text{inicial}} - m_{\text{final}})}{S \cdot t \cdot \rho}$$

² **Pite** - corrosão localizada, intensa e apresentando o fundo em forma angular e profundidade maior que o seu diâmetro.

³ **Limpeza química inibida** - é uma solução de ácido clorídrico (HCl) com adição de inibidor de corrosão com a finalidade de remover o produto de corrosão e não atacar o material base (aço-carbono).

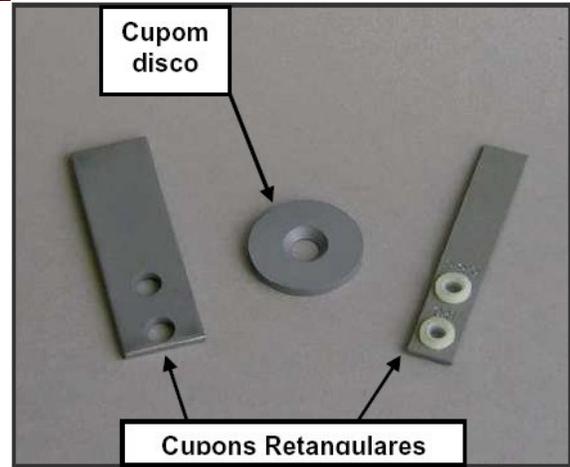


Fig. 3 - Cupons utilizados na avaliação da corrosão



Cupom retirado do sistema operacional

Limpeza química inibida do cupom

Fig. 4 - Cupom retirado do sistema operacional e após sofrer limpeza química para determinação da taxa de corrosão

Onde,

Taxa de corrosão = mm/ano;

K (constante) = $8,76 \times 10^4$;

$m_{\text{inicial}} - m_{\text{final}} = g$;

S (área total dos cupons) = cm^2 ;

ρ = massa específica, g/cm^3 ;

t (tempo) = h

Ao observar a corrosão por pites, para o cálculo da taxa de pites, além do tempo de exposição é necessário o valor da profundidade máxima encontrada entre todos os pites. Após o cálculo da taxa de corrosão, os dados são armazenados em software específico para monitoração, com a criação de um banco de dados para geração de gráficos e planilhas de acompanhamento conforme mostra, a seguir, o gráfico da figura 5.

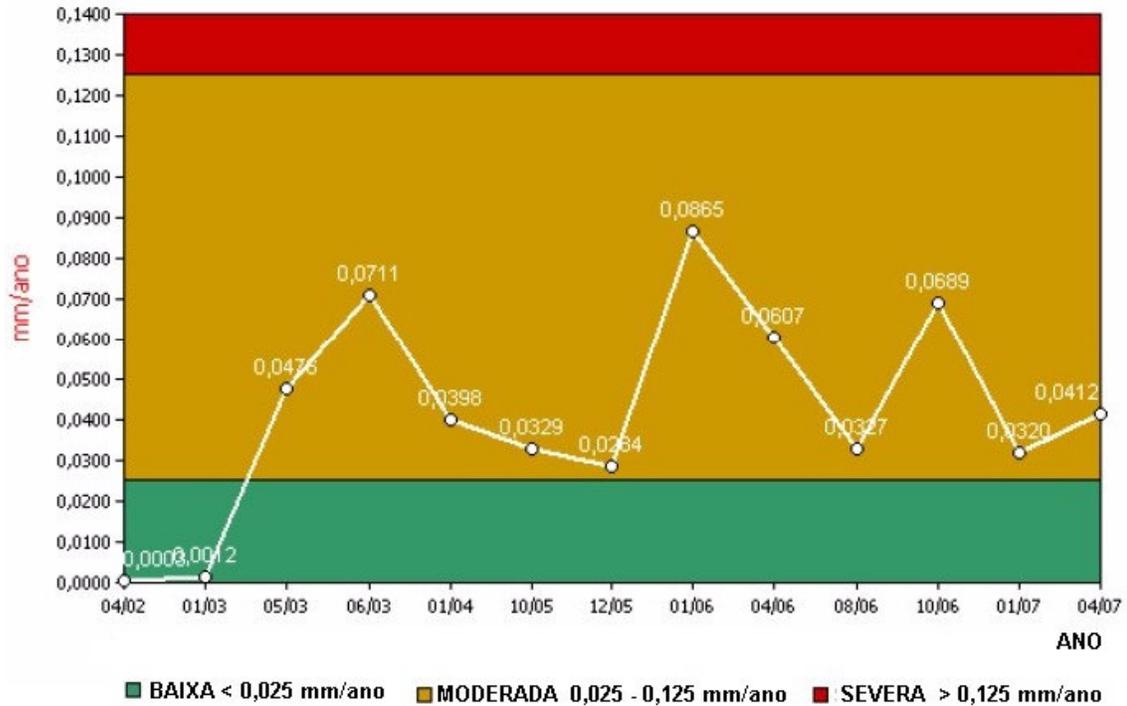


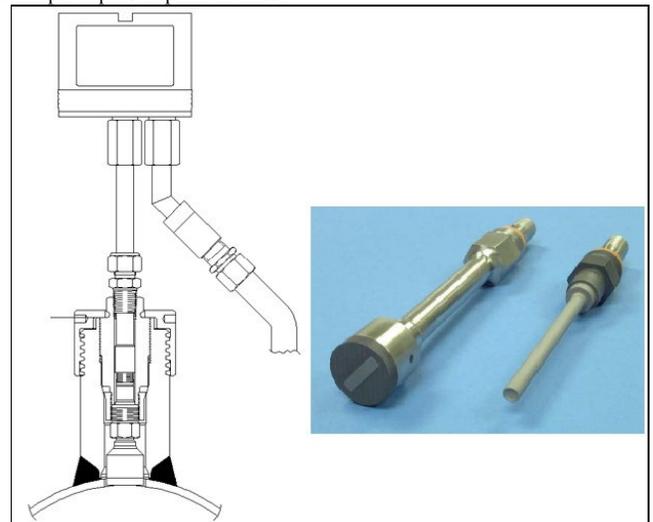
Fig. 5 – Exemplo de taxa de corrosão monitorada por cupons de perda de massa

3.2 Sondas de Resistência Elétrica

As sondas de Resistência Elétrica conforme mostra o esquema da figura 6, a seguir, medem as taxas de corrosão com base no aumento da resistência elétrica durante um período, para um elemento metálico exposto ao 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 [5].

A técnica de Resistência Elétrica é aplicável a sistemas que não possuem fase contínua de água, em meios de baixa condutividade. A monitoração por resistência elétrica é comum em sistemas de gás. Entretanto, também pode ser utilizada em sistemas de água. A fim de complementar os resultados de taxa de corrosão e de ter uma resposta mais rápida as variações do processo, é necessário à medição de taxa de corrosão através de sondas (*probes*) de resistência elétrica, na saída e chegada (extremidades) dos dutos rígidos e diversas tubulações dos sistemas.

A “sonda” (*probe*) é um dispositivo utilizado para fornecer informações *on-line* sobre as mudanças nos dados de processo, na corrosividade dos fluidos e nos efeitos na perda de metal causados pela corrosão e/ou erosão.



Fonte: ROHRBACK COSASCO SYSTEMS, 2006

Fig. 6 – Sonda de resistência elétrica para determinação de taxa de corrosão

Os cupons por perda de massa fornecem resultados em períodos que variam de três meses a um ano. Com as sondas de resistência elétrica, os resultados são fornecidos em períodos de horas ou de dias, dependendo da agressividade dos fluidos e do programa de monitoração estabelecido para o duto ou sistema em questão possibilitando, assim, uma correlação entre as alterações de taxa de corrosão com as características do processo [4].

inibidores de corrosão. Desta forma, visando manter a integridade das tubulações são feitas as seguintes análises químicas: pH, ferro total, residual de inibidor de corrosão e cloreto (provável contaminação da água de formação). Além disso, dependendo da origem ou modificações do condensado são realizadas as seguintes análises químicas: o teor de ferro total, cloretos, bicarbonato e pH, sólidos suspensos, dentre outras. Podendo assim, classificar o condensado como corrosivo ou protetor.

Os resíduos são coletados a partir das passagens periódicas de pig de limpeza⁶, que além, de permitir a limpeza interna da tubulação, fornece dados para avaliação da corrosão interna, pois permite identificar produtos de corrosão, incrustações formadas, presença de areia, bactérias e resíduos de inibidores, entre outros. Geralmente, visando à identificação qualitativa e/ou quantitativa dos depósitos são feitas análises orgânicas e inorgânicas. Nos depósitos orgânicos e nos produtos de corrosão são utilizadas as técnicas de fluorescência de Raios X (FRX) e difração de Raios X (DRX).

Desta forma, as análises físico-químicas dos fluidos e resíduos que escoam ou ocorrem nos dutos, suportados pela escolha inteligente de pontos de coleta e periodicidade das análises, são ferramentas importantes para confronto e análises dos problemas de corrosão. A redução das falhas e, conseqüentemente, o aumento do ciclo de vida dos equipamentos industriais, bem como, a redução das contaminações, são metas alcançáveis por essas técnicas. A tabela 1, a seguir, serve de exemplo para as análises realizadas.

Conclusões

Este trabalho sugere que a utilização de várias técnicas de inspeção e monitoração do processo corrosivo, complementadas por dados operacionais e por análises de fluidos e resíduos, é uma ferramenta para se definir o mecanismo de corrosão interna de equipamentos e 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.

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

⁶ **Pig de limpeza** – dispositivo confeccionado em material plástico, espuma ou com elementos metálicos, introduzidos no interior dos dutos com a finalidade de fazer uma limpeza dos depósitos aderentes às paredes internas.

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

INTERNAL CORROSION MONITORING IN OFFSHORE PLATFORMS

ABSTRACT - Corrosion is one of the main causes of failures in equipment and pipes in offshore oil production. These failures harm the process, slow the production operational chronogram, and generate high costs of maintenance, beyond generation of risks to health and environment. Due to the fact that most of the equipments, tubing and pipes of production platforms are made of steel, in general, carbon steel, the industry of petroleum exploration will always coexist with the corrosive process. The adoption of a corrosion monitoring plan to diagnostic, to control and to manage the evolution of corrosives process in offshore oil platforms is the strategy proposed in this work to prevent problems as described above. The Internal Corrosion Monitoring Plan (ICMP), is based on lab analysis of the corrosively of fluids and residues showed periodically in offshore operational platform; in the corrosion rate determined by the periodic use of test bodies installed inside offshore oil platforms tubing systems, as mass loss coupons and electric resistance probes; and finally, in periodic operational data collection obtained during the off-shore oil platform systems operation. The ICMP will direct and manage the actions to be taken in case of aggravation of a corrosive process, quickly identifying to the corrosive mechanisms and its localization in the various systems of the platforms. The optimized use of the corrosion inhibitor and other chemical products are one of the main advantages of the ICMP.

Key words: corrosion, monitoring, coupons, inspection.

Tabela 1 – Análises dos fluidos realizadas no monitoramento da corrosão interna de dutos em plataformas *offshore*.

Origem				Destino					
Fluidos Analisados	Amostragem	Análises	Periodicidade	Fluidos Analisados	Amostragem	Análises	Periodicidade		
Petróleo e Água Produzida	Em cada estação de bombeio	BSW	Trimestral	Petróleo e Água Produzida	Recebedor de Pig e após a chegada do pig no receptor	BSW	Trimestral		
		Sulfetos Totais				Sulfetos Totais			
		CO ₂ (diss. Fase aquosa)				CO ₂ (diss. Fase aquosa)			
		O ₂ (diss. Fase Aquosa)				O ₂ (diss. Fase aquosa)			
		pH				pH			
		Ferro Total				Ferro Total			
		Estrôncio				Estrôncio			
		Bário				Bário			
		Magnésio e Cálcio				Magnésio e Cálcio			
		Cloretos				Cloretos			
		Sulfatos				Sulfato			
		Alcalinidade				Alcalinidade			
		Potássio				Potássio			
		Sódio				Sódio			
		Salinidade				Salinidade			
		Bicarbonato				Bicarbonato			
Manganês	Manganês								
Ácidos Orgânicos	Ácidos Orgânicos								
Deteção e Contagem BRS Plan.(Fase Aquosa)	Deteção e Contagem BRS Plan.(Fase Aquosa)								
Deteção e Contagem de BANHT Plan.	Deteção e Contagem de BANHT Plan.								
Residual de inibidor de Corrosão	Residual de inibidor de Corrosão								
Gás	Imediatamente a Montante do Lançador de Pig	Umidade	Diária	Gás	A Jusante ou a Montante do Receptor de Pig	H ₂ S	Semestral		
						CO ₂		CO ₂	
						O ₂		O ₂	
		H ₂ S	Semestral	Fase Aquosa do Condensado	Resíduo	Recebedor de Pig (fase aquosa de condensado). No vaso depurador ciclone e filtros de chegada dos gasodutos e após a chegada do pig no receptor (Resíduo)	Sólidos Suspensos	Consultar cronograma de passagem de pig das Plataformas	
							Ferro Total		Ferro Total
							Alcalinidade		Alcalinidade
							Ácidos Orgânicos		Ácidos Orgânicos
							Cloretos		Cloretos
							pH		pH
							Residual de inibidor de Corrosão		Residual de inibidor de Corrosão
Teor de matéria Inorgânica	Teor de matéria Inorgânica								
Deteção e Contagem de (BRS e BANHT) Sésseis	Deteção e Contagem de (BRS e BANHT) Sésseis								
Caracterização da Matéria Inorgânica	Caracterização da Matéria Inorgânica								
Determinação de Sulfetos	Determinação de Sulfetos								

Referências

[1] MAINIER, F. B. Eletroquímica Industrial: uma nova abordagem de ensino. Anais (CD-Rom): XXVII Congresso Brasileiro de Ensino de Engenharia – COBENGE 99, Natal, Rio Grande do Norte, Organizado

pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte e Associação Brasileira de Ensino de Engenharia – ABENGE, 8p. 12/15 setembro, 1999.

[2] GENTIL, V. Corrosão, Rio de Janeiro: LTC - Livros Técnicos e Científicos Editora, 5ª edição, 353p. 2007.

[3] NUNES, L. P. Fundamentos de resistência à corrosão, Rio de Janeiro: Editora Interciência, 330p. 2007.

[4] COBUCCI, José Carlos, PETROBRÁS - Introdução aos Sistemas de Monitoramento Interno da Corrosão, 2005.

[5] COSASCO, Rohrback Cosasco Systems, www.cosaco.com, acessado em 28/09/2.