INTERCORR 2008
28º Congresso Brasileiro de Corrosão
2nd International Corrosion Meeting
Mar Hotel, Recife / PE • 12 a 16 de maio de 2008

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

PMCI – Plano de Monitoração da Corrosão Interna, Uma História de Sucesso na Unidade de Negócios da Bacia de Campos

Orlandemberg Pereira Silva[1], Angélica Dias Salvador [2], Dilhermando Finamore[3], Edil do Patrocínio[4], Elcione Simor[5], Pablo Barreto[6], Patrícia Íris Peres[7], Sérgio Pagnin[8]

Abstract

The implantation of the PMCI, Internal Corrosion Monitoring Plan, began in June of 2000, when the new philosophy of internal corrosion monitoring was established in the Production Systems and Pipelines of the Campos Basin Businesses Unit, in 32 off-shore platforms. This monitoring uses physical measurements and chemical analyses for to characterize the metallic surface of material and corrosion middle, with the purpose of to determine the tax and the internal corrosion mechanism active in the systems. Several actions are defined in this plan, like the execution and attendance of the fluids and residues analyses results, the corrosion taxes for mass loss coupon and corrosion probes, the operational and process dates – as pressure, flow, flow pattern, chemical products dosage, cleaning and internal inspection dates of the pipelines, besides the definition of the responsible for these actions. The use of the corrosion monitoring techniques associated to the several parameters for characterization of the corrosive potential of a system is a systematic form of corrosion measurement or equipments and facilities degradation. This methodology aids the understanding of the corrosion process and result in useful information for the corrosion control and consequences. After seven years of the PMCI implantation, this paper will show the results and improvements obtained by Campos Basin Businesses Unit, and the strategies used for the success of this Plan. Reduction of the flaws number, increase of the equipments reliability, and larger backrest of the managements are some of the results elucidated in this work.

Key words: Internal Corrosion Monitoring Plan**,** results.

[1] Engenheiro de Petróleo Pleno – PETROBRAS
[2] Técnica de Inspeção Sênior – PETROBRAS
[3] Técnico de Inspeção Pleno – PETROBRAS
[4] Técnico de Manutenção Pleno – PETROBRAS
[5] Técnico de Inspeção Sênior – PETROBRAS
[6] Técnico em Química– ACCENTURE
[7] Engenheira Metalúrgica – BUREAU VERITAS
[8] Engenheiro de Processamento Pleno– PETROBRAS

Resumo:

A implantação do PMCI, Plano de Monitoração da Corrosão Interna, teve início na Unidade de Negócios da Bacia de Campos em junho de 2000, quando foi estabelecida a nova filosofia de monitoração da corrosão interna nos Sistemas de Produção e Escoamento de Petróleo, em 32 plataformas off-shore. Este monitoramento consiste no uso de medições físicas e análises químicas para verificação das características da superfície metálica do material e do meio corrosivo, com o propósito de determinar a taxa e o mecanismo de corrosão interna atuante nos sistemas. Várias são as ações definidas neste plano, dentre elas a execução e o acompanhamento dos resultados das análises de fluidos e de resíduos, a medição das taxas de corrosão por cupom de perda de massa e por sondas corrosimétricas, os dados operacionais e de processo – como pressão, temperatura, vazão, regime de fluxo, dosagem de produtos químicos, dados de limpeza e inspeção interna de dutos, além da definição dos responsáveis por estas ações. A utilização das técnicas de monitoração da corrosão associadas aos vários parâmetros levantados para caracterização do potencial corrosivo de um sistema é uma forma sistemática de medição da corrosão ou da degradação de equipamentos e instalações, que auxiliam a compreensão do processo corrosivo obtendo informações úteis para o controle da corrosão e das suas conseqüências. Passados sete anos da implantação do PMCI, serão apresentados neste trabalho, os resultados e ganhos obtidos pela Unidade de Negócios da Bacia de Campos, e as estratégias utilizadas para o sucesso da implementação deste Plano. Redução do número de falhas, aumento da confiabilidade dos equipamentos e maior respaldo das gerências são alguns dos resultados elucidados neste trabalho.

Palavras-chave: Plano de Monitoração da Corrosão Interna**,** resultados.

Introdução

O acidente ocorrido com um duto da PETROBRAS na Baia de Guanabara no início de 2000 deu origem a uma série de ações da PETROBRAS no sentido de reduzir drasticamente os riscos de vazamento em dutos.

Uma das ações foi a elaboração, no período de julho a setembro de 2001, do Padrão de Integridade de Dutos da PETROBRAS, que contou com a participação de uma equipe de técnicos de diversas áreas de conhecimento, como corrosão interna e externa, inspeção por pig, segurança, estruturas, entre outros.

O Padrão de Integridade de Dutos – PID "foi elaborado com objetivo de condensar, em um único documento, a experiência da Companhia em todos os aspectos relevantes para a gestão da integridade estrutural de seus dutos de transporte e de transferência" (1). Em outubro de 2004 o PID deu origem à N-2785, Norma Petrobras que trata da Monitoração, Interpretação e Controle da Corrosão Interna em Dutos (2).

Especificamente na Unidade de Negócios da Bacia de Campos - UN-BC, foi criado o PMCI – Plano de Monitoração da Corrosão Interna que, além dos dutos, abrangeu a monitoração da corrosão interna dos Sistemas de Produção e Facilidades em todas as 32 plataformas off-shore da UN-BC. Este monitoramento contempla desde as colunas dos poços, tubulações de superfície, sistemas de compressão de gás, sistemas de aquecimento e resfriamento, e sistemas de injeção de água do mar ou reinjeção da água produzida. A maior parte das tubulações e dutos da UN-BC são em aço carbono, que alia baixo custo e boa resistência mecânica, mas baixa resistência à corrosão comparada a outros materiais (3), desta forma a monitoração da corrosão é uma forma de viabilizar a utilização deste material. Para

alguns sistemas como tratamento da água produzida a Petrobras especifica a utilização de material resistente à corrosão (4) e, neste caso, o PMCI não é utilizado.

Desde sua implantação o PMCI vem contribuindo significativamente para segurança dos equipamentos e instalações da UN-BC, além de ser um banco de dados confiável no que se refere a dados de monitoração da corrosão interna do fluido servindo de fonte para especificação de novos projetos e tratamentos.

Sistemática

A implantação do PMCI teve início em junho de 2000 com o Encontro Técnico de Monitoração da Corrosão Interna das Facilidades de Produção e dos Dutos das plataformas da UN-BC, onde foi estabelecida a nova filosofia de monitoração da corrosão interna. Com base nesta nova filosofia foi avaliada a adequação dos pontos de monitoração existentes nas facilidades de produção e nos dutos, possibilitando reposicionar os pontos inadequados e definir novos locais a serem monitorados. A rotina analítica também foi revisada para atender a nova filosofia de monitoração, e, especificamente para dutos conforme o PID (1). Definiram-se, então, os pontos de amostragens mais representativos e com que freqüências deveriam ser realizadas de acordo com a agressividade do fluido. Periodicamente a equipe responsável pela gestão do PMCI se reúne com a equipe do Laboratório de Fluidos a fim de acompanhar a realização do Plano, propor melhorias e discutir resultados. Em 2005 foi criado o IMCI, Índice de Monitoração da Corrosão Interna, indicador de integridade que tem o objetivo de medir o cumprimento do Plano de Monitoração da Corrosão Interna.

Para cada plataforma de Produção foi elaborado um Plano de Monitoração da Corrosão Interna, conforme mostram as figuras de 1 a 6, de acordo com suas especificidades, onde estão definidos os sistemas monitorados, ações do plano, locais de amostragem, padrões de execução, freqüências, responsáveis, dados a serem utilizados e locais de encaminhamento dos mesmos.

A partir dos resultados das análises provenientes do PMCI são elaborados os Relatórios de Monitoração da Corrosão Interna – RMCI, que antes de emitidos são discutidos com a Operação da Plataforma. Nestes relatórios são mostrados os resultados obtidos pela monitoração da corrosão interna e diagnósticos das causas prováveis do processo corrosivo, e recomendações de como controlá-las. Toda a sistemática do PMCI pode ser acompanhada pelo fluxograma de processo mostrado na figura 7.

Metodologias

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

- Avaliação da tendência da corrosividade do fluido ao longo do tempo (cupons e sensores corrosimétricos);
- Avaliação das características químicas dos fluidos e contaminantes;
- Caracterização de resíduos;
- Além das técnicas mencionadas acima, são utilizados resultados das inspeções com pig instrumentados, no caso de dutos e outros ensaios não destrutivos (END) nas instalações de superfície.

Segundo a NACE RP-0775 (5), 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 I.

As principais técnicas e metodologias que visam à monitoração da corrosão interna seguem abaixo.

Ensaios Não Destrutivos

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.

No caso dos sistemas localizados nas superfícies das plataformas a técnica que geralmente vem sendo utilizada é a inspeção ultra-sônica. É importante citar que, como as inspeções com ensaios não destrutivos são realizados com menor freqüência, 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. Por isso 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 localizam outros defeitos além de corrosão interna. Neste caso, o profissional que estiver analisando a integridade, deve levar em conta a interação dos defeitos localizados numa mesma região.

Cupons provadores de corrosão

De acordo com a NACE RP-0775 (5), 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 quarenta e cinco dias e máximo de seis meses.

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

Sensores Corrosimétricos

O acompanhamento das taxas de corrosão também é feita através das sondas corrosimétricas de resistência elétrica (ER), de resistência à polarização linear (LPR) e de par galvânico, estes dois últimos são instaladas em sistemas de injeção de água do mar ou reinjeção da água produzida, localizada à jusante das bombas principais de injeção de água. A medição e aquisição dos dados são realizadas de forma automatizada, empregando-se estações de aquisição, programadas para realizar medidas a cada período programado (de 10 em 10 minutos até de 6 em 6 horas). Os dados armazenados na memória da estação são

descarregados para o instrumento manual portátil e, deste, para um computador através de um software.

As sondas de ER medem a taxa 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. Este aumento é proporcional à corrosão acumulada para o período de exposição. As sondas ER podem fornecer a corrosão de períodos em períodos ou a perda de metal do elemento sensor devido à corrosão.

A técnica de Resistência Elétrica é aplicável em sistemas sem uma fase contínua de água, meios de baixa condutividade como óleo, fases gasosas e também pode ser utilizado em sistemas de água.

A sonda de LPR é dependente da transferência de corrente elétrica de um eletrodo para outro, e mede as mudanças no potencial eletroquímico. Isto somente pode ser alcançado se o metal (eletrodos de metal) estiver submerso em um eletrólito. Os íons tornam este líquido ou meio eletricamente condutor. Isto significa que uma sonda LPR é primariamente usada em sistemas aquosos, por isso elas são preferencialmente utilizadas em sistemas contendo água. Elas podem também ser usada em linhas de óleo e gás contendo água em quantidade substancial. As sondas LPR fornecem a corrosão instantânea.

A sonda galvânica foi projetada para medir variações na corrente galvânica, fluindo entre dois eletrodos (refletindo variações nos níveis de oxigênio em um liquido fluindo). As leituras de uma sonda galvânica mostrarão um valor baixo e estável das correntes galvânicas enquanto o nível de oxigênio dissolvido no produto que está fluindo for baixo. Esta corrente galvânica é dada em mA. O ingresso de oxigênio no sistema será indicado como um forte aumento na corrente galvânica, e no gráfico será mostrado como um pico nas leituras, até que o nível de oxigênio caia novamente. Tal redução no nível de oxigênio pode ser resultado de uma injeção de seqüestrante de oxigênio, e a eficiência desse seqüestrante será registrada. As sondas galvânicas monitoram qualitativamente a entrada de oxigênio no sistema. Na UN-BC estas sondas são utilizadas em sistemas de injeção de água para detectar contaminação por oxigênio.

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 escoa no duto.

Resíduo

O resíduo é coletado a partir da passagem de pig de limpeza ou abertura de linhas e equipamentos. A análise do mesmo ajuda na 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 são 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.

Análise de Fluido e Condensado

As análises químicas no fluido dependem do sistema específico estudado. Desta forma, em sistemas de aquecimento e resfriamento os parâmetros que as Unidades Off-shore têm por rotina acompanhar e suas respectivas metodologias são: pH (potenciometria), teor de ferro total (espectrofotometria), alcalinidade total (potenciometria), teor de cloreto de acordo com a norma Petrobras N-1454 (6), dureza total conforme a norma Petrobras N-1449 (7) e teor de residual de inibidor (espectrofotometria de absorção molecular). As mesmas análises são realizadas para a água de reposição, incluindo-se o teor de cloro livre (Método Merck).

Em oleodutos são determinados o pH (potenciometria), BSW (centrifugação), teor de sulfeto (volumetria), teor de oxigênio livre (por meio de kit utilizando a metodologia visual comparativa), atividade e concentração de bactérias, que pode ser a detecção de Bactérias Redutoras de Sulfato - BRS Mesófilas Planctônicas (método Visual), contagem BRS Mesófilas Planctônicas e Bactérias Anaeróbicas Heterotróficas Totais - BANHT (técnica dos tubos múltiplos), além de outras análises características deste sistema (2).

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 (8), 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.

No caso de sistemas de injeção de água os métodos de análises estão definidos no Manual de Injeção de Água da Petrobrás (9).

Injeção de Produtos Químicos

O uso de inibidores de corrosão constitui-se na metodologia de controle da corrosão interna mais difundida na indústria (10). 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 sistema 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 fílmicos, torna-se pouco adequada.

Para gases contaminados com sulfeto de hidrogênio, torna-se necessário a utilização de seqüestrantes de H_2S.

Acompanhamento

Bancos de Dados

Na implantação do PMCI se investiu também na modernização de banco de dados. O banco de dados de cupons, CupomNet, está disponível na Intranet da Petrobras e possibilita vários tipos de consulta. Durante o registro dos dados das análises dos cupons é enviada uma

nota de alerta de taxa de corrosão alta para os técnicos que irão avaliar os dados de corrosão. O Cupomnet é um banco de dados de gerenciamento da taxa de corrosão obtida pelo método de perda de massa utilizando cupons de corrosão, desenvolvido em ambiente web (intranet) para monitorar a agressividade dos fluídos que escoam nos sistemas de produção e dutos na Bacia de Campos. Trata-se de um sistema multiusuário que permite o uso simultâneo por vários administradores. A utilização desse recurso se fez fundamentalmente necessária para atender a demanda em função do grande número de pontos de monitoração (mais de 1000 na UN-BC). Sem esse sistema o trabalho seria seriamente comprometido pela falta de um controle eficaz. A monitoração da corrosão por cupons de perda de massa é uma técnica amplamente utilizada na avaliação dos processos de deterioração dos sistemas de produção de petróleo. Conforme visto anteriormente essa técnica consiste basicamente na avaliação da taxa de corrosão determinada através da perda de massa sofrida por cupons provadores de corrosão conforme ilustrado na figura 8.

As análises químicas também são alimentadas em banco de dados específico disponível na Intranet no Portal do Laboratório de Fluídos, onde são catalogadas todas as análises provenientes do PMCI e com sistemática que permite a rastreabilidade das mesmas. As análises também podem ser consultadas por plataforma e sistema.

Os dados de sondas corrosimétricas são armazenados em software específico do fornecedor e são disponibilizados para os clientes através dos Relatórios de Monitoração da Corrosão - RMCI.

Os RMCI´s também estão disponíveis na rede Petrobras organizados por plataforma e permitindo o acesso dos clientes.

IMCI

Como o PMCI trata de muitos pontos de amostragem, cerca de 1500 entre pontos de monitoração da corrosão e amostragem química, o IMCI foi a forma encontrada para se ter um melhor controle de todos os resultados. Mensalmente este índice informa a percentagem de análises realizadas segundo o PMCI nos últimos 3 meses, isto porque a maior parte das análises são realizadas a cada três meses. Além disso, é gerado um pareto com os motivos das não realizações de análises programadas a fim de subsidiar na tomada de ações.

Resultados

O grande benefício do PMCI foi permitir uma sistemática de medição da corrosão ou da degradação de equipamentos e instalações, auxiliando na compreensão do processo corrosivo e gerando informações úteis para o controle da corrosão e das suas conseqüências. Desta forma, a UN-BC assumiu uma postura pró-ativa, aumentando a confiabilidade dos seus equipamentos e instalações mesmo em condições mais agressivas (devido ao aumento dos teores de água e contaminantes com o decorrer da produção). Abaixo seguem resumidamente alguns estudos de casos que exemplificam e comprovam os aspectos positivos do PMCI.

Estudo de Caso em Gasoduto

Este estudo de caso se refere ao trecho principal de uma malha de gás, que é um gasoduto submarino de 45000 metros de extensão sendo 5000 metros de linha flexível e 40000 metros de duto rígido. As condições na origem do duto é uma pressão em torno de 150 kgf/cm^2 e

temperatura média de 35 °C. Esta malha compreende a produção de gás de 7 plataformas marítimas. O projeto inicial desta malha não previu a passagem de pig por considerar gás seco sendo escoado.

A partir de outubro de 2001 houve crescimento significativo das taxas de corrosão uniforme por cupom de perda de massa na chegada do gasoduto. As amostragens nos gases em duas das plataformas de origem revelaram presença de H_2S, que também resultou em aumento da corrosividade do fluido dessas plataformas. Como os níveis de CO_2 se mantiveram praticamente os mesmos ao longo dos anos, concluiu-se que o H_2S foi responsável pela intensificação do processo corrosivo, conforme pode ser visto na figura 9. Além disso, o aparecimento deste gás contribuiu para descontrole nas unidades de desidratação potencializando ainda mais o processo corrosivo em plataformas que não estavam preparadas para este tipo de contaminante. Mais tarde descobriu-se que esta produção de H_2S foi devido ao fenômeno "souring" (11) que é a produção deste gás por bactérias que reduzem o sulfato proveniente da água do mar injetada nos reservatórios deste campo.

A partir de 2003 iniciaram-se, então, os testes com injeção de seqüestrante de H_2S nos poços que produziam este gás. Após um período com problemas operacionais em função do desenquadramento da água a ser descartada, houve redução significativa das taxas de corrosão.

Essa melhora significativa também pode ser verificada nas fotos ampliadas dos cupons nas figuras 10 e 11. Devido a esses eventos foi sugerida a monitoração on-line dos teores de H_2S e rotina de passagem de pig que aliada à injeção de etanol trouxeram as taxas de corrosão para faixa baixa conforme mostra a figura 12. As análises de resíduo mostradas na tabela II arrastado pelo pig de limpeza comprovaram que o H_2S foi o principal agente corrosivo no gasoduto.

Estudo de Caso em Sistema de Compressão de Gás

Em decorrência do aparecimento de H_2S devido ao "souring" em uma das plataformas off-shore ligadas à malha de gás descrita no estudo de caso anterior, foi verificado intenso ataque corrosivo em seus compressores e permutadores de gás. A tabela III mostra a caracterização química dos resíduos coletados no sistema em questão comprovando processo corrosivo devido ao H_2S e CO_2 atuando em conjunto. Em conseqüência, ocorreram constantes paradas não programadas devido rompimento de tubos provocado por falhas prematuras principalmente nos permutadores.

As diversas análises realizadas nos tubos removidos indicavam que as falhas ocorreram devido à corrosão pelo lado do gás, muitas vezes pelo ataque localizado conforme ilustrado na figura 13.

Foi proposta então a injeção de inibidor de corrosão neste sistema, que só foi possível após limpeza química, pois se trata de inibidor formador de filme que necessita de paredes limpas. O resultado foi a queda da taxa de corrosão da faixa severa para faixa baixa conforme evidenciado na figura 14.

Estudo de Caso em Oleoduto

Este estudo se refere a oleoduto que escoa fluido multifásico, pois os fluídos nas plataformas a montante deste duto não são submetidos a tratamento prévio (para separação das fases gasosa, líquida e oleosa), antes de serem admitidos no duto. Em junho de 2004 foi identificada alta produção de H_2S na plataforma a jusante do oleoduto em decorrência do

crescimento bacteriano ao longo do mesmo, já que não havia evidências nas plataformas anteriores, sendo que há rotina de passagem de pig neste duto.

Realizou-se, então, o primeiro choque de biocida em abril de 2005, após passagem do pig de limpeza, que teve a duração de 12 horas e concentração de 300 ppm. Estes choques estão sendo mantidos com freqüência semanal (exceto quando há falta de produto na plataforma), sendo que, periodicamente, se realiza um acompanhamento do teor de H_2S no gás e de bactérias sésseis no resíduo, para se avaliar a eficiência do tratamento.

Na campanha posterior a injeção de biocida no oleoduto houve crescimento significativo da taxa de corrosão da faixa baixa para severa na origem do duto, uma das suspeitas era o fato do biocida utilizado ter baixo pH, além disso, o teor de água no duto já estava em torno de 80% também contribuindo para o alto potencial corrosivo do fluído.

Em maio de 2006 se iniciou, então, a injeção de inibidor de corrosão de forma contínua e resultando em baixas taxas de corrosão após implementação do tratamento conforme mostra a figura 15.

Estudo de Caso em Sistema de Resfriamento

A garantia de preservação em sistemas de aquecimento e resfriamento está na qualidade da água do sistema fechado que deve ser acompanhada rotineiramente e mantida conforme especificação da água de circulação conforme sugere a tabela IV (12) e da manutenção do residual de inibidor de corrosão associada (13).

A qualidade é influenciada por vários fatores, no qual podemos destacar a qualidade da água que repõe este sistema, além do condicionamento do próprio sistema.

Os baixos teores de residual de inibidor de corrosão na água do circuito fechado de resfriamento é um dos parâmetros da água bastante relevante na formação de processos corrosivos, provocando constantes riscos de corrosão localizada na superfície metálica dos trocadores. Observando os resultados analíticos da Água de Resfriamento, mostrados na figura 16, deste estudo de caso, verificam-se muitas análises do residual de nitrito, que é a matéria ativa do inibidor, abaixo de 300 ppm, mínimo recomendado a fim de garantir a proteção da tubulação, principalmente em 2005. A redução nestes teores está relacionada a duas possíveis causas. A primeira e a mais provável é a perda de água do sistema, que pode ser provocada principalmente por vazamento pelas gaxetas das bombas de recirculação de água de resfriamento. A segunda é o consumo da matéria ativa do inibidor (nitrito), causada por degradação microbiológica.

No que diz respeito ao pH da água de resfriamento, este também não vinha atingindo a faixa recomendada de 9 a 10 em 2005 conforme mostra a figura 17. O pH baixo pode ocasionar corrosão e variação na solubilidade de alguns sais, ocasionando incrustação. Dois fatores contribuem para essa queda do pH, a não reposição eficiente do inibidor de corrosão e o fato da água de reposição também estar apresentando pH baixo.

Outro parâmetro importante para ser controlado é o teor de cloretos. De acordo com os resultados encontrados nas análises deste sistema mostrados na figura 16, estes teores em 2005 estiveram em valores acima do recomendável (>50 mg/l).

A falta de controle da qualidade da água do sistema fechado de resfriamento provoca custos de paradas desses sistemas devido a furos nos tubos dos trocadores, além de perdas de produção.

Após uma série de trabalhos de melhoria como redução dos pontos de vazamento de água do circuito fechado, aumento da periodicidade das análises de residual de nitrito e conscientização da operação, os resultados em 2006 e, principalmente em 2007 se mostraram bem melhores, mostrando a eficácia das ações.

Estudo de Caso em Sistema de Injeção de Água do Mar

O sistema em questão refere-se ao tratamento da água do mar para injeção que opera com duas desaeradoras em paralelo com vazões de água em torno de 5000 m^3/d em cada uma. A função dessas desaeradoras é retirar oxigênio da água do mar reduzindo a corrosividade da mesma.

Para realizar a monitoração são utilizadas sondas corrosimétricas conforme descrito anteriormente.

Em julho de 2006 foram identificados alguns furos no aqueduto de injeção de água do mar conforme exemplificado na figura 18 e, confrontando com os dados de sonda galvânica mostrados na figura 19, concluiu-se que o sistema de desaeração não estava operando adequadamente já que o número de picos indicando entrada de oxigênio no sistema era constante. Decidiu-se, então, pela manutenção das torres desaeradoras em dezembro de 2006 e, no retorno das mesmas em março de 2007, percebeu-se uma melhora significativa do processo percebido pela redução do número de picos da sonda galvânica.

Conclusão

Este trabalho mostra a importância do Plano de Monitoração da Corrosão Interna – PMCI - na UN-BC. A utilização deste plano permitiu organizar de forma sistemática as várias técnicas de inspeção e monitoração da corrosão, complementadas por dados operacionais e por análises de fluidos e resíduos permitindo uma forma segura e garantida de se definir o mecanismo de corrosão interna em equipamentos e instalações, bem como determinar a intensidade do processo corrosivo. Além disso, vem permitindo a definição dos agentes corrosivos principais possibilitando 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.

Desta forma, o PMCI vem contribuindo para que a UN-BC opere de forma mais segura resultando na redução do número de falhas e aumento da confiabilidade dos equipamentos.

Referências Bibliográficas

(1) LEORATI, MÁRCIO ANTÔNIO e colaboradores. **Padrão para gerenciamento da integridade estrutural dos dutos da PETROBRAS**. Rev. 1, maio 2002;

(2) NORMA PETROBRAS N-2785 - **Monitoração, Interpretação e Controle da Corrosão em dutos**, outubro de 2004;

(3) TELLES, PEDRO C.S. **Materiais para equipamentos de Processo**. Editora Interciência, 5ª Edição, p. 83-102, 1985;

(4) PETROBRAS. Especificação de Engenharia – ET-200.03 – **Materiais de Tubulação para Instalações de Produção e Facilidades de Processo.**

(5) NACE RP-0775 - **Preparation, Installation, Analysis and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield**, 2005;

(6) Norma PETROBRAS N-1454 – **Água – Determinação de Cloreto**, Dez 2004;

(7) Norma PETROBRAS N-1449 – **Determinação da Dureza em Água**, Out 2003;

(8) ANP. **Glossário da Agência Nacional do Petróleo**. Disponível em: www.anp.gov.br, acesso em 6 fevereiro 2006;

(9) PETROBRAS. **Manual de Injeção de Água,** 2005.

(10) GENTIL, VICENTE. **Corrosão**. Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., Edição 3, p. 212-219.
(11) SEBASTIÁN, G.V. Presença de Bactérias Redutoras de Sulfato (BRS) em Reservatório de Petróleo Situado em Águas Profundas X Potencialidade da Ocorrência de Corrosão Microbiológica e Danos ao Reservatório, **ABRACO** - 20° Congresso de Corrosão – II Seminário de Degradação de Materiais, Fortaleza-CE, 12 a 15 de setembro de 2000.
(12) ANDRADE, CYNTHIA A. Seleção de Tratamento Químico para Controle da Corrosão em Resfriadores de Gás de Turbo Compressores de Plataformas Marítimas da PETROBRAS, **6º COTEQ** - Conferencia sobre Tecnologia de Equipamentos, 22º COBRASCORR Salvador – Bahia, 19 a 21 de agosto de 2002.
(13) SALVADOR, ANGÉLICA D. Técnicas de Monitoração da Corrosão Interna em Sistemas de Aquecimento e Resfriamento de Unidades Off-Shore, **62° ABM,** Vitória-ES, 2007.

Figuras e Tabelas

ITEM	AÇÃO	LOCAL	COMO	FREQÜÊNCIA	RESPONSÁVEL	DADOS A SEREM UTILIZADOS PELA MONITORAÇÃO	ENCAMINHAMENTO DOS DADOS
# LINHAS DE SURGÊNCIA DE SUPERFÍCIE							
01	Teste de Produção dos Poços	Separador de Teste	Definido no procedimento de teste de poços	mensal	OPERAÇÃO	Pmont., Tcab., Vazão total, Vazão água, Vazão de óleo, Vazão de gás, Densidade, API, RGOf, BSW e Teor de areia	Através do SinpBC
02	Análise de BSW	Cabeça dos poços	Procedimento de análise do SOP/LF	Semanal	SOP/LF	BSW, teor de água livre	Através do SinpBC
03	Amostragem de gás dos poços para análise cromatográfica	Separador de Teste	Utilizando o procedimento de teste de poços, adotar o procedimento para amostragem de gás natural, PE-3D-01409-B	Anual - Conforme solicitação da ANP	OPERAÇÃO	–	Emissão de SOT para o SOP/LF
04	Análise Cromafográfica	Nas amostras dos poços	cromatografia de gás	Conforme solicitação da ANP	SOP/LF	Teor de CO_2	Através do Sample Manager
05	Análise de H_2S dos poços	Separador de Teste	Utilizando o procedimento de determinação de H2S em gás natural por iodometria, PE-3D-01407-0	Anual - PMCI; Conforme rotina definida no Pró Marlim.	SOP/LF	Teor de H_2S	Através do Sample Manager
06	Coleta de amostra dos poços com BSW > 30%	Cabeça do poços	Coletar dois litros de amostra de petróleo	Semestral: junho e dezembro	OPERAÇÃO	–	Emissão de SOT para o SOP/LF
07	Caracterização da água produzida	Nas amostras dos poços	Procedimento de análise do SOP/LF	Semestral: junho e dezembro	SOP/LF	H_2S, pH, Ferro Total, detecção e contagem de BRS e BANHT, Manganês, Cálcio, Bário, Magnésio, Sódio, Alcalinidade, Bicarbonato, Estrôncio, Potássio, Sulfato, Cloreto, Acetato, Dureza	Através do Portal LF
08	Determinação da taxa de corrosão dos poços	Tomada de acesso para cupom na linha de surgência	Através de cupons de perda de massa	Trimestral: março, junho, setembro e dezembro	ST/EMI	Taxa de corrosão em mm/ano	Através do Cupomnet
09	Inspeção visual externa	Em toda a extensão da tubulação	Conforme PE-37-0729-D	Conforme PE-37-0729-D	ATIVO PROD. MRL/SUP	Relatório de inspeção	Através do SGE, informar via correio a existência do RI
10	Inspeção visual interna/coleta de resíduos	Nas linhas de surgência e header de produção/teste	Conforme PE-37-0729-D	Quando houver disponibilidade por parada operacional	ATIVO PROD. MRL/SUP	Relatório de inspeção	Através do SGE, informar via correio a existência do RI
11	Medição de espessura	Principalmente nas regiões adjacentes as curvas	Conforme PE-37-1836	Conforme PE-37-0729-D	ATIVO PROD. MRL/SUP	Relatório de inspeção	Através do SGE, informar via correio a existência do RI

Figura 1: Plano de Monitoração da Corrosão Interna de Linhas de Surgência de Superfície dos Poços de Produção.

ITEM	AÇÃO	LOCAL	COMO	FREQÜÊNCIA	RESPONSÁVEL	DADOS A SEREM UTILIZADOS PELA MONITORAÇÃO	ENCAMINHAMENTO DOS DADOS
# IMPORTAÇÃO DE GÁS DE PNA-2 (BP) e PCH-1 (BP)							
01	Amostragem de condensado	Tomada de amostra da importação	Conforme o procedimento de coleta do CENPES (CT-33/93)	Trimestral: março, junho, setembro e dezembro	OPERAÇÃO	_	Emissão de SOT para o SOP/LF
02	Caracterização do condensado	Nas amostras de condensado, conforme item 02	Procedimento de análise do SOP/LF	Trimestral: março, junho, setembro e dezembro	SOP/LF	pH, Ferro Total, Sólidos Suspensos, Bicarbonato, Acetato, Cloretos (caso Cloreto > 1000 ppm realizar análise de Cálcio) e Residual de Inibidor de Corrosão	Através do Sample Manager
03	Amostragem de resíduo	Recebedor de pigs (1)	Conforme o procedimento de coleta do CENPES (CT-33/93)	Trimestral: março, junho, setembro e dezembro	SOP/LF	_	Emissão de SOT para o SOP/LF
04	Caracterização do resíduo	Nas amostras de resíduo, conforme item 04	Procedimento de análise do SOP/LF	Trimestral: março, junho, setembro e dezembro	SOP/LF	Teor de matéria orgânica, Teor de matéria inorgânica, FRX, DRX, detecção e contagem de BRS e BANHT	Através do Sample Manager
05	Determinação da taxa de corrosão	Tomada de acesso para cupom na linha de importação	Através de cupons de perda de massa	Trimestral: janeiro, abril, julho e outubro	ST/EMI	Taxa de corrosão em mm/ano	Através do Cupomnet
06	Determinação da taxa de corrosão	Tomada de acesso para sonda na linha de importação	Através de sondas ER	Contínuo (2)	ST/EMI	Taxa de corrosão em mm/ano e perda de massa	Através do Multitrend
07	Inspeção visual interna/coleta de resíduos	Nas linhas de importação	Conforme PE-37-0729-D	Quando houver disponibilidade por parada operacional	ATIVO PROD. N/ISUP	Relatório de inspeção, apenas quando identificado problema de corrosão	Através do SGE, informar via correio a existência do RI
08	Inspeção visual externa	Em toda a extensão da tubulação	Conforme PE-37-0729-D	Conforme PE-37-0729-D	ATIVO PROD. N/ISUP	Relatório de inspeção, apenas quando identificado problema de corrosão	Através do SGE, informar via correio a existência do RI
09	Medição de espessura	Principalmente nas regiões adjacentes as curvas	Conforme PE-37-1836	Conforme PE-37-0729-D	ATIVO PROD. N/ISUP	Relatório de inspeção, apenas quando identificado problema de corrosão	Através do SGE, informar via correio a existência do RI

Figura 2: Plano de Monitoração da Corrosão Interna de Gasoduto de Importação.

ITEM	AÇÃO	LOCAL	COMO	FREQÜÊNCIA	RESPONSÁVEL	DADOS A SEREM UTILIZADOS PELA MONITORAÇÃO	ENCAMINHAMENTO DOS DADOS
# COMPRESSÃO DE GÁS							
01	Amostragem de condensado	tomada de condensado dos scrubbers de 1o, 2o e 3o estágios	Conforme o procedimento de coleta do SOP/LF	Semestral: janeiro e julho	OPERAÇÃO	Informar na SOT: nome do inibidor de corrosão, vazão de injeção de inibidor, vazão de gás tratado por aplicação de produto.	Emissão de SOT para o SOP/LF
02	Análise do condensado	nas amostras de condensado, conforme item 01	Procedimento de análise do SOP/LF	Semestral: janeiro e julho	SOP/LF	Sólidos suspensos, Ferro Total, Bicarbonato, Acetato, Cloreto, pH, Residual de inibidor de corrosão	Sample Manager
03	Acompanhamento das variáveis de processo	resfriadores de gás	Determinação de temperatura e pressão na entrada e saída dos resfriadores de gás	Semestral: janeiro e julho	OPERAÇÃO	temperatura de entrada, pressão de entrada, Delta T e Delta P	Registrando na SOT das amostras de condensado
04	Determinação da taxa de corrosão acumulada	Tomada de acesso para cupom na linha de saída dos resfriadores de gás	Através de cupons de perda de massa	Trimestral: março, junho, setembro e dezembro	ST/EMI	Taxa de corrosão em mm/ano	Através do Cupomnet
05	Determinação da taxa de corrosão "on line"	Tomada de acesso para sonda na linha de saída dos resfriadores de gás	Através de sondas ER	Contínuo (1)	ST/EMI	Taxa de corrosão em mm/ano e perda de massa	Através do Multitrend
06	Inspeção visual externa	Em toda a extensão da tubulação	Conforme PE-37-0729-D	Conforme PE-37-0729-D	ATIVO PROD. MRL/ISUP	Relatório de inspeção	Através do SGE, informar via correio a existência do RI
07	Inspeção visual interna/coleta de resíduos	Nas linhas e equipamentos do sistema de compressão	Conforme PE-37-0729-D	Quando houver disponibilidade por parada operacional	ATIVO PROD. MRL/ISUP	Relatório de inspeção	Através do SGE, informar via correio a existência do RI
08	Medição de espessura	Principalmente nas regiões adjacentes as	Conforme PE-37-1836	Conforme PE-37-0729-D	ATIVO PROD. MRL/ISUP	Relatório de inspeção	Através do SGE, informar via correio a existência do RI

Figura 3: Plano de Monitoração da Corrosão Interna de Sistema de Compressão de Gás.

ITEM	AÇÃO	LOCAL	COMO	FREQÜÊNCIA	RESPONSÁVEL	DADOS A SEREM UTILIZADOS PELA MONITORAÇÃO	ENCAMINHAMENTO DOS DADOS
# EXPORTAÇÃO DE ÓLEO PARA MIS-MRL-1/P-32 A e B							
01	Análise de BSW	Tomada de amostra da exportação	Procedimento de análise do SOP/LF	Diária	SOP/LF	BSW, teor de água livre	Através do SinpBC
02	Amostragem de óleo (emulsão óleo/água)	Tomada de amostra da exportação	Conforme o procedimento de coleta do CENPES (CT-33/93)	Trimestral: fevereiro, maio, agosto e novembro	OPERAÇÃO	_	Emissão de SOT para o SOP/LF
03	Amostragem de água produzida	Tomada de amostra de água na dessalgadora	Conforme o procedimento de coleta do CENPES (CT-33/93)	Trimestral: fevereiro, maio, agosto e novembro	OPERAÇÃO	_	Emissão de SOT para o SOP/LF
04	Caracterização da emulsão (1)	Nas amostras de óleo, conforme item 02	Procedimento de análise do SOP/LF	Trimestral: fevereiro, maio, agosto e novembro	SOP/LF	BSW, detecção e contagem de BRS e BANHT	Através do Sample Manager
05	Caracterização da água produzida (1)	Nas amostras de água, conforme item 03	Procedimento de análise do SOP/LF	Trimestral: fevereiro, maio, agosto e novembro	SOP/LF	H2S, pH, Sólidos suspensos, Ferro Total, Manganês, Cálcio, Bário, Magnésio, Sódio, Estrôncio, Potássio, Sulfato, Cloreto, Acetato, Alcalinidade, Bicarbonato, Dureza	Através do Sample Manager
06	Determinação da taxa de corrosão	Tomada de acesso para cupom na linha de exportação	Através de cupons de perda de massa	Trimestral: março, junho, setembro e dezembro	ST/EMI	Taxa de corrosão em mm/ano	Através do Cupomnet
07	Determinação da taxa de corrosão	Tomada de acesso para sonda na linha de exportação	Através de sondas ER	Contínuo (2)	ST/EMI	Taxa de corrosão em mm/ano e perda de massa	Através do Multitrend
08	Inspeção visual externa	Em toda a extensão da tubulação	Conforme PE-37-0729-D	Conforme PE-37-0729-D	ATIVO PROD. MRL/SUP	Relatório de inspeção	Através do SGE, informar via correio a existência do RI
09	Inspeção visual interna/coleta de resíduos	Nas linhas de exportação	Conforme PE-37-0729-D	Quando houver disponibilidade por parada operacional	ATIVO PROD. MRL/SUP	Relatório de inspeção	Através do SGE, informar via correio a existência do RI
10	Medição de espessura	Principalmente nas regiões adjacentes as curvas	Conforme PE-37-1836	Conforme PE-37-0729-D	ATIVO PROD. MRL/SUP	Relatório de inspeção	Através do SGE, informar via correio a existência do RI

Figura 4: Plano de Monitoração da Corrosão Interna de Oleoduto de Exportação de Óleo.

ITEM	AÇÃO	LOCAL	COMO	FREQÜÊNCIA	RESPONSÁVEL	DADOS A SEREM UTILIZADOS PELA MONITORAÇÃO	ENCAMINHAMENTO DOS DADOS
# SISTEMA DE RESFRIAMENTO							
01	Amostragem e análise da água de resfriamento	Tomada de amostra nas descargas das bombas de recirculação	Conforme o procedimento de coleta do CENPES (CT-33/93)	Semanal	SOP/LF	Residual de inibidor, Cloretos, pH, Dureza Total, Alcalinidade Total e Ferro Total	Através do Sample Manager
02	Amostragem e análise da água de reposição	Tomada de amostra da descarga das bombas de distribuição de água	Conforme o procedimento de coleta do CENPES (CT-33/93)	Semanal	SOP/LF	Cloretos, Cloro livre, Dureza Total, AlcalinidadeTotal, pH e Ferro Total	Através do Sample Manager
03	Determinação da taxa de corrosão acumulada	Tomada de acesso para cupom	Através de cupons de perda de massa	Trimestral: março, junho, setembro e dezembro	ST/EMI	Taxa de corrosão em mm/ano	Através do Cupomnet
04	Inspeção visual externa	Em toda a extensão da tubulação	Conforme PE-37-0729-D	Conforme PE-37-0729-D	ATIVO PROD. MRL/SUP	Relatório de inspeção	Através do SGE, informar via correio a existência do RI
05	Inspeção visual interna/coleta de resíduos	Nas linhas e equipamentos do sistema de resfriamento	Conforme PE-37-0729-D	Quando houver disponibilidade por parada operacional	ATIVO PROD. MRL/SUP	Relatório de inspeção	Através do SGE, informar via correio a existência do RI
06	Medição de espessura	Principalmente nas regiões adjacentes as curvas	Conforme PE-37-1836	Conforme PE-37-0729-D	ATIVO PROD. MRL/SUP	Relatório de inspeção	Através do SGE, informar via correio a existência do RI

Figura 5: Plano de Monitoração da Corrosão Interna de Sistema de Resfriamento.

ITEM	AÇÃO	LOCAL	COMO	FREQÜÊNCIA	RESPONSÁVEL	DADOS A SEREM UTILIZADOS PELA MONITORAÇÃO	ENCAMINHAMENTO DOS DADOS
# SISTEMA DE INJEÇÃO DE ÁGUA DO MAR							
01	Amostragem de água	imediatamente a montante da desaeradora	conforme procedimento SOP/LF	diária	SOP/LF	Teor de Cloro livre	Através do Sample Manager
02		a montante do sistema de filtração		diária		Contagem de partículas	
03		a jusante do sistema de filtração					
04		no header dos poços					
05				diária		Teor de Oxigênio e Residual de Bissulfito	
06				semanal		detecção e contagem de BRS e BANHT, Ferro Total, Filtrabilidade, Teor de Sulfetos Solúveis e Sólidos Suspensos	
06	Determinação da taxa de corrosão acumulada	Tomada de acesso para cupom a jusante das bombas principais de injeção	Através de cupons de perda de massa	Trimestral: março, junho, setembro e dezembro	ST/EMI	Taxa de corrosão em mm/ano	Através do Cupomnet
07	Determinação da taxa de corrosão "on line"	Tomada de acesso para sonda a jusante das bombas principais de injeção	Através de sondas Galvânica, LPR e ER	Contínuo (1)	ST/EMI	Taxa de corrosão em mm/ano e perda de massa	Através do Multitrend
08	Inspeção visual externa	Em toda a extensão da tubulação	Conforme PE-37-0729-D	Conforme PE-37-0729-D	ATIVO PROD. MRL/SUP	Relatório de inspeção	Através do SGE, informar via correio a existência do RI
09	Inspeção visual interna/coleta de resíduos	Nas linhas e equipamentos do sistema de injeção	Conforme PE-37-0729-D	Quando houver disponibilidade por parada operacional	ATIVO PROD. MRL/SUP	Relatório de inspeção	Através do SGE, informar via correio a existência do RI
10	Medição de espessura	Principalmente nas regiões adjacentes as curvas	Conforme PE-37-1836	Conforme PE-37-0729-D	ATIVO PROD. MRL/SUP	Relatório de inspeção	Através do SGE, informar via correio a existência do RI

Figura 6: Plano de Monitoração da Corrosão Interna de Sistema de Injeção de Água do Mar.

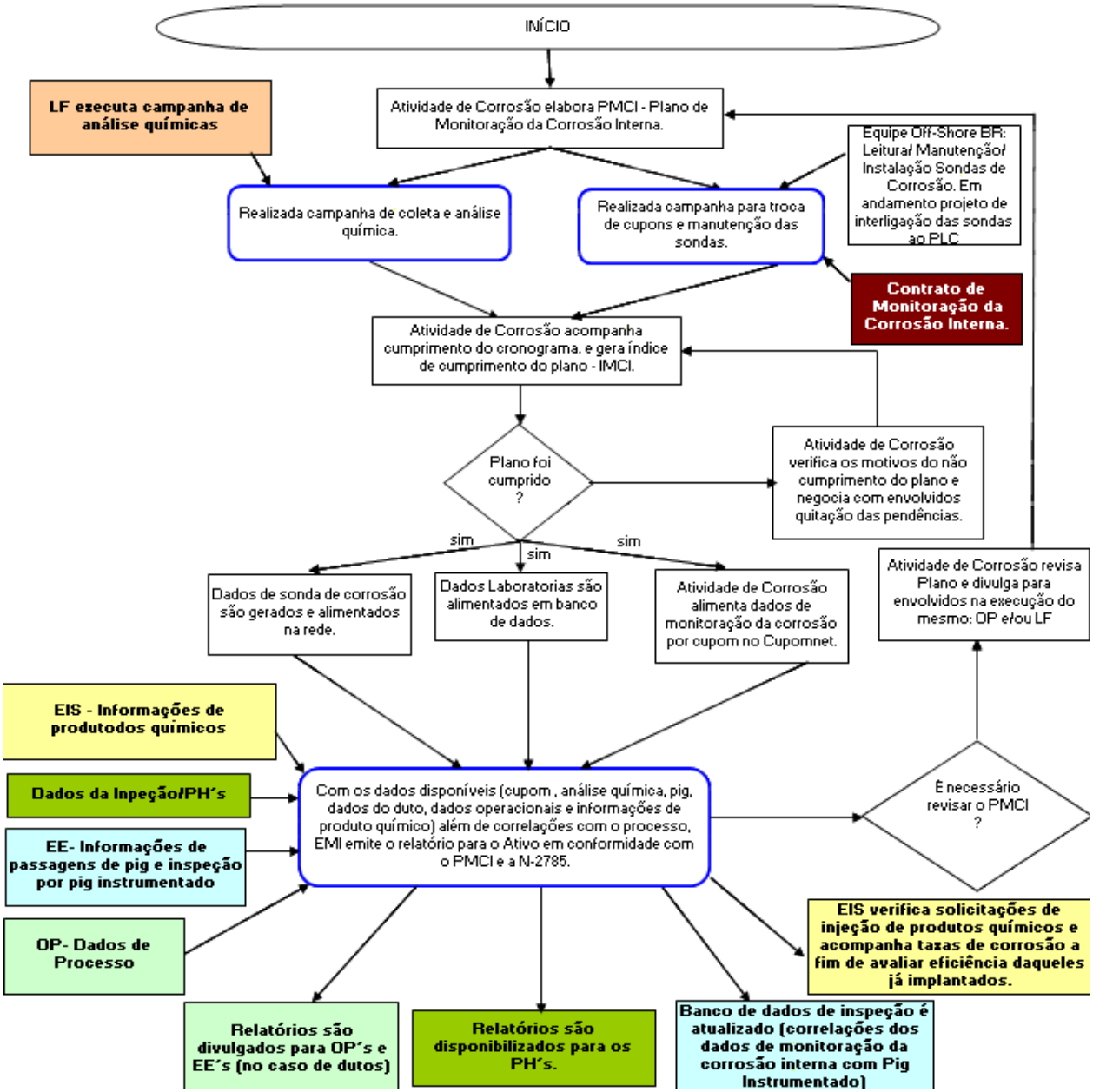

Figura 7: Fluxograma de Processo do PMCI.

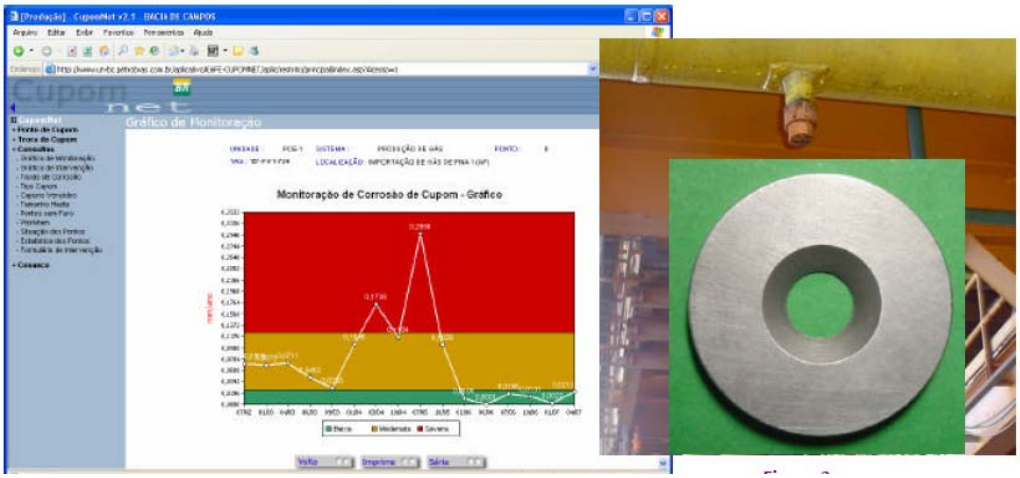

Figura 8: Cupomnet (à esquerda) e fotos de um cupom tangencial (direita inferior) e tomada de corrosão em linha de processo (direita superior).

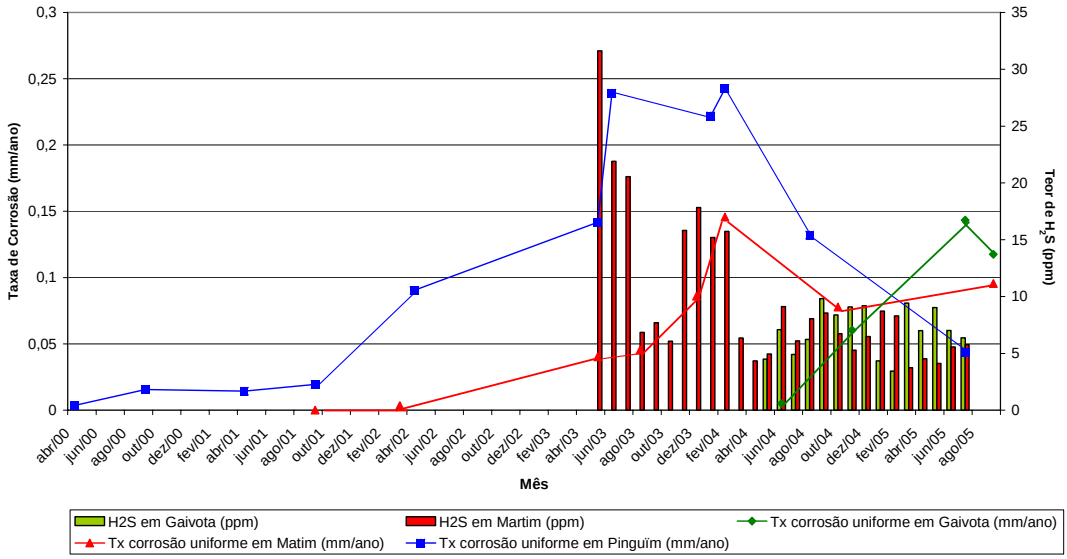

Figura 9: Efeito dos teores de H_2S nas taxas de corrosão em malha de gás da UN-BC (estudo de caso em gasoduto). A curva azul refere-se à taxa de corrosão no destino da malha; as curvas vermelha e verde, taxas de corrosão em duas plataformas com produção de H_2S; e as barras referem-se às produções de H_2S nestas duas plataformas.

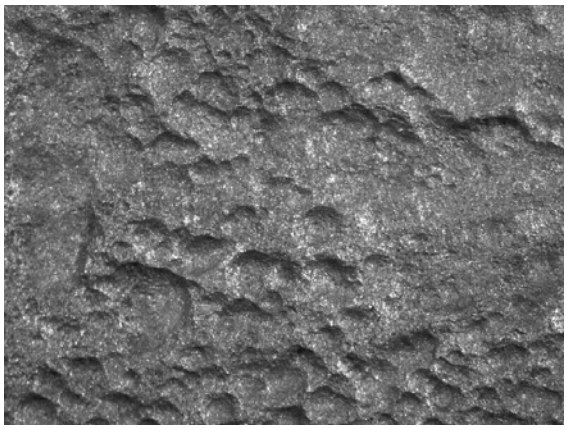

Figura 10: Foto do cupom na origem do gasoduto com histórico de H2S (set/05), aumento em 10x – Taxa de pites 0,1 mm/ano.

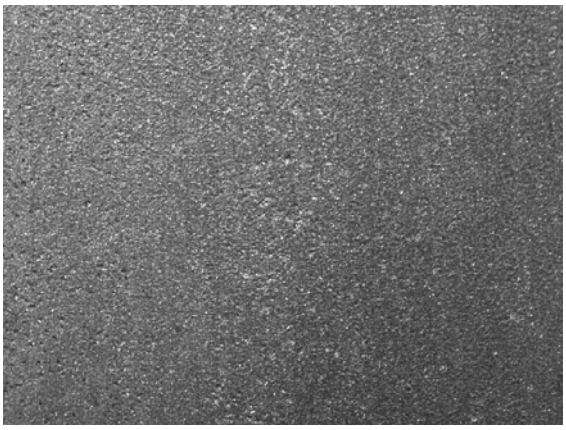

Figura 11: Foto do cupom na origem do gasoduto em Gaivota com histórico de H2S (dez/05), aumento em 10x – Taxa de pites 0,001 mm/ano.

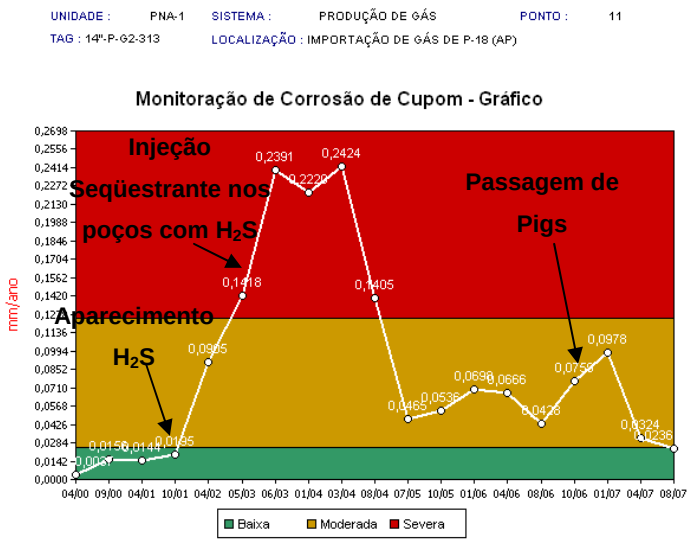

Figura 12: Acompanhamento da taxa de corrosão na chegada em gasoduto da UN-BC (estudo de caso) e fatos mais relevantes que influenciaram na agressividade do gás.

Figura 13: Fotos evidenciando ataque corrosivo localizado pelo lado do gás nos tubos dos permutadores de calor (acima) em sistema de compressão de gás UN-BC e nos cupons de corrosão (abaixo)

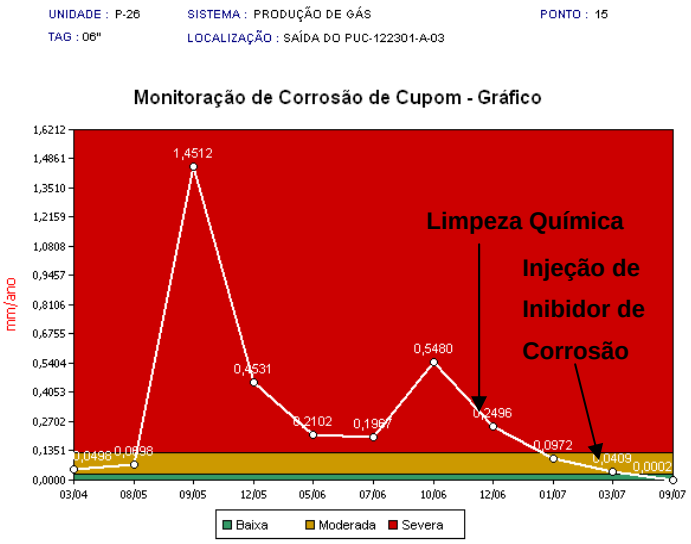

Figura 14: Acompanhamento da taxa de corrosão em sistema de compressão de gás da UN-BC e fatos mais relevantes que influenciaram na agressividade do gás.

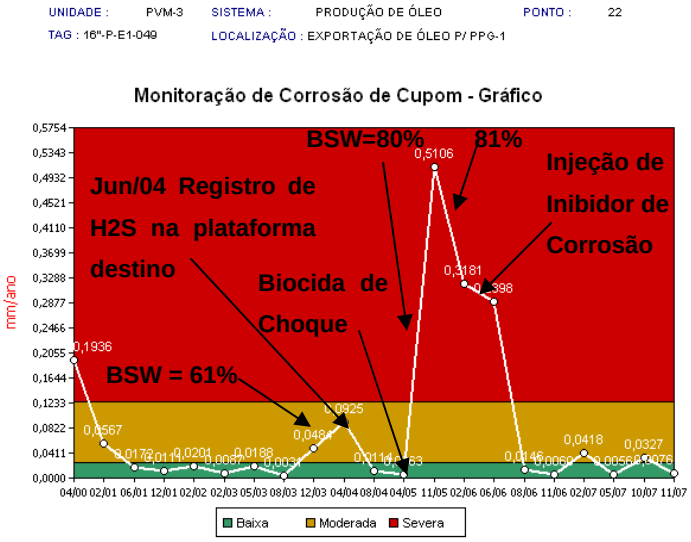

Figura 15: Acompanhamento da taxa de corrosão em oleoduto da UN-BC e fatos mais relevantes que influenciaram na agressividade do fluido escoado.

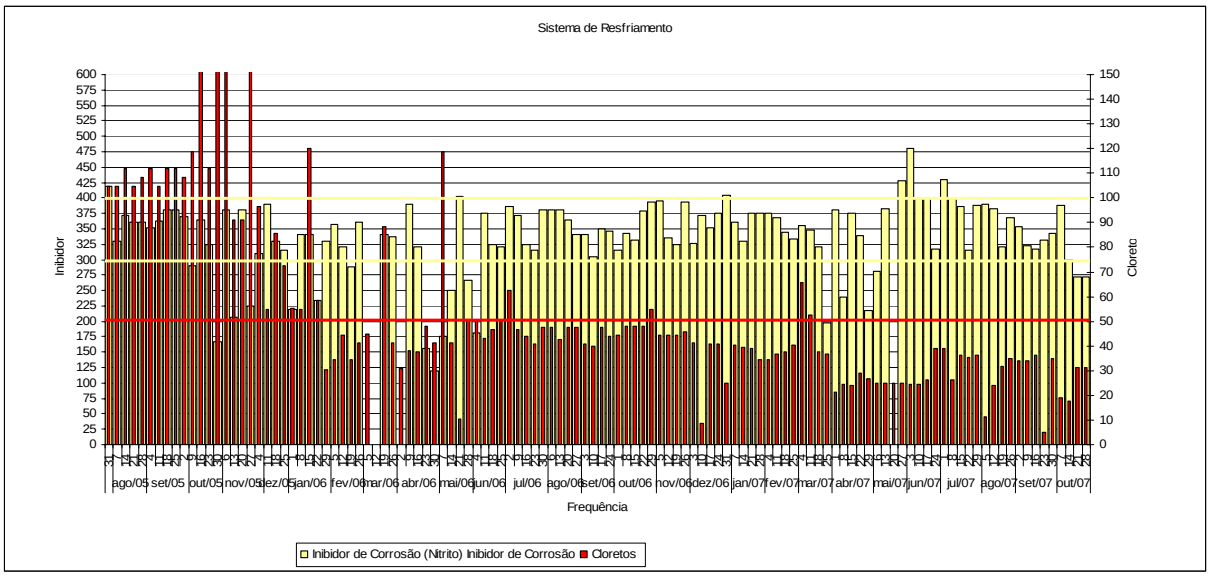

Figura 16: Acompanhamento das análises de residual de nitrito (barras amarelas) e cloreto (barras vermelhas) em sistema de resfriamento da UN-BC.

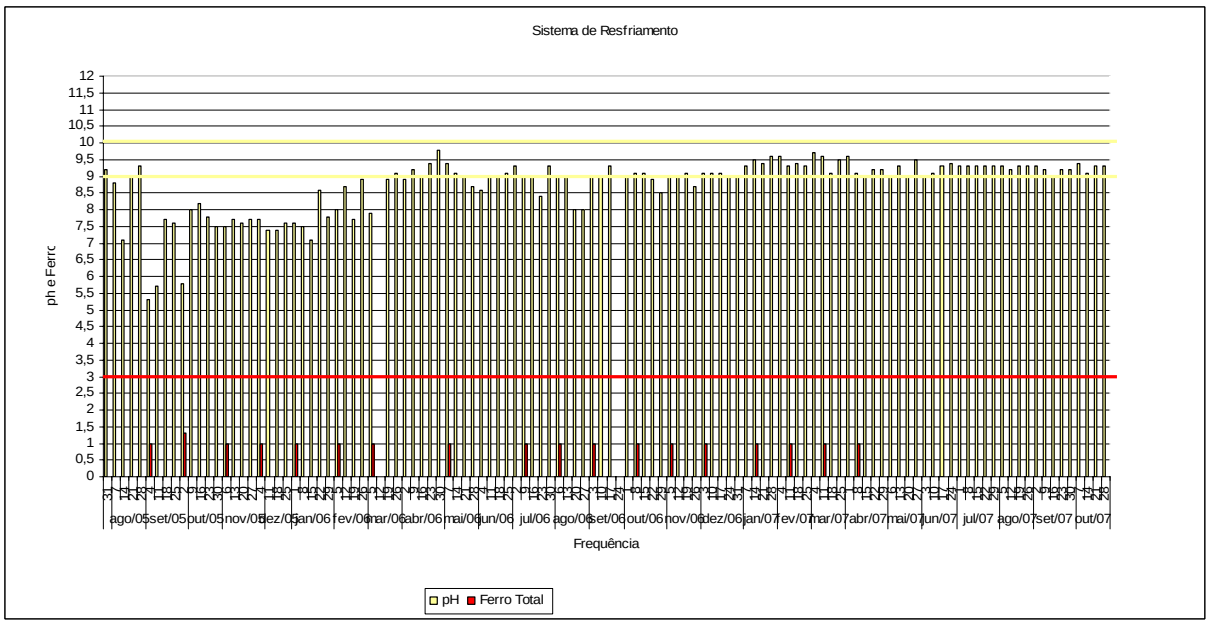

Figura 17: Acompanhamento das análises de pH e ferro total em sistema de resfriamento da UN-BC.

Figura 18: Foto de furo em aqueduto da UN-BC.

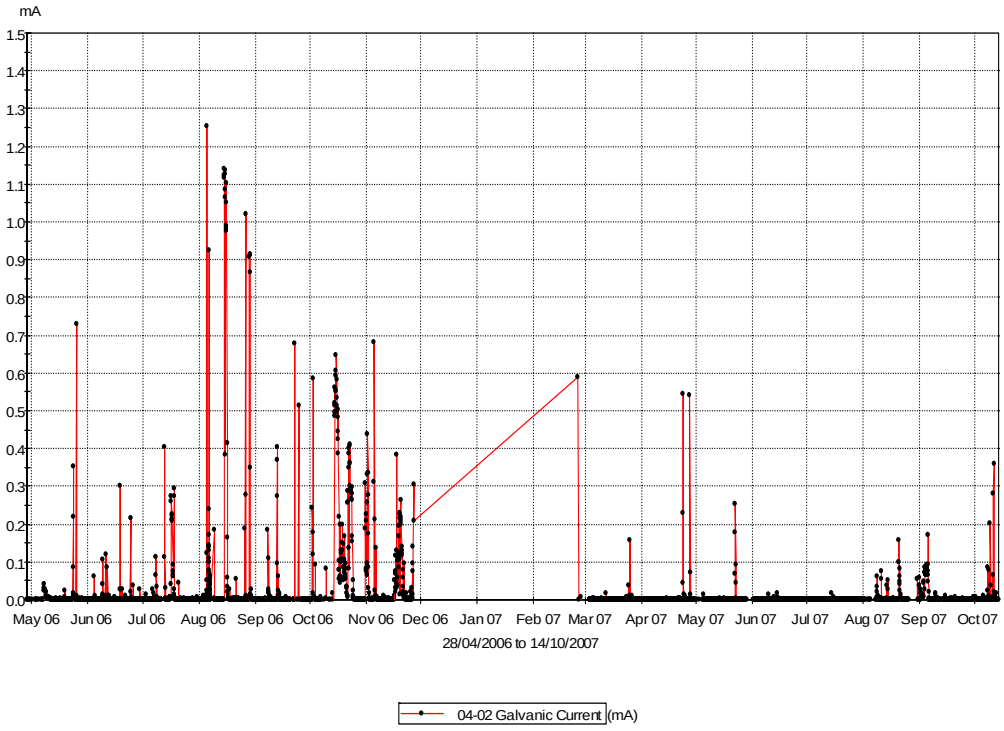

Figura 19: Sonda galvânica em sistema de injeção de água da UN-BC.

Tabela I: 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

Tabela II: Análise do resíduo arrastado pelo pig de limpeza na chegada de gasoduto (estudo de caso).

Fluorescência de Raio X (FRX)	***S***	***47%***
	Fe	***48%***
	Ca	***1,2%***

Tabela III – Resultado da Caracterização Química do Resíduo do 2° estágio de Sistema de compressão de Gás (estudo de caso).

Teor Inorgânico	100%	
Fluorescência de Raios X (FRX)	Ferro	38,7%
	Enxofre	17,9%
Difração de Raios X (DRX)	Goetita – FeO(OH), Siderita – FeCO3, Pirita – FeS_2 e presença de material amorfo.	

Tabela IV– Parâmetros de monitoração das águas de reposição e água de resfriamento.

Parâmetro	Água de reposição	Água de resfriamento
pH	7,5 a 8,0	9,0 a 10,0
Ferro Total	< 3 mg/l	< 3 mg/l
Cloretos	< 50 mg/l	< 50 mg/l
Cloro livre	0,5 ppm	---
Residual de Nitrito	---	300 a 400 ppm