

ESTUDO DE CASO - CORROSAO INTERNA EM DUTOS TRANSPORTADORES DE GÁS NATURAL

A. C. V. da Nóbrega ¹, A. F. F. Barbosa ¹, D. R. da Silva ¹, G.S. Pimenta ², D.G. Peixoto ³

¹ Laboratório de Corrosão – Departamento de Química – UFRN,
Campus Universitário Lagoa Nova Cep. 59078-900,
anacecilia @eol.com.br, andreafranciscab@yahoo.come djalma@ccet.ufrn.br

² PETROBRAS/CENPES/PDEP/TMEC

³ PETROBRAS/UN-RNCE

Resumo - Um dos aspectos que mais caracteriza o gás natural é a possibilidade de seu estado físico ser adaptado as condições de transporte, desde a zona onde é produzido até a região onde será consumido (frequentemente distantes), podendo se destacar três alternativas principais: Gasodutos; sob a forma liquefeita, em navios criogênicos; e, sob a forma de compostos derivados líquidos ou sólidos. A susceptibilidade à corrosão dos aços carbonos utilizados nos equipamentos e malha dutoviária que o gás natural percorre dos reservatórios e poços de produção até os denominados citygates, faz com que seja necessário identificar os agentes corrosivos atuantes e monitorá-los ao longo do tempo, pois, as falhas por corrosão interna em dutos de transferência de gás natural podem acarretar sérios problemas ambientais, danos à imagem das companhias distribuidoras, além de prejuízos relacionados à continuidade operacional. Alguns aspectos do processamento do gás natural são discutidos, assim como seu efeito quanto à corrosão interna em instalações e dutos de gás. A partir desta análise, tenta-se estabelecer uma metodologia de monitoramento e controle da corrosão em campo para dutos de gás natural. Para caracterização química das amostras de resíduos sólidos encontrados em gasodutos foram utilizadas análises por microscopia eletrônica de varredura, difratometria e fluorescência de raios-X.

Palavras-chave: Corrosão, Gás Natural, Monitoração da Corrosão, Resíduos Sólido e Pó Preto.

Abstract - One of the aspects what more characterize the gas natural is the possibility of your state physical can be adapted the conditions of transport , since the zone where is producing until the region where it is consumer (distant only one from another), you can stand out this three principal alternatives: Gas pipelines; In the form of liquified, in cryogenic ships; in the form of derive compounds that can be liquids or solid. For susceptibilities to the corrosion of the carbons steels used in the equipments and natural gas pipelines of the production reservoirs until the denominated city gates, it makes be necessary to identify the acting corrosive agents and monitoring them along time, because, the failures for internal corrosion in natural gas pipelines can carry serious environmental problems, damages to the image of the distributors companies and prejudices related to operational continuity. Some aspects of the processing of the natural gas are argued, as well as your effect regarding the internal corrosion in natural gas pipelines. To leave of this analysis, it tries establishing a monitoring and controlling methodology of the internal corrosion in field for natural gas pipelines. For chemical characterization of the samples of the black powder were used analyses for Scanning Electron Microscopy, X-Ray Diffraction, X-Ray Fluorescence.

Keywords : Corrosion , Natural Gas , Corrosion Monitoring, Solid Particles and Black Powder.

1. Introdução

O gás natural caracteriza-se hoje como uma nova alternativa, pois gera mais energia com menor consumo e menores impactos ambientais. Assim, acompanha-se crescimento da malha de gasodutos no país. Dos reservatórios e poços de produção até os “city-gates”, o GN passa por uma série de equipamentos e malha dutoviária em aço carbono. Ainda nas proximidades da região de produção, nas unidades de processamento de gás natural (UPGNs), o GN é submetido a operações de desidratação, separação, de compressão e de remoção de gases ácidos e contaminantes como o O_2 , CO_2 e H_2S , pois quando totalmente seco e isento destes, o GN não se apresenta corrosivo em relação ao aço carbono. Em consequência do processo corrosivo, há a redução da espessura das paredes de equipamentos e de dutos sendo observado por Pedro et al (2000, 2001), o aparecimento de ataque localizado, e a formação de grande quantidade de resíduo sólido.

2. Objetivos

A pesquisa tem como objetivos o estabelecimento e otimização de metodologias de monitoração e controle da corrosão interna em instalações e dutos de gás natural; implementação das técnicas de monitoração da corrosão em campo; e a caracterização da problemática do indesejável pó preto.

3. Metodologia

Foram efetuados levantamentos sobre a incidência do problema da corrosão interna e pó preto tanto nas UPGNs como nos principais dutos transportadores de gás natural até as “citygates”, coletas com vistas à caracterização química do gás e do pó preto. O monitoramento da taxa de corrosão foi acompanhado em campo através da implantação de técnicas gravimétricas e de resistência elétrica. O duto ora em estudo foi denominados de duto X.

4. Pontos de Monitoração e Instalação dos Sistemas

Os critérios de seleção do ponto de instalação dos sistemas de monitoração ao longo da dimensão do duto foram o histórico de agressividade, priorizando-se pontos de maior possibilidade de segregação de água e levantando-se dados de pressão, vazão e temperatura, acesso ao local e espaço para construção das caixas. A coleta de resíduos após PIGs foi realizada nas extremidades do gasoduto com frequência de amostragens definidas. O Laboratório de Corrosão da UFRN possui instrumentos de caracterização como extratômetro Soxlet para separação da matéria orgânica da inorgânica, DRX, FRX e MEV. O trabalho envolveu as atividades de construção das caixas de inspeção e posterior soldagem, trepanação e instalação dos sistemas de monitoração.

5. Características dos Gasodutos

Os dados referentes ao gasoduto ora em estudo estão presentes na Tabela 1.

Tabela 1. Características do gasoduto

Duto	Diâmetro Nominal (pol)	Pressão de Operação (Kg/cm^2)	T ($^{\circ}C$)	Espes-sura (Pol)	Extensão Marítima (Km)	Extensão Ter-restre (Km)	Sobre-es-pessura	Fluido de Operação	Opera-ção	Passagem de PIG
X	10	60	40	0,203	0,0	146,7	1,3 mm	Gás + Condensado	Contínua	Semanal/ Flex-Pig

6. Corrosão Interna em Gasodutos

A dificuldade em se identificar os locais onde a corrosão interna ocorre torna inevitável a ocorrência de falhas não previstas, com possíveis consequências danosas a pessoas e ao meio ambiente; embora a importância da corrosividade interna em dutos seja muitas vezes subestimada. Vale a pena salientar que o perfil de escoamento do fluido é uma característica de grande importância para o estudo da corrosão em gasodutos, pois dependendo da velocidade do fluido, é possível encontrar diferentes perfis de escoamento. O fato de os gasodutos poderem vir a operar

com produtos diferentes e mais corrosivos ou vazões e pressões maiores do que as de projeto, associadas a exigências da legislação de segurança e de preservação ambiental, determinam a importância de ações eficazes na garantia de sua integridade.

7. Sistemas de Monitoração de Corrosão Interna em dutos

As inspeções periódicas com ferramentas do tipo pig instrumentado definem apenas o estado atual do duto em relação à sua integridade, ficando limitada pelo fato das características do gás natural poderem variar com o tempo e a repetição das inspeções em curtos intervalos de tempo ser antieconômica. Assim, os sistemas de monitoração se apresentam como uma opção complementar. A inserção de cupons de perda de massa em pontos específicos do duto permite verificar qual a forma de corrosão apresentada (uniforme, generalizada, por pites). Os cupons devem ser do mesmo material utilizado na fabricação dos sistemas que são monitorados e podem ser vistos na Figura 1 juntamente com o equipamento utilizado para a instalação dos referidos sistemas, sendo bastante comum o uso de cupons tangenciais à parede interna do duto. A taxa de corrosão é calculada como se a corrosão fosse exclusivamente uniforme. O uso de sensores de resistência elétrica que são feitos também do mesmo material do duto complementa os resultados obtidos com cupons. A intensidade da corrosão é associada ao aumento de resistência elétrica e as medidas podem ser obtidas com uma frequência bem maior e mais facilmente, além de permitir calcular a taxa de corrosão instantânea, possibilitando um acompanhamento bem mais preciso de alguma anormalidade na taxa de corrosão. Uma das limitações deste método é que não permite que seja feita uma distinção entre o processo corrosivo localizado e o generalizado, podendo também vir a ter seus resultados mascarados pela presença de depósitos condutores, como sais em geral e sulfeto de ferro abordado por Carvalho (1995). A figura 2 indica o sistema completo instalado em campo.



Figura 1. Equipamento Hidráulico utilizado para instalação dos sistemas de monitoração em campo



Figura 2. Caixa de Inspeção com sistemas de monitoração instalado em campo.

8. Resultados e Discussões - Acompanhamento dos Pontos Monitorados

8.1. Gasoduto X

A figura 3 indica que a monitoração da corrosão através de sondas corrosimétricas tem indicado uma tendência próxima ao limite máximo de corrosão uniforme aceitável (0,025 mm/ano), confirmada pelos cupons de corrosão, e em dois momentos no mês de dezembro/01 visualiza-se elevações momentâneas nas taxas, chegando a valores próximos à corrosão severa, estas coincidiram com passagens de pigs de limpeza solicitadas para coletar resíduos. Os cupons de corrosão que permanecem em contato com o fluido quarenta e cinco dias o primeiro instalado e noventa dias cada um dos posteriores, indicaram apenas ataque uniforme e as taxas de corrosão uniformes apontadas pelo cupom são

classificadas como moderadas, conforme Figura 4, exigindo ações de controle. Pites de corrosão não foram detectados nos cupons, podendo ser verificado este fato na Figura 5, com taxas de corrosão pitiforme sempre nulas.

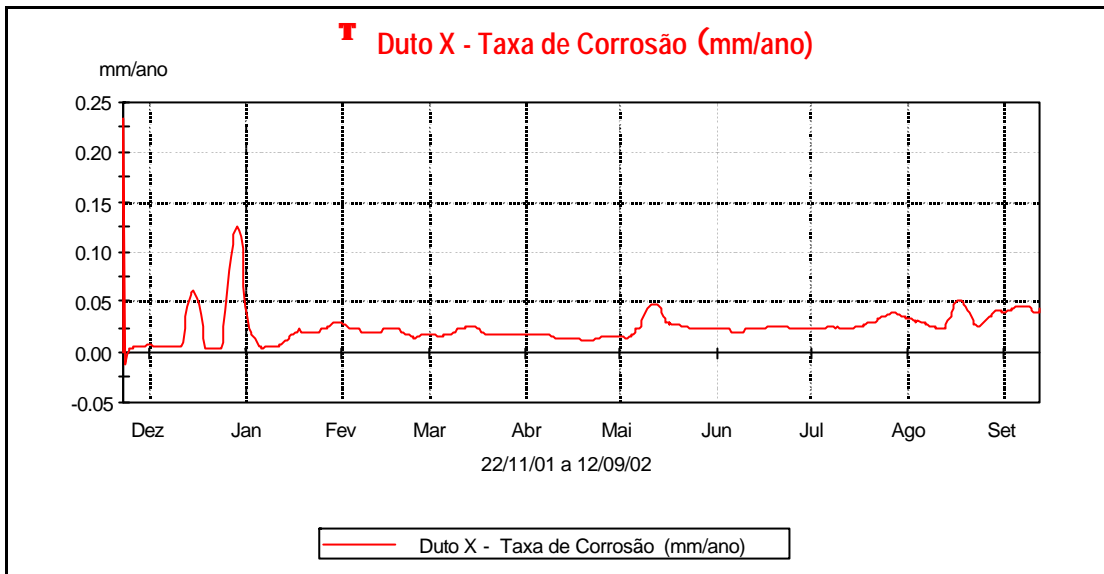


Figura 3. Taxa de corrosão (mm/ano) através de sonda corrosimétrica no duto X.

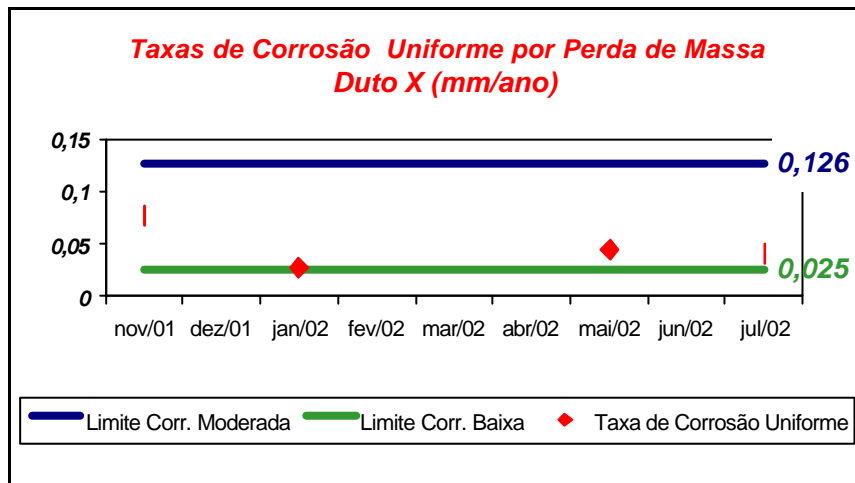


Figura 4. Taxa de corrosão uniforme (mm/ano) através cupom de perda de massa no duto X.

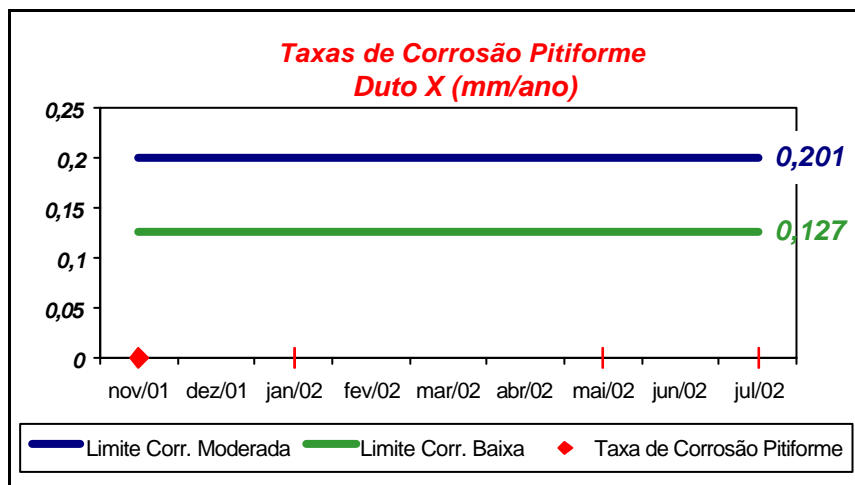


Figura 5. Taxa de corrosão pitiforme (mm/ano) através cupom de perda de massa no duto X.

9. Recomendações para o Duto Monitorado

Recomenda-se manter um programa de limpezas com PIGs, efetuando registros e informando tipo e volume dos resíduos carregados e data/horários de lançamento e recebimento; programar novas coletas de fluidos e resíduos, e ainda análises de cromatografia no gás, visando melhor identificar os contaminantes corrosivos (O_2 , CO_2 , H_2S); e, analisar a necessidade de injeção de produtos químicos visando conter o processo corrosivo.

10. Os Resíduos Sólidos do Gás Natural – O Chamado Pó Preto

O pó preto é um resíduo sólido de variadas texturas que é coletado em gasodutos, capaz de causar desgastes, reduzir a eficiência de compressores, obstruir instrumentos e válvulas e reduzir a vazão de dutos longos. O material pode ser úmido, semelhante ao alcatrão, ou seco em forma de pó fino tal como cinza. A figura 6 indica aspecto do pó preto sobre o cupom e observado quando da troca deste. Ao ser encontrado num duto, em instrumentos ou equipamentos de compressão, é útil verificar sua composição por testes químicos para identificar ou verificar sua possível origem. Análises químicas o revelam como uma das várias formas de sulfeto de ferro e óxido de ferro. Adicionalmente, ele pode ser mecanicamente misturado ou quimicamente combinado com vários contaminantes, tais como: água, hidrocarbonetos, líquidos, sais, cloretos, areia e sujeira. Uma vez que o pó preto é gerado no duto, removê-lo, manuseá-lo e descartá-lo é um mal necessário, o qual deve ser discutido desde a prevenção de sua formação denotada por Ferreira et al (1995) e Jussara et al (2001).



Figura 6. Resíduo e condensado sobre cupom de corrosão retirado do duto X.

10.1. Análise do Pó Preto

O resíduo sólido é coletado por meio de passagem de PIGs nas linhas. As análises referentes ao resíduo sólido coletado em receptor do duto X estão presentes nas Tabelas 2 e 3, por Espectro de Fluorescência de Raios-X e Microscopia Eletrônica de Varredura respectivamente. A Figura 7 mostra o aspecto do receptor do duto X e o resíduo sólido trazido pelo PIG e a Figura 8 indica a Microsonda da amostra ampliada 592X. Pode ser verificado que no resíduo ora em análise, através da separação da matéria orgânica da inorgânica pelo método Soxlet, observa-se uma maior percentagem de matéria orgânica, conforme a Tabela 4. A amostra foi analisada no difratômetro de raios-X, cujo difratograma que apresentou sinais ou picos semelhantes ao da amostra foi o espectro de óxido de ferro (Fe_2O_3), mineral denominado Hematita, e do sulfeto de ferro (Fe_3S_4), mineral denominado de Greigita.

Tabela 2. Percentagens obtidas do Espectro de Fluorescência de Raios-X

Resíduo	%Fe	%S	%Ca	%Mn	%Si	%Cu	%Sc	%Ba	%Sr	%Zn
Duto X	82,305	15,284	1,439	0,822	-	-	0,149	-	-	-

Tabela 3. Análise de amostra do pó preto coletado em receptor do duto X por Microscopia Eletrônica de Varredura

Resíduo	%Be	%Ca	%Nb	%Na	%C	%Fe
Duto X	6,6	0,06	0,44	0,01	0,83	92,06

Tabela 4. Percentagem da matéria orgânica e inorgânica pelo método da extração Soxlet

Resíduo	Matéria Orgânica (%)	Matéria Inorgânica (%)	Solvente
Duto X	0,55	99,45	Éter de petróleo



Figura 7. Recebedor do duto e resíduo sólido

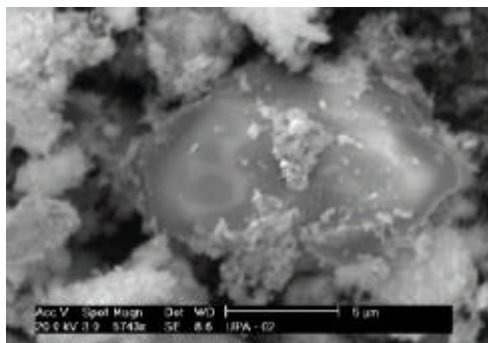


Figura 8. Microscopia Eletrônica de Varredura da amostra com 592X

11. Conclusões

O monitoramento da corrosão em gasodutos é extremamente importante, pois existem situações em que o aspecto confiabilidade e segurança são primordiais. Embora em muitos casos exista uma desconfiança da exatidão das técnicas de monitoração de corrosão, no presente trabalho as técnicas de perda de massa e resistência elétrica têm respondido de maneira satisfatória e apresentando confirmação de resultados, enfatizando a idéia de que a monitoração da taxa de corrosão deve ser feita usando técnicas complementares. As caracterizações químicas das amostras de resíduos sólidos encontrados em gasodutos mostram-se de extrema importância por contribuir no estudo da origem do processo corrosivo, bem como na determinação de agentes contaminantes.

12. Agradecimentos

Os autores agradecem ao financiamento CTPETRO/FINEP, a PETROBRAS e ao CENPES/PETROBRAS.

13. Referências

- CARVALHO, A. M. C., “Avaliação da Integridade Interna de Sistema de Oleodutos da PETROBRAS (E&P – RNCE)”, 18º Congresso Brasileiro de Corrosão – IMCORR 95, Vol. II pp. 969-982, 1995.
- FERREIRA, P. A., PIMENTA, G. S., BRITO, R. F., “Critérios de Seleção e Avaliação de Inibidores de Corrosão para Dutos de Óleo / Gás na PETROBRAS – Passado / Presente / Futuro”, 18º Congresso Brasileiro de Corrosão – IMCORR 95, Vol. II 1995.
- JUSSARA M. S., EDUARDO C., TELMA V., GUTEMBERG S. P. Monitoramento da Corrosão Interna de Dutos e Instalações de Gás Natural – Estado da Arte. XXI CONBRASCORR, São Paulo – S.P. – Brasil, 20 a 22 de agosto de 2001.
- PEDRO A.F., DÉCIO G.P., CRISTINA V.M.F., Experiência de Campo com a Aplicação de Técnicas de Monitoração no Controle da Corrosão Interna de Oleodutos com Inibidores. XXI CONBRASCORR, São Paulo – Brasil, 20 a 22 de agosto de 2001.
- PEDRO A. FERREIRA, C. V. M. FERREIRA, D. G. PEIXOTO, E. D. C. DA SILVA, H. A. S. JUNIOR, “Experiência de Campo na Avaliação da Corrosão Interna de Oleodutos Terrestres: Estratégias e Técnicas Utilizadas” – 20º Congresso Brasileiro de Corrosão, ABRACO. Fortaleza, CE, 2000.