

MEDIDAS EFETIVAS NO CONTROLE DA CORROSÃO INTERNA EM GASODUTOS OFF-SHORE ¹

Patrícia Íris da Silva Peres²
Orlandemberg Pereira da Silva³
Angélica Dias Salvador⁴
Dilhermando José Finamore⁵
Edil do Patrocínio⁶
Flávio Luiz Lavach Santana⁷

Resumo

O gás natural é o combustível de maior crescimento na matriz energética mundial, apresentando vantagens como: combustão limpa, redução de desmatamento (lenha), não poluidora do meio ambiente, dentre outras. O beneficiamento do gás natural é obtido em exploração de campos de petróleo terrestres e submarinos. Em plataforma off-shore, após o processo de separação, o gás natural é exportado em gasodutos até locais de recebimento para posterior distribuição. Falhas em gasodutos podem afetar a produção, segurança e meio ambiente. A corrosão interna é uma das formas de deterioração desses gasodutos. Para isso, é necessária uma rotina de análise e diagnósticos que visem à integridade dos mesmos. O estudo de caso apresentado mostra que a corrosão interna nesses gasodutos esteve por um período com taxas severas. Isso pode ser devido a vários fatores que contribuíram para esses valores. Medidas foram realizadas, resultando atualmente em baixas taxas de corrosão, garantindo a integridade deste sistema. Desta forma, o escopo deste trabalho fundamenta-se na efetividade das ferramentas utilizadas na monitoração da corrosão interna nos dutos de transporte de gás off-shore.

Palavras-chave: Monitoração; Corrosão interna; Integridade; Gasoduto.

EFFECTIVE MEASURES IN THE CONTROL OF THE CORROSION INTERN IN GASODUTOS OFF-SHORE

Abstract

The natural gas is the fuel of larger growth in the world energy head office, presenting advantages as: combustion cleans, reduction of deforestation (firewood), no pollutant of the environment, among others. The improvement of the natural gas is obtained in exploration of terrestrial fields of petroleum and submarines. In platform off-shore, after the separation process, the natural gas is exported in gas pipelines until reception places for subsequent distribution. Failure in gas pipelines can affect the production, safety and environment. The intern corrosion is one in the ways of deterioration of those gas pipelines. For that, it is necessary an analysis routine and diagnoses that seek to the integrity of the same ones. The study of presented case shows that the interns corrosion in those gas pipelines was for a period with severe rates. That can be due to several factors that contributed to those values. Measures were accomplished, resulting now in low corrosion rates, guaranteeing the integrity of this system. This way, the mark of this work is based in the effectiveness of the tools used in the monitoring of the interns corrosion in the pipeline of transport of gas off-shore.

Key words: Monitoring; Interns corrosion; Integrity; Gas pipeline.

¹ *Contribuição técnica ao 63º Congresso Anual da ABM, 28 de julho a 1º de agosto de 2008, Santos, SP, Brasil*

² *Engenheira de Equipamentos e Inspeção – Bureau Veritas/PETROBRAS/UN-BC/ST/EMI – Av. Elias Agostinho, 665 – Macaé – RJ – 27913-350, patriciairis.bureau_veritasf@petrobras.com.br*

³ *Engenheiro de Petróleo Pleno – PETROBRAS/UN-BC/ST/EMI, orlandemberg@petrobras.com.br*

⁴ *Técnica de Inspeção de Equipamentos e Instalações II – PETROBRAS/UN-BC/ST/EMI, angelicadias@petrobras.com.br*

⁵ *Técnico de Inspeção de Equipamentos e Instalações I – PETROBRAS/UN-BC/ST/EMI, dilhermando@petrobras.com.br*

⁶ *Técnico de Manutenção I – PETROBRAS/UN-BC/ST/EMI, edilpp@petrobras.com.br*

⁷ *Engenheiro de Processamento – Resolução Engenharia/PETROBRAS/UN-BC/ST/EMI*

1 INTRODUÇÃO

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos gasosos cuja composição abrange do metano (CH₄) ao hexano (C₆H₁₄), sendo o metano o principal componente. Apresenta também, pequenas quantidades de componentes diluentes, como nitrogênio e o vapor d'água, e contaminantes (gás sulfídrico e dióxido de carbono). É considerado rico quando a soma das percentagens de todos os componentes mais pesados que o propano (C₃H₈), inclusive, é maior que 7%.

O gás natural é mais leve do que o ar (densidade 0,6). Não tem cheiro e a sua combustão fornece de 8.000 kcal/m³ a 10.000 kcal/m³. Ocorre na natureza em solução no óleo ou no estado livre.⁽¹⁾

Na planta de processo de uma plataforma off-shore, o gás natural, após a separação do petróleo é comprimido em três estágios de compressão antes de ser enviado para a exportação. Após o primeiro estágio, o gás é resfriado (1° resfriador) sendo o seu condensado (água mais hidrocarbonetos) separado em um vaso antes de seguir para a sucção do segundo estágio de compressão. Depois que o gás é comprimido no 2° estágio, o mesmo é novamente resfriado (2° resfriador) e então, enviado para a torre de desidratação onde ocorre o processo de secagem do gás. Após essa etapa, o gás segue para a sucção do terceiro estágio de compressão, sendo então novamente resfriado (3° resfriador) e depois enviado para exportação.

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 (CO₂ e O₂). Na determinação do teor de H₂S é utilizado Método Iodométrico ou Potenciométrico.

Neste trabalho é apresentado um estudo de caso, onde investiga a ocorrência do processo corrosivo num campo de produção de petróleo, sendo o foco os dutos de importação e exportação de gás. Após o diagnóstico e realização das recomendações, verificou-se a efetividade do tratamento a partir da diminuição das taxas de corrosão uniforme apresentadas.

2 MATERIAIS E MÉTODOS

A metodologia utilizada para avaliar a corrosividade interna na exportação de gás, emprega uma série de interpretações a partir de informações tais como: dados de processo, teor de H₂S, caracterização química do condensado, análise cromatográfica, taxas de corrosão medidas por cupom de perda de massa e resistência elétrica, dentre outros.

Segundo a NACE RP-0775,⁽²⁾ 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

De acordo com a Norma Petrobras N-2364,⁽³⁾ o cupom é um corpo de prova semelhante às tubulações, a ser imerso no meio corrosivo e destinado à verificação

do comportamento do material construtivo em relação ao meio exposto. Conseguise 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.

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.

Os produtos de corrosão coletados em recebedores de pig de limpeza (dispositivo utilizado para remoção de resíduo e condensado ao longo do duto), 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.

Os dutos de exportação podem ser rígidos, flexíveis e mistos. Dutos rígidos são dutos fabricados com materiais metálicos, geralmente aço carbono. Dutos flexíveis são compostos de aço enrolado helicoidalmente e de camadas homogêneas de termoplásticos 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.⁽⁴⁾ Quando um trecho possui parte de duto rígido e parte duto flexível, é dito duto misto.

3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Como critério de informação, segundo a Norma Petrobras N-2785,⁽⁵⁾ o potencial de corrosividade de um fluido ao aço carbono com base nas análises de fluido e resíduo, é apresentado na Tabela 2.

Tabela 2– Potencial de Corrosividade de um fluido ao aço carbono com base nas análises de fluido e resíduo segunda a N- 2785.

Parâmetros	Potencial de Corrosividade		
	Severo	Moderado	Baixo
Teor de oxigênio dissolvido	> 50 ppb	20 ppb < O ₂ < 50 ppb	≤ 20 ppb
pH "in situ"	< 5,6	5,6 - 6,9	7,0 - 12,0
Pressão parcial de H ₂ S no gás (ver Nota 1)	pH ₂ S > 0,75 psia	0,01 psia < pH ₂ S < 0,75 psia	pH ₂ S < 0,01 psia
Pressão parcial de CO ₂ no gás combinada à velocidade (V) e à temperatura (T) (ver Nota 4)	pCO ₂ > 30 psia, independente da V e T	4 psi > pCO ₂ < 30 psia, T < 60 °C e V < 5 m/s ou T > 120 °C e V < 10 m/s	pCO ₂ < 4 psia, T < 60 °C e V < 5 m/s
	4 psia < pCO ₂ < 30 psia, T < 60 °C e V > 5 m/s ou 60 °C < T < 120 °C, para qualquer V	pCO ₂ < 4 psia T < 120 °C 5 m/s < V > 10 m/s	pCO ₂ < 4 psia, 60 °C < T < 120 °C e V < 5 m/s
	pCO ₂ < 30 psia; T > 120 °C e V > 10 m/s	-	pCO ₂ < 4 psia, T > 120 °C e V < 5 m/s

3.1 Avaliação dos Dados

Atualmente a Plataforma P-A está recebendo praticamente todo o gás do campo de produção de Pinguim e exportando para a Plataforma P-H, que está localizado no campo de produção de Gaivota. De acordo com a Figura 1, onde apresenta o fluxograma de escoamento de gás, P-A possui dois gasodutos de importação, Plataforma P-C (flexível) e Plataforma P-B (misto: rígido + flexível). No entanto, quando o Gasoduto de P-F/P-H voltar a operar (até o presente momento este duto está em manutenção), P-B exportará para a P-A.

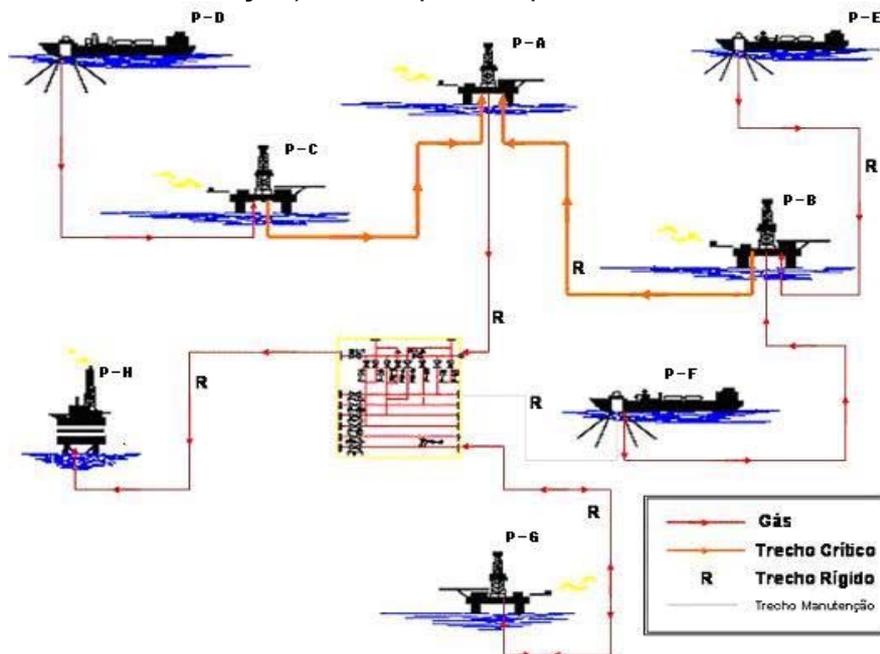


Figura 1: Fluxograma Atual do escoamento de gás do campo de Pinguim

As taxas de corrosão na chegada em P-A, tanto de P-C (Figura 2) quanto de P-B (Figura 3) estão baixas. No entanto, a corrosão uniforme nesses gasodutos esteve por um longo período com taxas altas. Isso pode ser devido a vários fatores que contribuíram para esses valores. Medidas foram realizadas, resultando na redução significativa das taxas de corrosão.

Gasodutos de Exportação de P-C para P-A (CHEGADA)

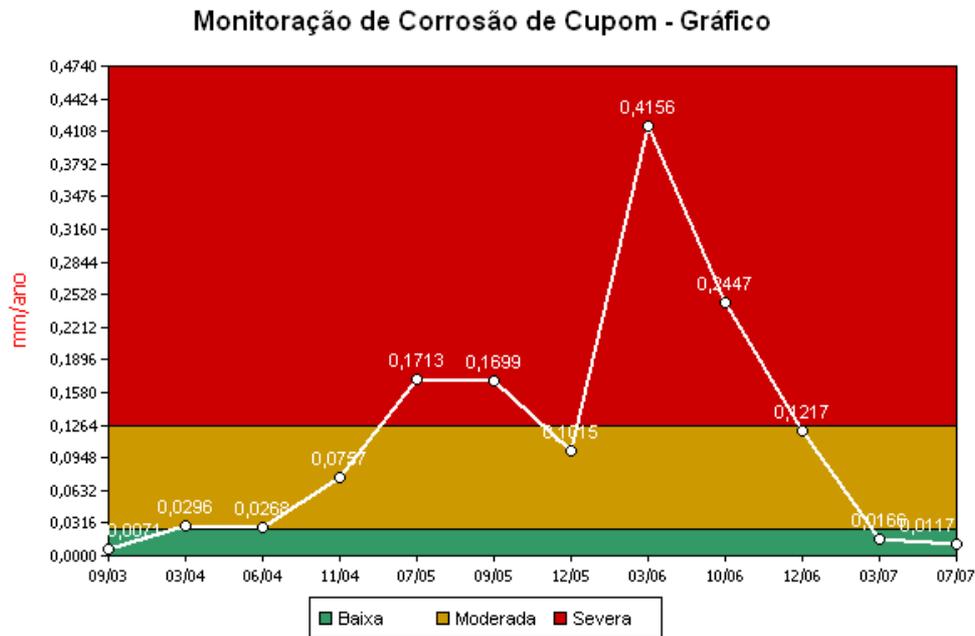


Figura 2: Importação de gás para P-C – dados de cupom, posição horizontal geratriz inferior. Unidade: P-A

Gasodutos de Exportação de P-B para P-A (CHEGADA)

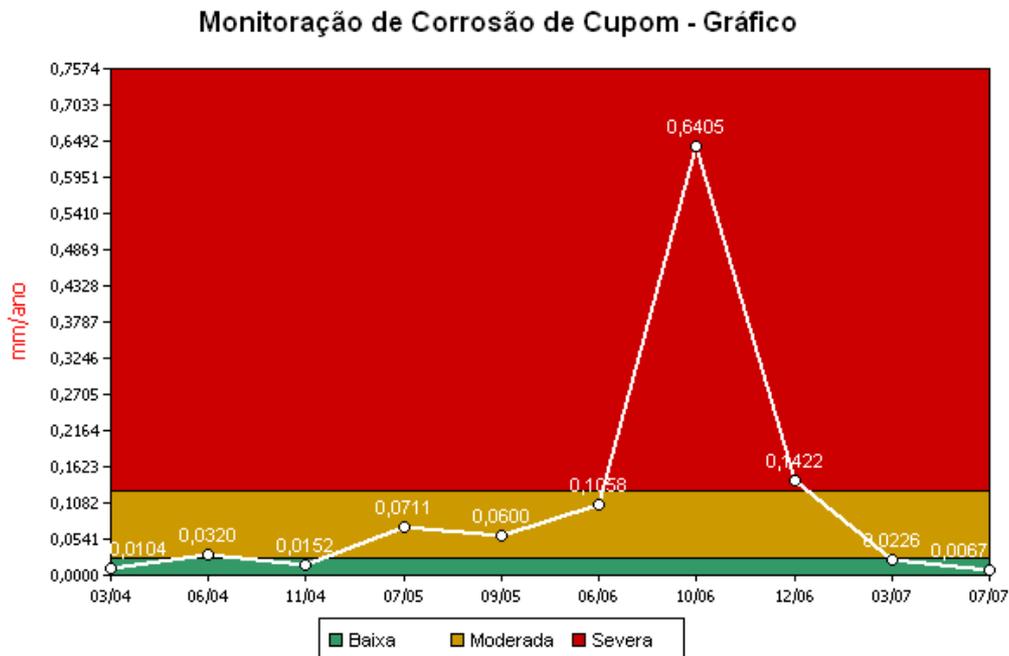


Figura 3: Importação de gás para P-B – dados de cupom, posição horizontal geratriz inferior. Unidade: P-A

Um fator importante na preservação do duto é a rotina de passagem de pig de limpeza, que também contribuiu para a redução das taxas de corrosão no Gasoduto P-C/P-A e no Gasoduto P-D/P-C/P-A. Outro fator positivo para a prevenção da corrosão foi o início da injeção de sequestrante de H₂S em P-D, num poço com teores acima de 20 ppm, baixando para a faixa recomendada (< 15 ppm) a partir de maio de 2007.

O Gasoduto P-B/P-A, ficou ao longo de 2005 parado por problemas de hidrato – resultado do gás úmido associado à alta pressão e baixa temperatura, voltando a operar em fevereiro de 2006. Após essa data, o duto operou com duas configurações, hora funcionava como exportação e hora funcionava como importação. Em abril de 2007, quando o duto de P-F/P-H parou para manutenção, o gás de P-B (juntamente com o gás de P-F e P-E) passou a ser exportado para P-A.

Um dos motivos para a redução das taxas de corrosão uniforme nesse gasoduto, muito provavelmente está relacionado com a junção da corrente dos gases de P-F e P-E para P-A e o controle de H₂S no sistema em P-B.

O gás de exportação de P-A para P-H, também apresentou redução nas taxas de corrosão uniforme (Figura 4). Este duto ficou parado ao longo de 2006, retornando a operação em dezembro do mesmo ano. Após esse período, retornou com a rotina da passagem de pig de limpeza, até diminuir a quantidade de resíduo na chegada em P-H. Contribuindo para a limpeza do duto e evitando acúmulos de produto de corrosão.

Gasodutos de Exportação de P-A para P-H (SAÍDA)

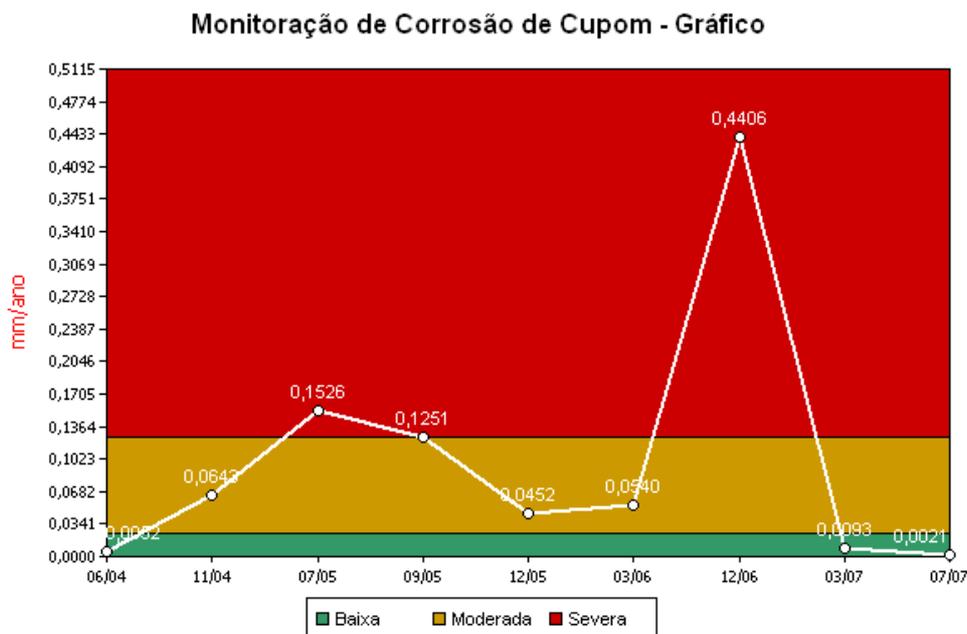


Figura 4: Exportação de gás para P-H – dados de cupom, posição horizontal geratriz inferior. Unidade: P-A

Na chegada do gás em P-H, as taxas de corrosão retornaram para a faixa baixa (Figura 5). Isso indica a necessidade de manter a rotina de passagem de pig de limpeza, para contribuir com a integridade do duto.

Gasodutos de Exportação de P-A para P-H

Monitoração de Corrosão de Cupom - Gráfico

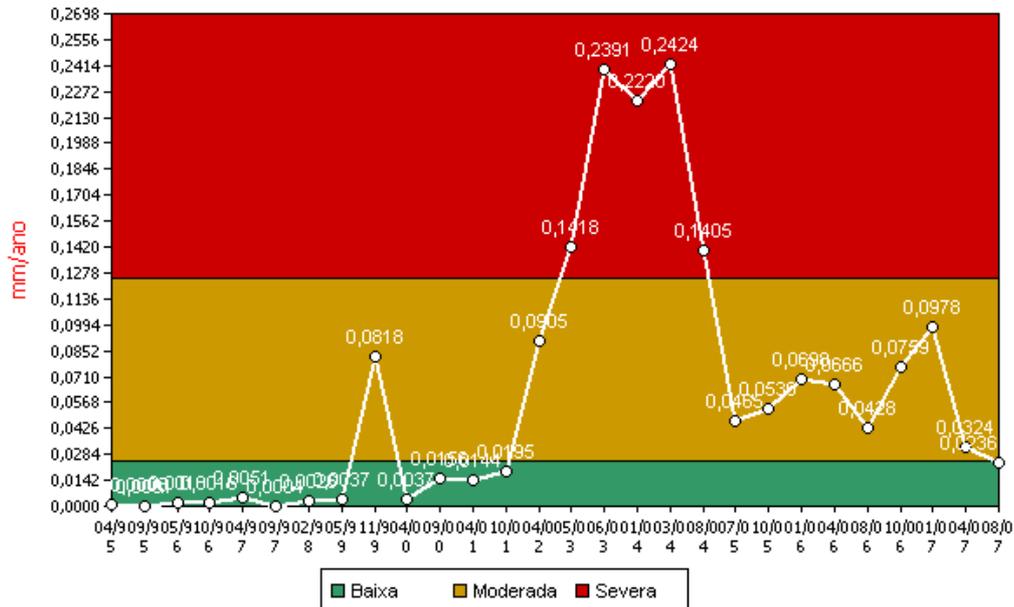


Figura 5: Importação de gás de P-A – dados de cupom, posição vertical geratriz não aplicável. Unidade: P-H

A taxa de corrosão obtida a partir da monitoração por sonda de Resistência Elétrica – ER é indicada no gráfico pela inclinação da curva; quanto maior essa inclinação, maior é a perda de massa e conseqüentemente a taxa de corrosão.

A sonda ER instalada na chegada do Gás de P-A em P-H, indicou inclinação acentuada da curva, resultando em taxa de corrosão alta (Figura 6). Essa curva, mostra em alguns momentos, uma oscilação – situação atípica. As oscilações podem ter ocorrido muito provavelmente pela formação de Sulfeto de Ferro sobre a superfície do elemento sensor da sonda. No entanto, as últimas leituras indicaram uma estabilidade nesta curva, sugerindo baixa corrosão.

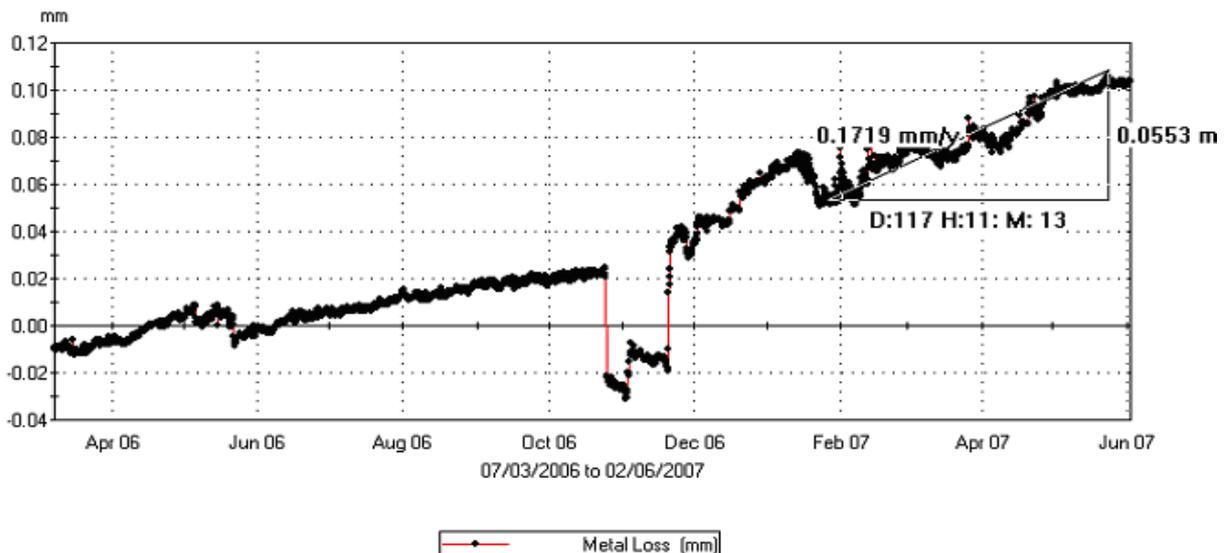


Figura 6: Importação de gás de P-A – dados de sonda ER, posição horizontal geratriz inferior. Unidade: P-H.

O sistema de desidratação do gás se resume em dois sistemas: Absorção e Regeneração. No sistema de absorção ocorre a reação de desidratação de gás, ou seja, o glicol remove determinada quantidade de água presente na massa gasosa, de forma a atender a especificação técnica de processo. O sistema de regeneração, dispõe de equipamentos que trabalham a altas temperaturas, possibilitando a remoção de boa parte da água absorvida pela solução do TEG (trietilenoglicol – TEG rico), tornando dessa maneira o processo regenerativo, uma vez que, o glicol restabelece o seu teor original de umidade (TEG pobre). A solução de glicol, circula continuamente pela unidade, ora absorvendo água contida no gás natural, ora eliminando-a do sistema.⁽⁶⁾

A desidratação do gás de P-A pode ser acompanhada no gráfico da figura 07. Durante o período de avaliação, os dias que não tiveram análises de umidade do TEG pobre e rico, foi devido à manutenção do analisador de umidade. Em algumas ocasiões, a umidade do TEG pobre esteve abaixo de 0,7% - parâmetro aceitável de umidade.

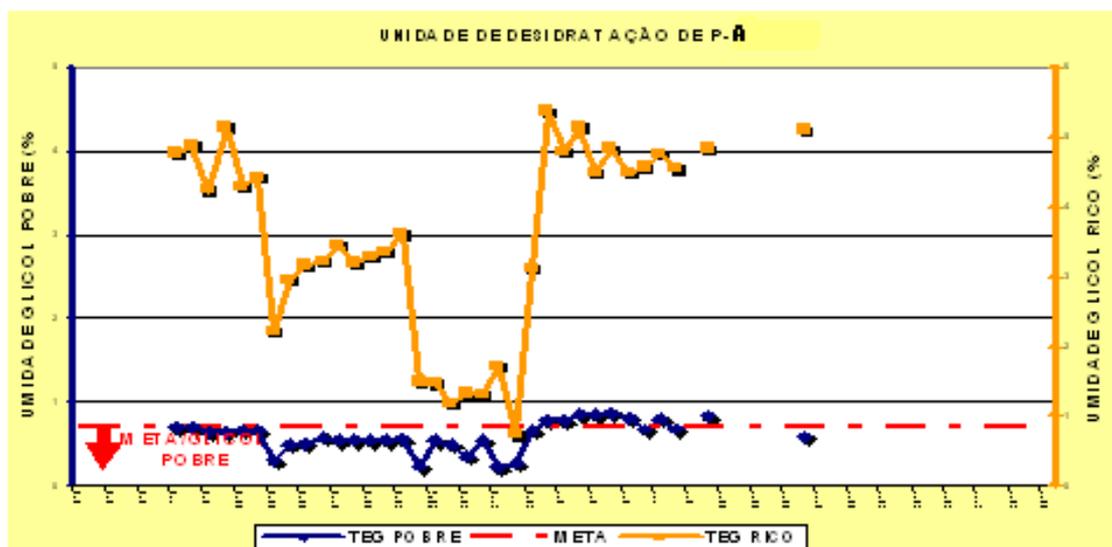


Figura 7: Unidade de Desidratação de P-A em Julho/2007

De acordo com o gráfico da Figura 8, onde se acompanha o teor de H₂S no Vaso de Gás Separado em P-A, percebe-se principalmente no mês de Julho/07, um aumento significativo nesses valores, ultrapassando o valor limite recomendável – de 15 ppm v/v.

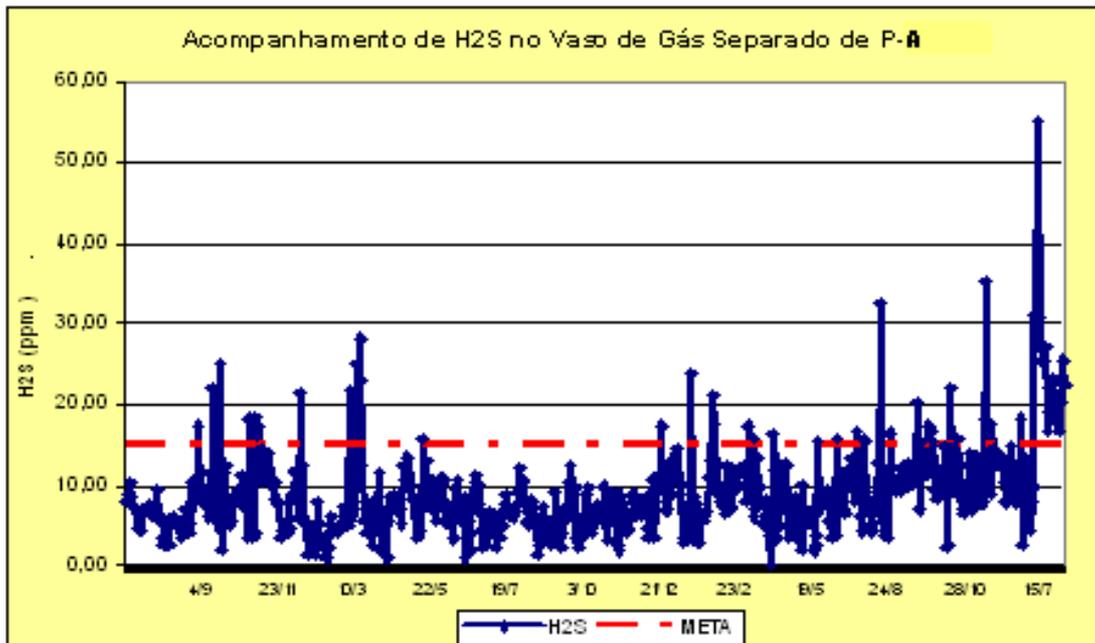


Figura 8: Acompanhamento do teor de H₂S no Vaso de Gás Separado em P-A

As Figuras 9 e 10 mostram os teores de H₂S nas plataformas de P-C e P-B respectivamente. Verifica-se que P-B vem apresentando valores fora da faixa recomendada (15 ppm v/v).

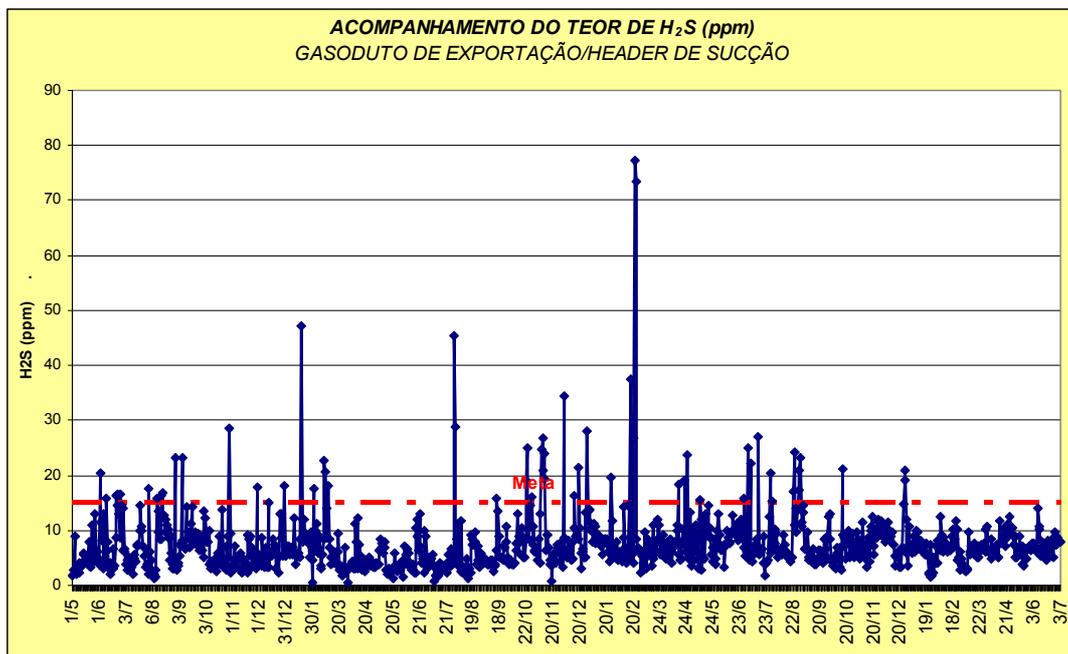


Figura 9: Acompanhamento do teor de H₂S no Vaso de Gás Separado em P-C

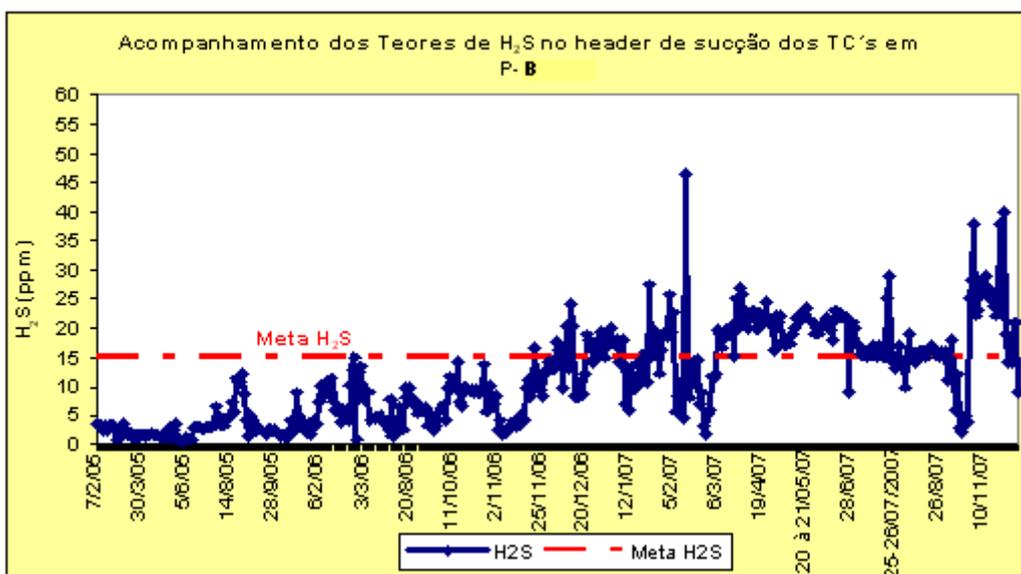


Figura 10: Acompanhamento do teor de H₂S no Vaso de Gás Separado em P-B

As tabelas de 3 a 5 indicam os resultados da Caracterização Química do Resíduo coletados no receptor de pig de limpeza em P-H em diversas datas, até a última passagem de pig nesse gasoduto. Verifica-se presença constante de enxofre e ferro, sendo característica de produto de corrosão formado pelo FeS. A presença de cloro está relacionada com a entrada de água do mar, durante o período em que este gasoduto permaneceu fora de operação.

Tabela 3 – Resultado da Caracterização Química do Resíduo – Gasoduto de Importação de P-A em P-H. Coleta: 16/01/2007

Teor Inorgânico	61,9%	
Fluorescência de Raios X (FRX)	Enxofre	23,2
	Ferro	22,0
	Cloro	10,6
Difração de Raios X (DRX)	Material amorfo e provável presença de Akaganeita – Fe ₈ (O,OH) ₁₆ Cl _{1,3} e Enxofre – S.	

Tabela 4 – Resultado da Caracterização Química do Resíduo – Gasoduto de Importação de P-A em P-H. Coleta: 26/02/2007

Teor Inorgânico	66,2%	
Fluorescência de Raios X (FRX)	Enxofre	28,8
	Ferro	18,3
	Cloro	1,8
Difração de Raios X (DRX)	Material amorfo e provável presença de Siderita – FeCO ₃ e Óxido de Ferro – Fe ₂ O ₃	

Tabela 5 – Resultado da Caracterização Química do Resíduo – **Gasoduto de Importação de P-A em P-H**. Coleta: 28/03/2007

Teor Inorgânico	64,4%	
Fluorescência de Raios X (FRX)	Enxofre	31,2
	Ferro	13,1
	Sódio	1,7
	Cloro	1,2
Difração de Raios X (DRX)	Material Amorfo	

Os resultados de análise cromatográfica do Gás de P-A para P-H apresentam valores moderados – Tabela 6. Na chegada em P-H (Tabela 7), esses valores variam de baixo a moderado.

Deve ser observado que, mesmo existindo gases corrosivos como H₂S e CO₂ no gasoduto, se o gás estiver seco, não haverá risco de corrosão. Por isso, a necessidade de sempre manter o gás enquadrado.

Tabela 6- Resultados para determinação da pressão parcial de CO₂ na saída do **Gasoduto P-A/ P-H**

Dado	Unidade	28/01/07	27/04/07
Temperatura	°C	47,9	43
Pressão	Kgf/cm ²	152	160
CO ₂	Fração Molar	0,0027	0,0024
CO ₂ (pressão Parcial)	Psia	5,87	5,49

Tabela 7- Resultados para determinação da pressão parcial de CO₂ na chegada do Gasoduto de Importação de Pinguim em P-H

Dado	Unidade	02/11/06	27/05/07
Temperatura	°C	16	19
Pressão	Kgf/cm ²	126	125
CO ₂	Fração Molar	0,0018	0,0025
CO ₂ (pressão Parcial)	Psia	3,25	4,48

4 CONCLUSÃO

Este trabalho comprova que a utilização das técnicas de monitoração da corrosão, complementadas por dados operacionais, análises de fluidos e resíduos é eficaz. Pois a partir desses resultados, foi possível definir o mecanismo de corrosão interna atuante nos gasodutos – corrosão uniforme e localizada, bem como determinar a intensidade do processo corrosivo. Com isso, verificou-se a necessidade de implementar ações mitigadoras que possibilitaram o controle do processo corrosivo nos gasodutos a partir da implantação da rotina de pig de

limpeza, do tratamento com injeção de sequestrante de H₂S e da junção das correntes gasosas que contribuíram para a diluição dos agentes corrosivos.

REFERÊNCIAS

- 1 Thomas, José Eduardo. Organizador – Fundamentos da Engenharia de Petróleo. PETROBRAS – 2001;
- 2 NACE International RP-0775 – Preparation, Installation, Analysis and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations, 2005;
- 3 Norma PETROBRAS N-2364 – Avaliação de corrosão interna através de cupom de perda de massa. Agosto 2003.
- 4 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.
- 5 Norma PETROBRAS N-2785 – Monitoração, Interpretação e Controle da Corrosão em dutos. Outubro 2004;
- 6 Apostila Curso de Formação de Operações de Produção – Operação de Umidade de Processamento de Gás. PETROBRAS/ Setembro de 2001.