INTERCORR2008_236

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).

Avaliação da Corrosividade em Gasoduto de Exportação

Jussara de M. Silva[1], Edgar L. G. Lopes [2], Álvaro A. O. Magalhães[3]

Abstract

Gas export lines have dew point control which means that all the water present in equilibrium with the gas is in the vapor phase. Corrosion is not expected in these conditions but even then corrosion monitoring is mandatory. Offshore dehydration plants are often working with lower efficiency, due to the ship movement or operational upsets, which makes the water content in the gas phase higher than expected. That is the case when water condensates in the pipeline and corrosion due to the CO_2 present in the gas can occur. Corrosion rates monitored in the end of the gas pipeline are pointing to a corrosive process taking place and generated the interest of investigating the corrosive potential in other parts of the export line. The corrosion rate of the gas export line was simulated and the results are presented and discussed. Although the temperature in lower points which water mostly condenses is very low, the simulated corrosion rates point to a severe corrosive potential, generating a series of actions to guarantee the export line integrity.

Resumo

Gasodutos de exportação operam com ponto de orvalho controlado, o que equivale a dizer que toda água encontra-se em equilíbrio na fase gasosa. Nestes casos, a ocorrência de processos corrosivos não é esperada, mas a monitoração da corrosão é mandatória mesmo nestes casos. Descontroles em plantas de desidratação *offshore* podem ocorrer, decorrentes das oscilações operacionais, ou da movimentação do navio, fazendo com que teores mais altos de umidade estejam presentes no gás. Nestes casos, pode haver condensação da umidade nos pontos mais frios dos gasodutos. A água livre, combinada ao CO_2 presente no gás, pode iniciar um processo corrosivo. Medidas de taxa de corrosão no destino do gasoduto sinalizaram um aumento de taxa de corrosão, apesar do baixo potencial corrosivo do fluido neste ponto. Esta informação gerou o interesse em estimar o potencial corrosivo de dois trechos rígidos submarinos em aço carbono. O potencial de corrosividade destes trechos do gasoduto de exportação foi simulado e os resultados são apresentados e discutidos. Apesar da baixa temperatura nos pontos mais baixos do trecho submarino, os valores simulados sinalizaram potencial de corrosividade severo, gerando uma série de ações para garantia da integridade do gasoduto.

Palavras-chave: corrosão, gasoduto, monitoração**.**

[1] M.Sc., Engenheira de Processamento - PETROBRAS
[2] Engenheiro de Equipamentos – PETROBRAS
[3] D.Sc., Engenheiro de Petróleo – PETROBRAS

1 - INTRODUÇÃO

Na produção de petróleo *offshore*, as plataformas que possuem plantas de processamento primário separam o fluido produzido em óleo, gás e água produzida. O gás úmido, após ser separado, segue para os estágios de compressão para ser exportado para o terminal terrestre ou, dependendo do caso, para outra plataforma. A exportação para terra geralmente ocorre por dutos rígidos, construídos em aço carbono. A exportação de gás para outras plataformas pode ser feita por dutos rígidos ou flexíveis.

No entanto, durante a exportação o gás é resfriado, entrando em equilíbrio com a temperatura do fundo do mar que, dependendo da profundidade, pode ser entre 4°C e 15°C. Nestas temperaturas, se o gás estiver úmido, há o risco de formação de hidratos, podendo tamponar o duto, interrompendo o escoamento (fig. 1). Para que isto não ocorra, o gás deve ser desidratado na plataforma, tendo seu ponto de orvalho ajustado para uma faixa em que não haja risco de formação de hidratos.

Fig. 1 – Formação de hidratos em gasoduto.

Portanto, antes da exportação e após a compressão, o gás passa pelo processo de desidratação e entra em contra-corrente com uma solução de trietilenoglicol (TEG), reduzindo o teor de umidade, que é controlado pela medição do ponto de orvalho do gás. Em geral, o gás “seco” possui ponto de orvalho igual a -15°C.

Porém, descontroles operacionais na planta de processamento podem ocorrer, com uma freqüência acima daquela estimada na fase de projeto (geralmente considera-se no projeto que a planta de desidratação irá operar 1% da sua vida útil em condições anormais). Medidas de controle devem ser tomadas, de forma a prevenir a formação de hidratos, garantindo o escoamento, mas também evitando a ocorrência de processos corrosivos, decorrentes da presença de CO_2 e água condensada no gasoduto de exportação. Uma delas é a passagem de pigs de limpeza, que removem o líquido acumulado e, conseqüentemente, minimizam o processo corrosivo.

A figura 2 apresenta um exemplo da ocorrência de processos corrosivos decorrentes da presença de umidade no gás exportado. Neste caso, a exportação de gás se dava entre duas plataformas, por um duto não pigável de 14 polegadas de diâmetro interno. Modificações

foram feitas no arranjo submarino, de forma a permitir a passagem de pigs. Somente na primeira corrida de pigs, foram coletados 150kg de resíduos sólidos.

Fig. 2 – Resíduos coletados após passagem de pig em gasoduto.

Este trabalho apresenta um estudo de caso de duas plataformas que exportam gás para o mesmo destino, por trechos flexíveis e dois trechos rígidos em aço carbono. O potencial corrosivo devido a descontroles nas plataformas é simulado e discutido. São apresentadas soluções e recomendações para controlar o processo corrosivo.

2 - PERFIL DO ESCOAMENTO DE GÁS

A figura 3 apresenta um esquema simplificado do arranjo de exportação de gás de duas plataformas para um mesmo destino. Na plataforma A, o gás é exportado por uma linha flexível de 10 polegadas de diâmetro até 40km de extensão, quando passa então para uma linha rígida em aço carbono, de mesmo diâmetro. A plataforma B exporta o gás por uma linha flexível, também de 10 polegadas de diâmetro. As duas correntes de gás se encontram no "PLAEM", passando a escoar por um duto rígido de 20 polegadas de diâmetro e 48km de extensão, levando a produção até a plataforma C. A figura 4 apresenta o perfil batimétrico da exportação de gás da plataforma A até a plataforma C.

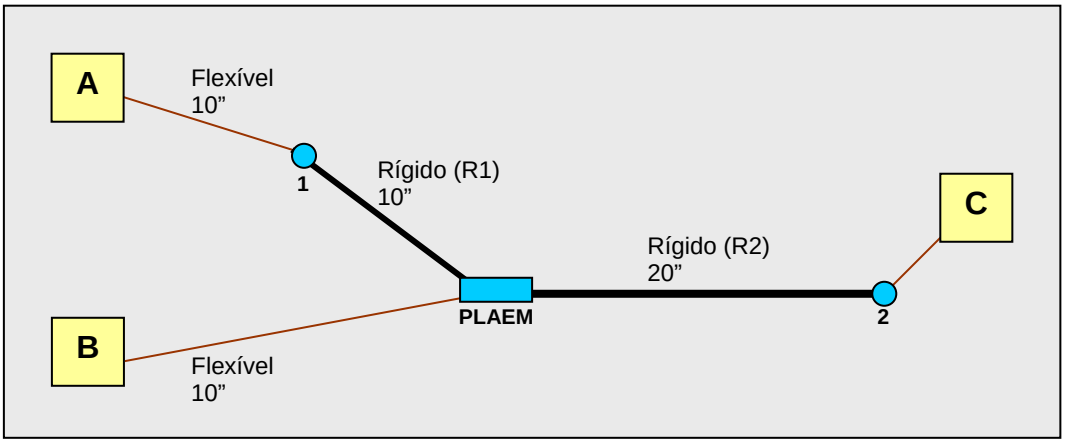

Fig. 3 – Esquema simplificado do arranjo de exportação de gás das plataformas A e B para a plataforma C.

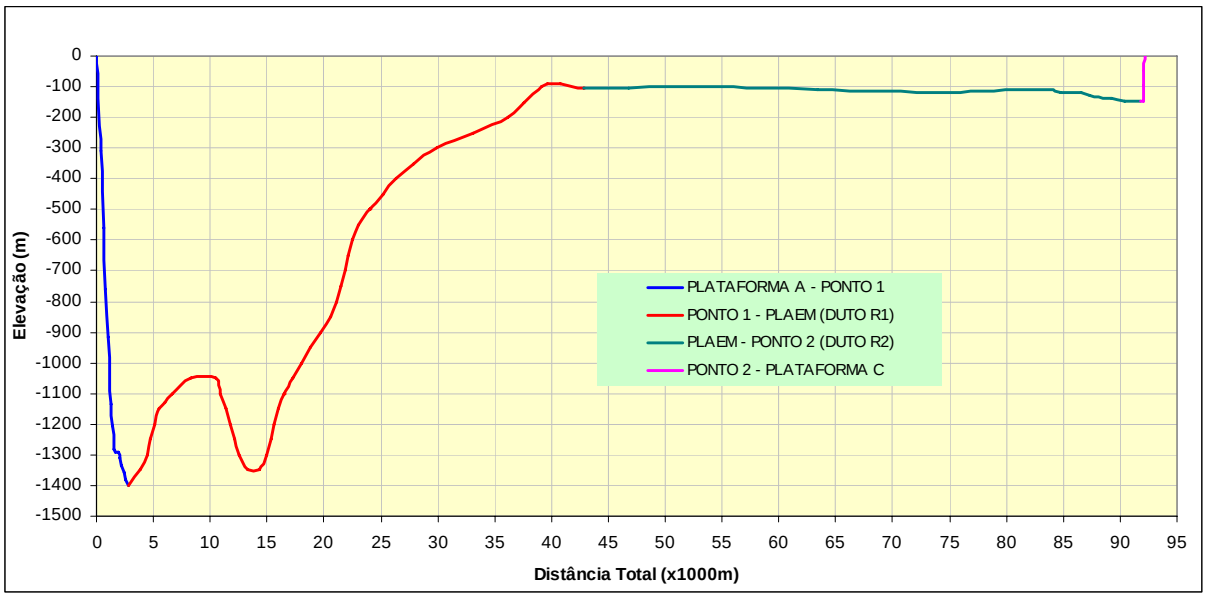

Fig. 4 – Perfil batimétrico da exportação de gás da plataforma A para a plataforma C.

Todas as plataformas A, B e C possuem monitoração da corrosão por cupons de perda de massa. No início da produção, apenas a plataforma A estava operando. As medidas de taxa de corrosão apontavam potencial baixo, tanto na origem como no destino do gás (plataforma C).

Porém, observou-se que a taxa de corrosão medida nos cupons da plataforma C começaram a apresentar uma tendência de crescimento, coincidente com a entrada em operação da plataforma B, cujo teor de CO_2 do gás exportado estava em torno de 4,5% molar, ou seja, bem acima do especificado pela ANP (2% molar). Neste mesmo período, a planta de desidratação da plataforma A operava em condições anormais.

O alto teor de CO_2 proveniente do gás da plataforma B, associado à presença de umidade no gás da plataforma A, pode ter gerado uma condição de corrosividade para o trecho rígido de 20 polegadas. Além disso, o trecho rígido de 10 polegadas entre a plataforma A e o PLEM também pode ter sido submetido a um ambiente corrosivo, devido à presença de água e CO_2.

Apesar de notificar um aumento na taxa de corrosão, medidas de controle como passagem de pigs ficam extremamente comprometidas neste caso, devido à mudança de diâmetro de 10 para 20 polegadas. Somente é possível passar pig espuma, e mesmo assim o pig é comprimido no primeiro trecho, e na expansão para 20 polegadas não ocupa todo o volume do duto, comprometendo a eficiência da limpeza.

Nestas condições, praticamente não chega resíduos (sólidos ou líquido) na plataforma C. Porém, quando chega, a análise aponta para 50% de ferro, o que sugere a ocorrência de processos corrosivos no trecho rígido submarino. A única maneira de inferir a corrosividade possível nestes trechos é, portanto, pela simulação da taxa de corrosão.

3 - DADOS PARA SIMULAÇÃO DA TAXA DE CORROSÃO

A tabela I apresenta os dados de escoamento do início da produção da plataforma B, quando o teor de CO_2 estava em torno de 4,5% molar, enquanto a tabela II apresenta os dados após a redução do teor de CO_2 no gás da plataforma B.

Tabela I
Dados de escoamento nas condições de operação no início da exportação na plataforma A (plataforma A com umidade e plataforma B com CO_2 ~4,5%)

Início da produção na PLAT. A		PLAT. A	PLAT. B	DUTO R1	DUTO R2
CO_2	(% molar)	4,5	0,2	0,2	1,63 *
Vazão de gás	($MMSm^3/d$)	0,6	1,2	1,2	1,8 *
Temperatura	(ºC)	30	40	32	15
Pressão	(kgf/cm^2)	132	140	164	130
Umidade	($lb_m/MMscf$)	2	12	6 **	6 **

* valores calculados pelo balanço das correntes
** valor calculado pelo equilíbrio termodinâmico (Figura 6)

Tabela II
Dados de escoamento em condições normais de operação na plataforma B (plataforma A com umidade e plataforma B com CO_2 ~2%)

Condições normais		PLAT. A	PLAT. B	DUTO R1	DUTO R2
CO_2	(% molar)	2	0,2	0,2	1,325 *
Vazão de gás	($MMSm^3/d$)	2	1,2	1,2	3,2 *
Temperatura	(ºC)	30	40	32	15
Pressão	(kgf/cm^2)	148	140	164	130
Umidade	($lb_m/MMscf$)	2	12	6 **	6 **

* valores calculados pelo balanço das correntes
** valor calculado pelo equilíbrio termodinâmico (figura 6)

O duto R1 somente recebe a produção da plataforma A e, conseqüentemente, somente os dados desta plataforma devem ser considerados na simulação da taxa de corrosão neste trecho.

Já o duto R2 recebe a produção das plataformas A e B. Para simulação da taxa de corrosão, os dados aplicados devem ser obtidos pelo balanço entre as duas correntes (Fig. 5). A vazão de água na forma líquida que entra no duto R2 foi admitida como a diferença entre o teor de umidade presente no gás, na saída da plataforma A, e o teor de umidade que está em equilíbrio no gás no ponto de menor temperatura. Este valor foi igual a $6lb_m/MMscf$ de gás.

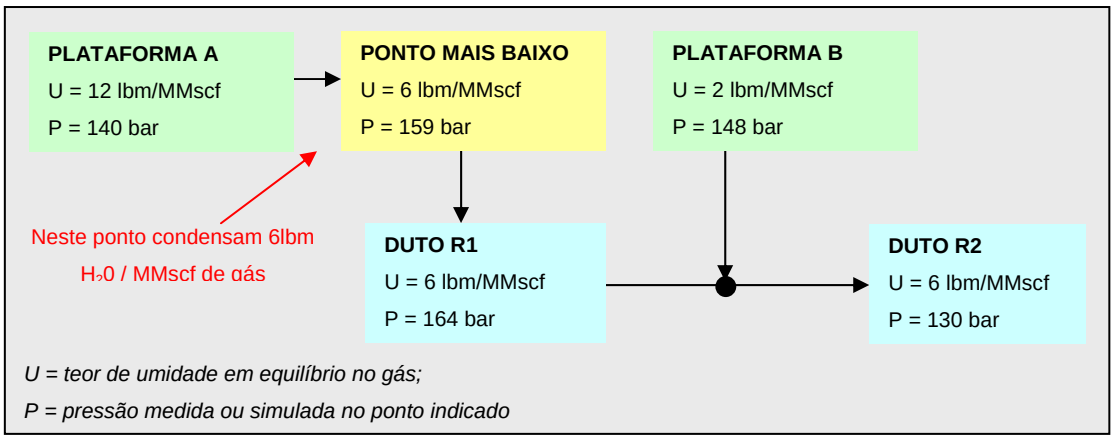

Fig. 5 – Representação do balanço de massa para determinação do volume de água condensada nos dutos R1 e R2.

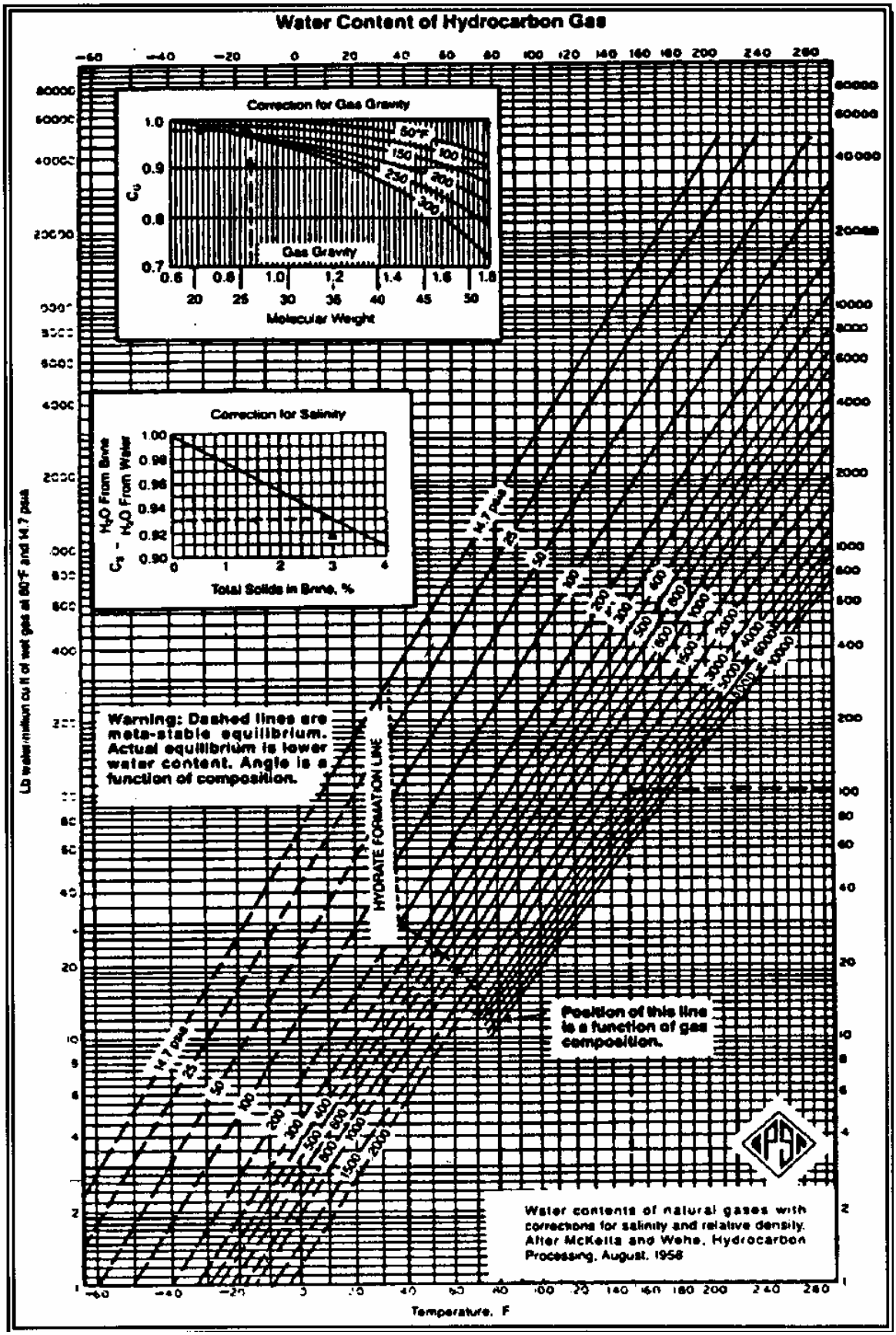

Fig. 6 – Curva de equilíbrio termodinâmico de vapor d'água em hidrocarbonetos.

Os dados de entrada para simulação da taxa de corrosão estão, portanto, apresentados na tabela III.

Tabela III
Condições aplicadas na simulação da taxa de corrosão nos gasodutos R1 e R2.

		DUTO R2		DUTO R1
		Início da produção na PLATAFORMA A	Condição atual	Condição atual
CO_2	(% molar)	1,63	1,325	0,2
Vazão de gás	($MMSm^3/d$)	1,8	3,2	1,2
Vazão de água	(m^3/d)	0,12	0,12	0,12
Temperatura	(°C)	15	15	32
Pressão	(kgf/cm^2)	130	130	164

4 - SIMULAÇÃO DA TAXA DE CORROSÃO

Existem vários modelos de simulação da taxa de corrosão[1]. Todos têm limitações, seja no limite de aplicação, ou na robustez do algoritmo de determinação da taxa de corrosão. Por isso, é importante conhecer o modelo a ser usado, respeitando seus limites de aplicação. Por outro lado, o uso de modelos pode ser uma boa ferramenta para se ter uma idéia da magnitude da corrosividade de um sistema.

Neste trabalho, o software usado nas simulações foi o Hydrocor®, da Shell Global Solutions. A figura 7 apresenta os resultados da simulação para o duto R1, enquanto as figuras 8 e 9 apresentam as simulações para o duto R2 no início e na condição atual da produção na plataforma A, respectivamente.

Apesar de não ser possível coletar e analisar a água condensada, considerou-se um teor de bicarbonatos igual a 20ppm nas simulações, devido ao equilíbrio do CO_2 na fase aquosa. Esta aproximação é mais próxima da realidade, e contribuirá para aumento do valor de pH, com conseqüente redução na taxa de corrosão.

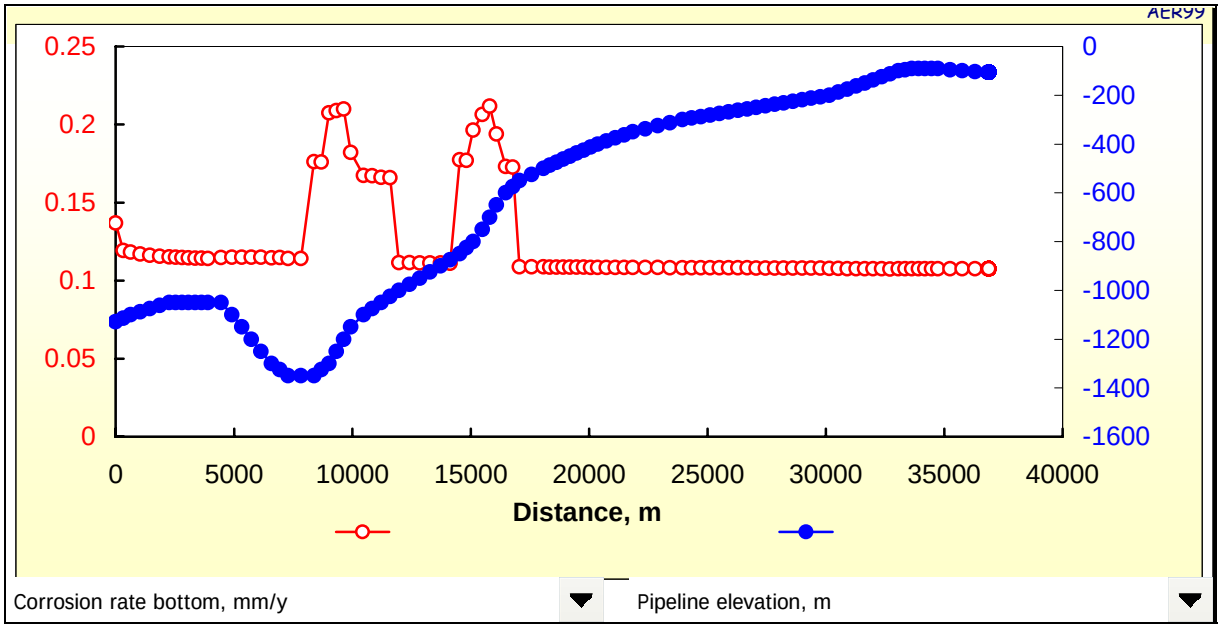

Fig. 7 – Simulação da taxa de corrosão do duto R2.

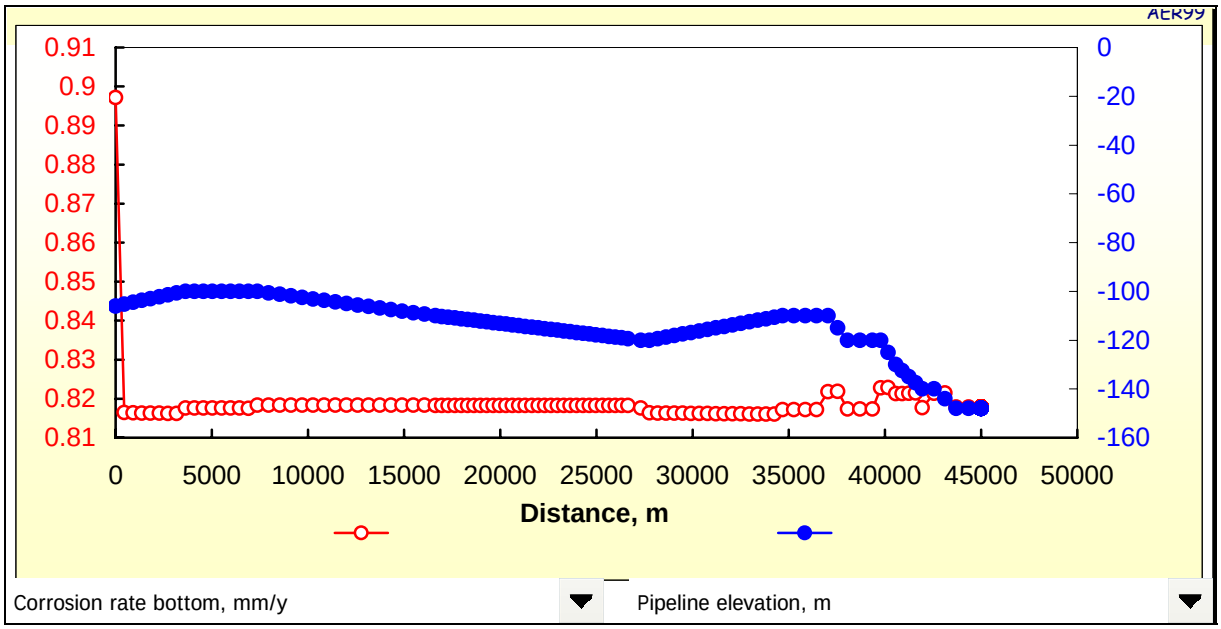

Fig. 8 – Simulação da taxa de corrosão no duto R2, no início da produção na plataforma A.

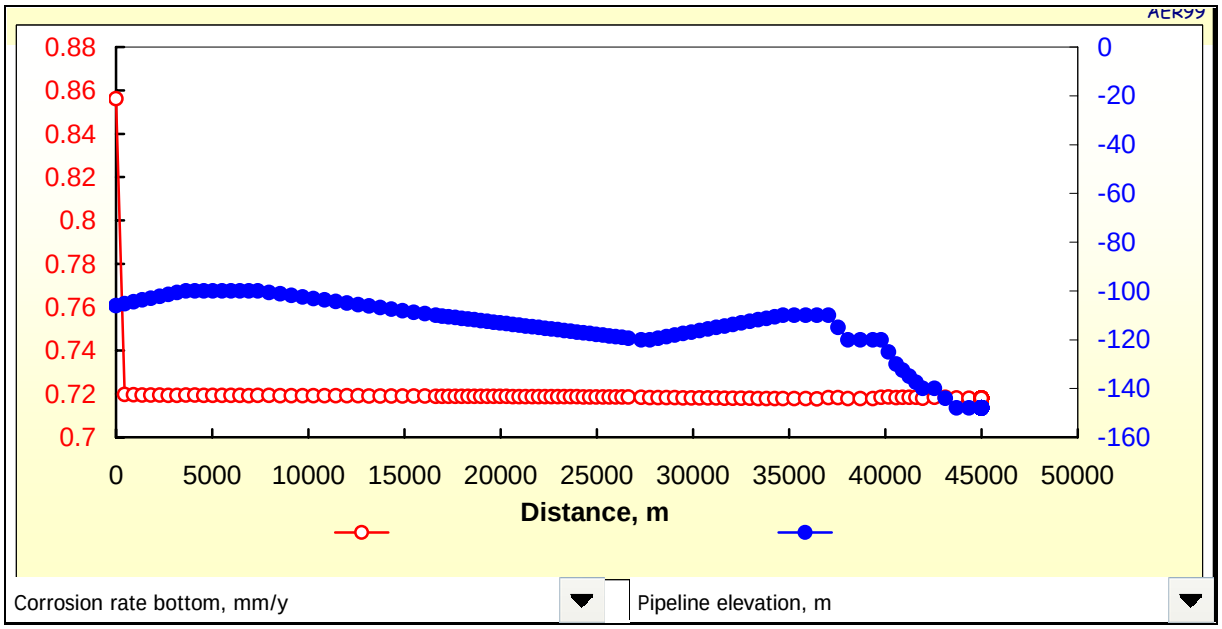

Fig. 9 – Simulação da taxa de corrosão no duto R2, na condição atual de produção na plataforma A.

5 - Discussão

Os valores da taxa de corrosão uniforme, que são referência para classificação do potencial de corrosividade são[2]:

- Taxas menores do que 0,025mm/ano → potencial BAIXO;
- Taxas entre 0,025mm/ano e 0,125mm/ano → potencial MODERADO;
- Taxas superiores a 0,125mm/ano → SEVERO.

A taxa de corrosão simulada no duto R1, que é o duto que recebe somente a produção da plataforma A, apresenta-se em torno de 0,125. Somente nos pontos onde há um acúmulo de água, observou-se um pico de 0,21mm/ano.

Portanto, nota-se que, apesar da baixa temperatura, o acúmulo de água em algumas regiões do duto pode gerar um potencial corrosivo SEVERO no duto R1.

O potencial de corrosividade do duto R2, tanto na condição de início da operação da plataforma A, como na condição atual de operação, é semelhante e classificado como SEVERO. Apesar deste duto receber o balanço das correntes de gás exportadas pelas plataformas A e B, observou-se o mesmo potencial severo de corrosividade obtido nas simulações do duto R1.

Vale comentar que os valores de taxa de corrosão foram simulados com base em um volume de água livre estimado. Nem sempre é possível determinar precisamente a quantidade de água no gás exportado, somente com base no cálculo do ponto de orvalho, pois as anormalidades na planta de desidratação ocorrem com freqüência maior do que a das medidas do ponto de orvalho.

Por isso, o estudo realizado, além de sinalizar para o potencial de corrosividade do gás, mostra a importância da monitoração da corrosão, que indicou a ocorrência de um processo corrosivo quando os parâmetros de processo (principalmente o ponto de orvalho do gás exportado) pareciam estar controlados.

Tão importante quanto monitorar a corrosão por cupons e sensores, são as ações para controlar o processo corrosivo. Destaca-se a rotina de passagem de pigs de limpeza, que removem o líquido acumulado, reduzindo o potencial de corrosividade. Por este motivo, é mandatório que os dois trechos de duto rígido tornem-se pigáveis.

No entanto, o acúmulo de água condensada durante os intervalos de passagens de pigs, ou no período em que os dutos ainda não forem pigáveis, pode favorecer o início do processo de corrosão pelo CO_2 presente no gás. Para mitigar este efeito, recomenda-se, além da injeção de inibidor de hidratos (etanol), a injeção contínua de inibidor de corrosão.

As taxas de corrosão, que já são determinadas pelos cupons de perda de massa, instalados na origem (plataformas A e B) e no destino (plataforma C) do gasoduto, devem ser monitoradas mensalmente.

Quando os dutos forem pigáveis e houver passagem de pig instrumentado, recomenda-se comparar os resultados obtidos da inspeção com os dados simulados neste estudo, validando ou revendo as recomendações.

6 - CONCLUSÕES

- As taxas de corrosão simuladas pelo Hydrocor® indicaram potencial severo de corrosividade dos dutos rígidos submarinos R1 e R2, devido à presença de água livre, decorrente de ineficiências na planta de desidratação, e CO_2;
- O estudo apontou para a importância da monitoração da corrosão, que permitiu identificar a ocorrência de processos corrosivos, quando os parâmetros de processo pareciam estar controlados;
- Além da monitoração, as rotinas para controle da corrosão, como tratamento químico e rotina de passagem de pigs, devem ser praticadas.

Referências bibliográficas

[1] KAPUSTA, S. D., POTS, B.F.M. Corrosion Management of wet gas pipelines. In: NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. **Corrosion'99**. Houston, 1999. Paper No. 45

[2] NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. **Preparation, Installation, Analysis and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations.** Houston, 2005. (NACE RP 0775).