

Copyright 2012, ABRACO

Trabalho apresentado durante o INTERCORR 2012, em Salvador/BA no mês de maio de 2012.

As informações e opiniões contidas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do(s) autor(es).

## **Avaliação de Processo Corrosivo em Oleoduto tratado com Inibidor de Corrosão e contaminado com Enxofre Elementar e Oxigênio oriundo de Equipamento de reaproveitamento de Resíduo Oleoso.**

Orlandemberg Pereira Silva<sup>1</sup>, Petterson Elias<sup>2</sup>, Douglas de Paula Santos<sup>3</sup>, Rafael Gonçalves Rosa<sup>4</sup>, Cynthia de Azevedo Andrade<sup>5</sup>, Eduardo Gullo Muller Lopes<sup>6</sup>

### **Abstract**

Some fixed offshore production platforms use an equipment, called caisson, which consists of a pipe in contact with sea water and that accumulates residual oil at the top to return to the process. In 2006, the processed water levels grew up and, consequently, more water should be discharged. Consequently, the non-treated sea water recycle increased gradually from the caisson. This operational procedure contributed to accelerate internal corrosion in produced water (PW) lines and export pipeline (topside region), even with the corrosion inhibitor injection. The water lines downstream of the caisson, started failing and had been replaced by hoses, which increased the likelihood of corrosion by oxygen in points distant from the caisson. In addition, elemental sulfur was generated, resulting from the reaction of H<sub>2</sub>S with dissolved oxygen from natural sea water (caisson fluid recirculation), enhancing the corrosion process.

In order to confirm these hypotheses, parameters like oxygen, sulfide, bacteria and sulfate were accomplished at the sampling points of the plant and in oil pipeline inlet and outlet. Based on these results, some mitigation actions were implemented. After restricting the volume of fluid recycle from the caisson and increasing frequency of cleaning pig in pipelines, the corrosion rates were reduced significantly in water and oil export lines.

**Keywords:** Corrosion Inhibitor, elemental sulfur, oxygen, Reuse of waste oil.

### **Resumo**

Algumas plataformas de produção off-shore, tipo fixa, utilizam um equipamento denominado caisson, que consta de um tubulão em contato com água do mar e que acumula residual de petróleo na parte superior para retorno ao processo. A partir de 2006, com o aumento dos teores de água produzida na plataforma avaliada e, por consequência, maior volume de água a ser descartada, aumentou gradativamente a frequência de retorno para o processo de água do mar (sem desaeração e sem tratamento com biocida) com resíduo oleoso a partir do caisson. Esta prática contribuiu para intenso processo corrosivo interno nas linhas de água oleosa e até mesmo nos trechos de superfície do oleoduto de exportação, onde foram indicadas taxas de corrosão severas, mesmo com a injeção de inibidor de corrosão. As linhas de água à jusante

<sup>1</sup> Mestre, Engenheiro de Petróleo – Petróleo Brasileiro S.A.

<sup>2</sup> Engenheiro Químico – Petróleo Brasileiro S.A.

<sup>3</sup> Engenheiro Mecânico – Petróleo Brasileiro S.A.

<sup>4</sup> Engenheiro Mecânico – Petróleo Brasileiro S.A.

<sup>5</sup> Mestre, Química de Petróleo, Consultora Senior – Petróleo Brasileiro S.A.

<sup>6</sup> Técnico Químico de Petróleo – Petróleo Brasileiro S.A.

do caisson, na medida em que ocorreram as falhas, foram sendo substituídas por mangotes, o que aumentou a probabilidade de corrosão por oxigênio em trechos mais distantes do caisson. Além disso, ocorreu a geração de enxofre elementar, fruto da reação de  $H_2S$ , inerente à produção de petróleo, e oxigênio proveniente do caisson, potencializando ainda mais o processo corrosivo.

A fim de confirmar estas suspeitas, foram realizadas análises de oxigênio, sulfeto, bactérias e sulfato nos pontos de amostragem da planta e dutos da plataforma avaliada. Em função desses resultados, foram implementadas as ações de maior restrição no retorno de fluido a partir do caisson e a aumento da frequência de rotina de passagem de pig de limpeza nos oleodutos. Os resultados das taxas de corrosão, a partir das ações, caíram significativamente para a faixa baixa no oleoduto de exportação.

**Palavras-chave:** Inibidor de Corrosão, Enxofre Elementar, Oxigênio, Reaproveitamento de Resíduo Oleoso.

## Introdução

Este trabalho tem por objetivo informar a origem do enxofre elementar em uma plataforma marítima de produção responsável pelo intenso processo corrosivo interno nas linhas de água oleosa e pelas falhas detectadas nos trechos de superfície do oleoduto de exportação, mesmo com a injeção de inibidor de corrosão.

## Descrição do Processo

A plataforma avaliada neste trabalho, denominada plataforma “A”, tem 27 anos de operação na Bacia de Campos e descarta 94% do volume total de água produzida no oceano. Antes do descarte a água é tratada e enquadrada em valores de óleo e graxas (TOG) ,exigidos pelos órgãos ambientais, ou seja, abaixo de 29 mg/L. A planta de tratamento de água produzida constituída predominantemente por aço carbono tem capacidade para tratar 7.600 m<sup>3</sup>/d.

Conforme pode ser observado na Figura 1, a planta é composta por dois separadores de produção alfa e beta (SG-00502A e SG-00502B) e um separador de teste (SG-00501). A água produzida dos separadores de produção é encaminhada para os hidrociclones (HC-5331201/HC-5331501). Os fluidos (água e óleo) são então separados devido a sua diferença de densidade. O óleo é direcionado para o vaso de drenagem pressurizada (V-04723) e a água para o vaso flutuador (V-00222), o qual tem a finalidade remover o gás e óleo ainda remanescente na água produzida. O gás separado é enviado para o sistema de tocha, o óleo coletado é enviado para o vaso de drenagem pressurizada (V-04723) e a água tratada é direcionada para o sistema aberto de descarte de água produzida, caisson (TQ-04722).

O caisson é um tanque cilíndrico vertical com 145,8 metros de comprimento, sendo, deste total, 130 metros imersos no mar. A extremidade imersa é aberta para possibilitar descarte da água para o mar. O caisson opera com pressão atmosférica e tem em seu interior uma panela coletora de óleo equipado com uma bomba (B-04722) de acionamento hidráulico, onde qualquer óleo presente na água descartada é segregado por diferença de densidade e bombeado para o vaso de drenagem pressurizada (V-04723). A rotina operacional de recuperação de óleo do caisson consiste em ligar a bomba (B-04722) de acordo com a

variação local da altura das marés, obedecendo aos horários da tabela de maré, que por sua vez facilita o bombeio, haja vista que a bomba fica estacionada a certa altura e desligada quando não havendo presença de óleo no fluido bombeado. A verificação de presença de óleo no fluido bombeado é feito através de tomada de purga instalada na descarga da bomba.

Em caso de desenquadramento do TOG, o descarte de água dos separadores de produção é parado de imediato e todo volume de água é enviado para outra plataforma de produção.

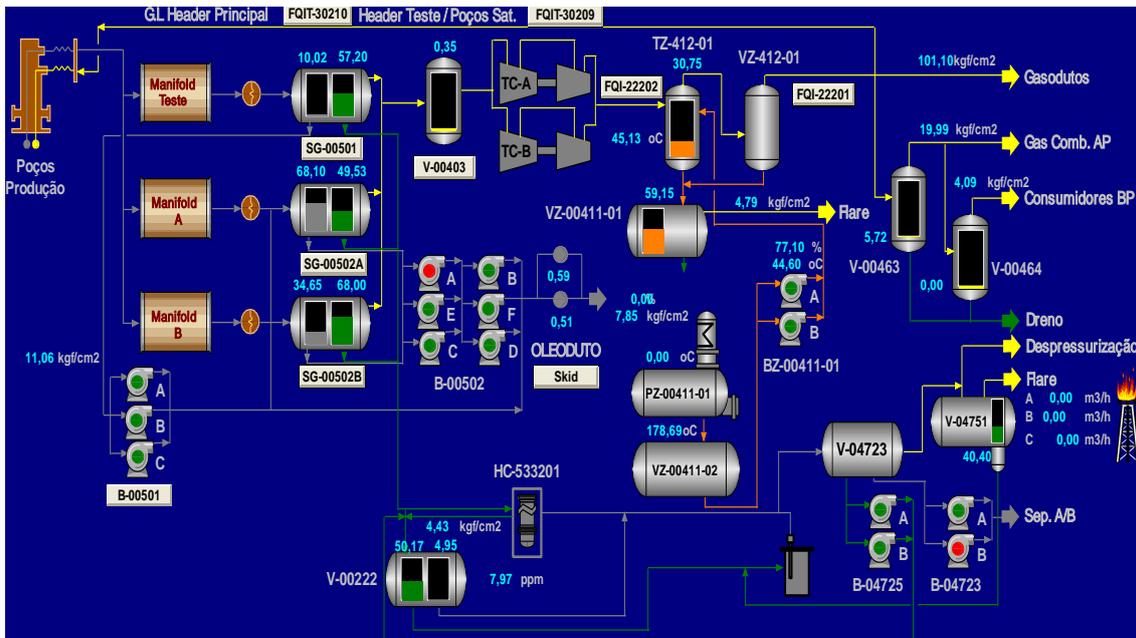


Figura 1 – Fluxograma de processo da plataforma avaliada.

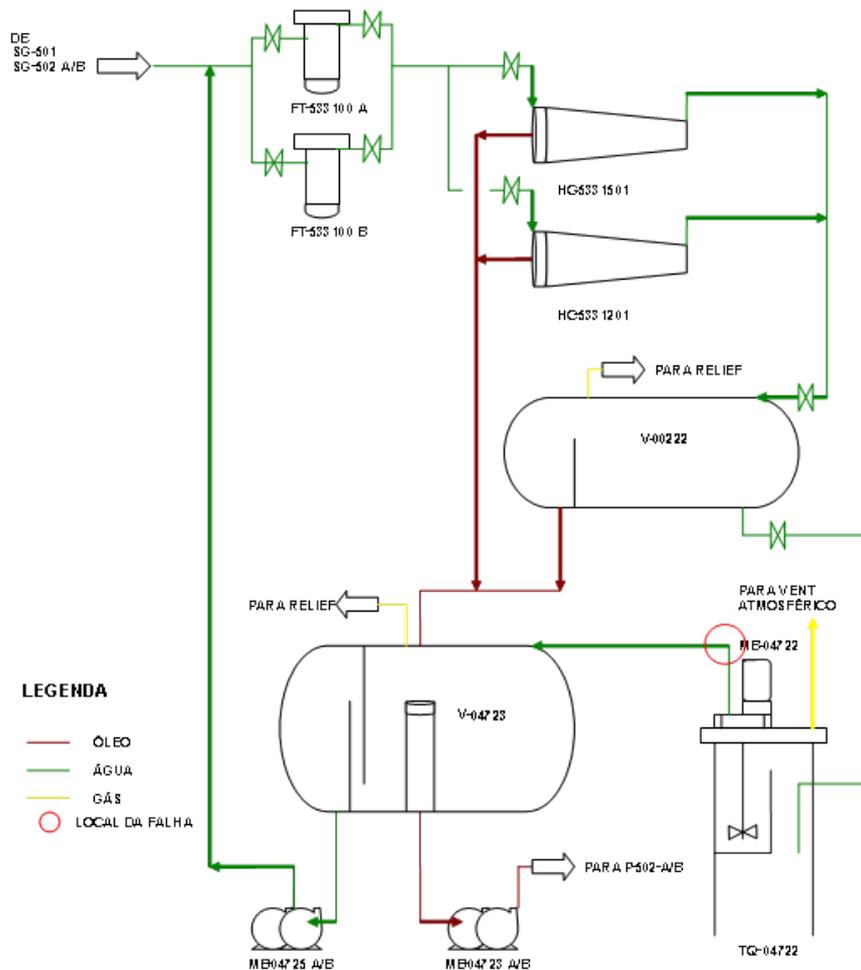


Figura 2 – Fluxograma da planta de tratamento de água oleosa da plataforma avaliada.

### Monitoração da Corrosão - Metodologia

Existem atualmente diversos recursos que podem ser usados na monitoração da corrosão interna em campo que se baseiam nos levantamentos dos seguintes dados (1):

- Evolução da corrosividade do fluido ao longo do tempo (cupons e sensores corrosimétricos);
- Composição química e microbiológica dos fluidos e contaminantes;
- Caracterização de resíduos;
- Inspeções com pig instrumentados, no caso de dutos e com outros ensaios não destrutivos (END) nas instalações de superfície.

A seguir, são apresentados de forma sucinta algumas técnicas e conceitos que visam o melhor entendimento da metodologia utilizada ao longo deste estudo técnico.

### Cupons provedores de corrosão

De acordo com a NACE RP-0775 (3), 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 auxílio de microscópio ótico mede-se a profundidade dos pites, se existentes, determinando a taxa de corrosão localizada.

Segundo a Norma Petrobras N-2785 (2), o potencial de corrosividade de um fluido ao aço carbono, determinado por cupom de perda de massa ou sonda de resistência elétrica, deve ser classificado conforme a Tabela 1.

### **Análises Químicas e Microbiológicas no fluido**

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 em contato com os equipamentos avaliados.

As análises químicas no fluido dependem do sistema específico estudado. Em oleodutos podem ser determinados o pH (pelo método potenciométrico), BSW (por centrifugação), teor de sulfeto (volumetria), teor de oxigênio livre (oxímetros), potencial redox, 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).

### **Análises Químicas e Microbiológicas em resíduos**

O resíduo é coletado a partir da passagem de pig de limpeza em dutos 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 na fase inorgânica.

Após a extração da matéria orgânica, 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 (2).

As bactérias aderidas (sésseis) internamente nos dutos são as verdadeiras responsáveis pelos processos corrosivos, podendo ser indicativo de corrosão induzida por micrroorganismos (CIM), principalmente, se forem detectadas bactérias redutoras de sulfato (BRS), em altas concentrações e alta atividade. As seguintes espécies de bactérias devem se quantificadas nos depósitos formados no interior do duto (carreados por pigs raspadores: bactérias anaeróbicas totais (BANHT), bactérias facultativas totais (BFHT) e, as bactérias redutoras de sulfato (BRS).

---

## Injeção de Produtos Químicos

O uso de inibidores de corrosão constitui-se na metodologia de controle da corrosão interna mais difundida na indústria (4). 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, meios oxidantes como com presença de enxofre elementar e com suspeitas de entrada de oxigênio, o controle da corrosão interna, via inibidores fílmicos, torna-se pouco adequada.

---

## Resultados e discussão

A partir do segundo semestre de 2006, conforme mostra a Figura 3, as taxas de corrosão uniforme, referente ao ponto de monitoramento localizado na exportação de óleo da plataforma “A” para “B”, começou a apresentar valores crescentes até chegar à faixa severa, em abril de 2007. Desde então, os cupons retirados apresentaram características de intenso processo corrosivo, sinalizando que medidas deveriam ser adotadas a fim de não comprometer a integridade do oleoduto. A Figura 2 mostra o fluxograma de escoamento de petróleo entre as plataformas “A”, “B” e “C”. A plataforma “A” recebe a produção da plataforma “C”, no oleoduto C/A de 10 polegadas, que tem 20 anos de operação, com teor de água em torno de 30%. Nesta plataforma há separação de parte da água, reduzindo o BSW para valores em torno de 10%, sendo este fluido (da plataforma “C”) enviado para a plataforma B via oleoduto A/B de 12 polegadas, com 10 anos de operação. Este fluxo é representado na figura 2 pelas linhas vermelhas. Já a plataforma “A” envia sua produção com teor de água em valores abaixo de 20% de especificação para a plataforma “B”. Há injeção de inibidor de corrosão neste oleoduto A/B 10 polegadas, também instalado há 10 anos, representado pela linha verde.

A primeira suspeita referente ao processo corrosivo foi relacionada ao sistema de tratamento de água da plataforma “A”, em função dos resultados de  $H_2S$  da produção escoada no oleoduto C/A, conforme mostra a Tabela 2. Como visto anteriormente, parte da água processada neste sistema retorna para o processo de tratamento de óleo e, conseqüentemente, para o oleoduto de exportação. Os resultados de  $H_2S$  no separador localizado na plataforma “A” que recebe a produção da plataforma C revelaram aumento dos teores ao longo do oleoduto C/A, já que na plataforma de origem há histórico de baixos valores. De acordo com a Tabela 3 estes resultados não são críticos no que se refere ao potencial de corrosividade do  $H_2S$  (5), já que este duto opera a uma pressão em torno de 1960 kPa (20  $kg_f/cm^2$ ). No entanto, são um indicativo de atividade bacteriana, especificamente as redutoras de sulfato (BRS), em função do aumento do teor de  $H_2S$  ao longo do duto. Uma das principais fontes de  $H_2S$  na indústria do petróleo, especificamente na Petrobras, tem sido atribuída à atividade da bactéria redutora de sulfato, principalmente em meios com pH entre 5,5 e 8,5, sendo 7,2 o valor ótimo; ausência de oxigênio; presença de sulfato; presença de nutrientes, incluindo matéria orgânica; temperatura entre 25 °C e 44 °C (6). Analisando, por exemplo, a análise da água produzida (Tabela 4) do oleoduto C/A 10 polegadas, observa-se que satisfaz à maioria destas condições. Já a Figura 5 ratifica o potencial de corrosividade de moderado a alto, de acordo com Tabela 4, em função das quantidades de bactérias anaeróbicas heterotróficas totais (BANHT) e bactérias redutoras de sulfato (BRS).

Apesar destes resultados críticos referentes ao oleoduto C/A 10 polegadas, acredita-se que as características protetoras do óleo estejam minimizando o processo corrosivo interno no duto, pois favorecem a deposição de parafina nos trechos de baixa temperatura (25°C na origem a 14°C em PCH-1). Já foram realizadas duas inspeções com pig instrumentado neste duto atestando boas condições de integridade e confirmando a hipótese de proteção pela parafina no trecho submarino. Efeito semelhante ocorre no oleoduto A/B 12 polegadas (que escoam a produção da plataforma C). Este efeito protetor do óleo, contudo, não se estende à origem do oleoduto A/B 10 polegadas, pois a alta temperatura nesta região impede a deposição da parafina. Como consequência, há o aumento significativo das taxas de corrosão dos cupons instalados na origem do oleoduto (figura 3). Verificou-se, no entanto, que os valores de H<sub>2</sub>S e de bactérias não eram condizentes com as características da corrosão nos cupons localizados na origem do oleoduto, já que o perfil da corrosão microbiológica é do tipo localizado com corrosão uniforme entre baixa e moderada. Na chegada do duto em B, não foi verificado aumento da taxa de corrosão, conforme Figura 6.

Embora os resultados de H<sub>2</sub>S e bactérias encontradas não estejam relacionados a taxas severas de corrosão uniforme, este H<sub>2</sub>S gerado por BRS pode combinar-se com oxigênio ou ser oxidado por bactérias oxidantes gerando enxofre elementar. A Figura 7, além de ilustrar o alto potencial corrosivo da água tratada na plataforma “A”, mostra as possíveis reações de geração do enxofre elementar. Já a Figura 8 mostra o boletim analítico, referente ao resíduo do escoamento da água produzida das produções da plataforma “C” e parte da produção de “A” misturadas (a outra parte da produção de “A” é tratada no outro trem de tratamento), onde é evidenciada a presença de enxofre elementar no sistema de tratamento de água oleosa.

De acordo com SMITH E CRAIG (7) a geração de enxofre elementar em presença de água pode trazer efeitos catastróficos relacionados à corrosão. Em sistemas que contêm somente H<sub>2</sub>S a corrosão é relativamente baixa, na ordem de 0,5 mm/a ou menor. Outro aspecto importante relacionado ao enxofre, é que sólido e seco ele não causa corrosão ao aço carbono. No entanto, o pH da solução e a presença de cloretos contribuem significativamente para a corrosão em meios contendo enxofre. A Figura 9 ilustra estes efeitos. Notem que as maiores taxas são para pH 7.

A origem de oxigênio para a geração de enxofre está relacionada ao equipamento do sistema de tratamento de água oleosa, denominado caisson. Analisando a Figura 9, percebe-se que a produção de água na plataforma “A” vem aumentando ao longo dos anos. Desta forma, de acordo com as características do processo de tratamento de água desta unidade (Figura 2), houve incremento na frequência de retorno para o processo de água do mar não tratada (sem desaeração e sem dosagem de biocida) com resíduo oleoso a partir do caisson. Esta prática operacional teve influência no processo corrosivo interno nas linhas de água oleosa e até mesmo nos trechos de superfície dos oleodutos, onde as temperaturas são mais altas (acima de 65°C). Neste cenário, as linhas de água à jusante do caisson, na medida em que ocorreram as falhas, foram substituídas por mangotes, aumentando a probabilidade de corrosão por oxigênio em trechos mais distantes do caisson, incluindo o trecho de superfície do oleoduto, além da geração de enxofre elementar. A Tabela 6 confirma esta suspeita, com indicação de presença de oxigênio e meio oxidante até mesmo no separador de produção beta. A contaminação com oxigênio justifica o fato do inibidor anti-corrosivo não ter contribuído para o controle da taxa de corrosão, já que este produto não tem boa eficiência em meios oxidantes, como em presença de oxigênio e enxofre elementar.

Por si só, independentemente da geração de enxofre, o oxigênio é um dos principais contaminantes relacionados a processo corrosivo na indústria do petróleo (8). OLDFIELD E TODD (9) revelam que a presença deste gás aumenta significativamente a corrosividade da água e é um dos pontos mais críticos relacionados à corrosão, pois, além de possibilitar aumentos de dez vezes na taxa de corrosão do aço em relação ao meio desaerado, gera sólidos insolúveis que levam à formação de células de aeração diferencial. A Figura 11 mostra os efeitos do aumento da concentração de oxigênio dissolvido (em níveis de  $\mu\text{g/L}$ , na figura em parte por bilhão, ppb) e da temperatura sobre a taxa de corrosão do aço carbono em salmouras. A corrosão pelo  $\text{O}_2$  é, ainda, acelerada em meios ácidos e com altas concentrações de  $\text{CO}_2$  livre (10).

Como ações implementadas para redução do potencial corrosivo foi criada rotina operacional de maior restrição no retorno de fluido a partir do caisson em, no máximo 2 vezes ao dia, e manutenção do caisson, a fim de evitar grandes quantidades de oxigênio no processo. Estes equipamentos também tiveram que ser adequados à nova realidade operacional de maiores volumes de água tratados. No que se refere à geração de  $\text{H}_2\text{S}$ , a principal medida foi o aumento da frequência de passagem de pig de limpeza no oleoduto C/A, conforme ilustra a Figura 12, a fim de evitar o crescimento microbológico, e manutenção dos lançadores e recebedores de pig, que tiveram que também se adequar a nova realidade de maior frequência de utilização.

O resultado das ações apresentadas acima pode ser verificado na Figura 13, atestando a eficácia das implementações. Após a sistematização das rotinas operacionais de restrição na utilização do caisson e aumento da frequência de passagens de pig de limpeza e, num segundo momento, adequação dos equipamentos a esta nova realidade, as taxas de corrosão retornaram para o patamar de baixo potencial de corrosividade.

**Tabela 1 – Classificação qualitativa da corrosividade de um fluido ao aço carbono baseado na taxa de corrosão uniforme segundo a norma Petrobras N-2785 (2)**

<b>Taxa de Corrosão Uniforme (mm/a)</b>	<b>Classificação Qualitativa</b>
< 0,025	baixo
0,025 a 0,12	moderado
0,125	alto

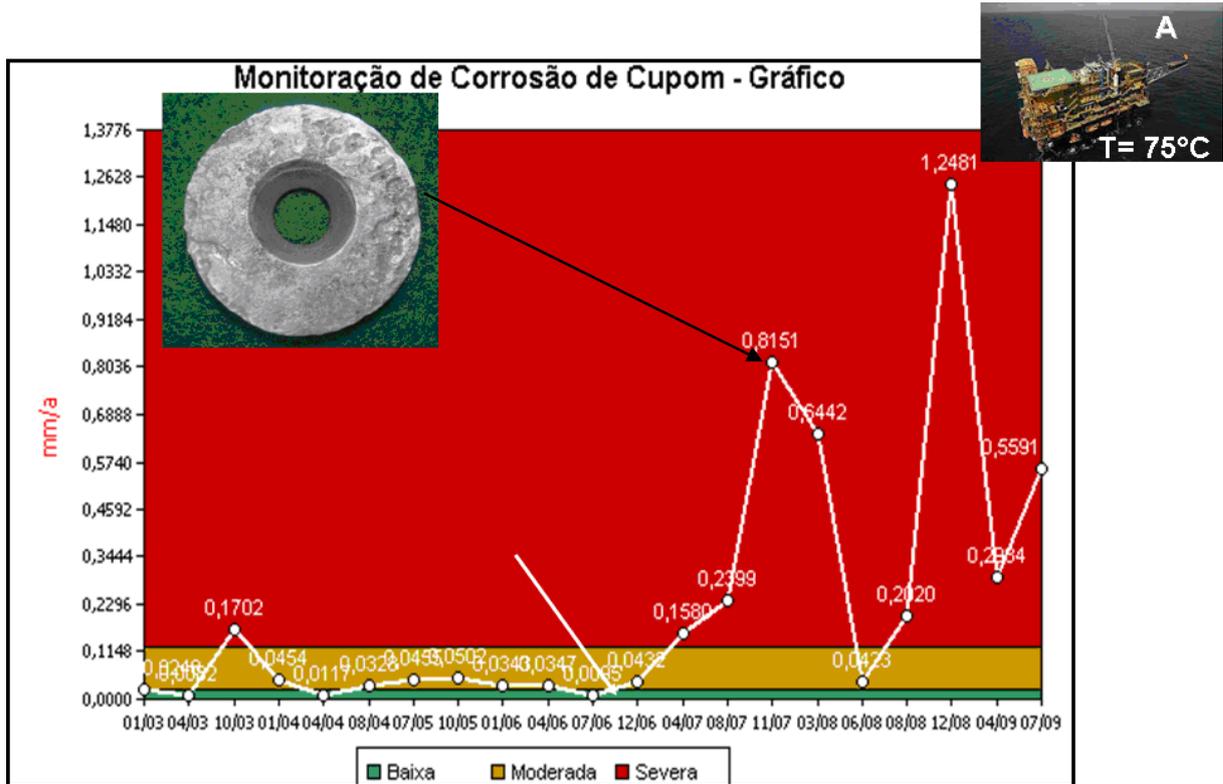


Figura 3 – Resultados do monitoramento da corrosão interna na origem do oleoduto de exportação A/B 10 polegadas na plataforma A no período de janeiro de 2003 (01/03) a julho de 2009 (07/09). Fonte: Aplicativo Cupomnet de propriedade da Petrobras.

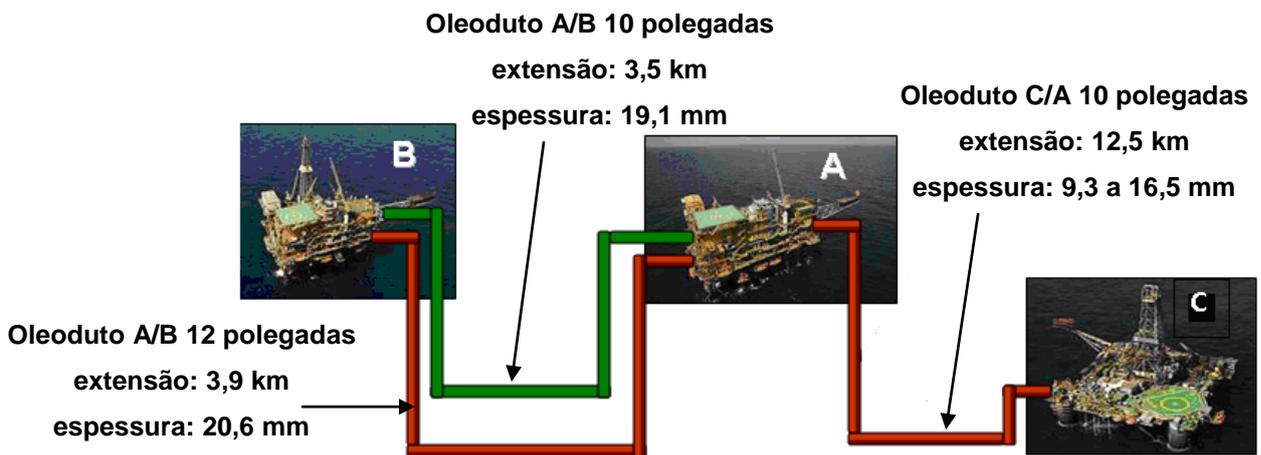


Figura 4 – Fluxograma de escoamento de petróleo entre as plataformas A, B e C.

Tabela 2 – Análises de H<sub>2</sub>S (mg/L) referente ao oleoduto C/A.

Local de amostragem	Julho/2005	Janeiro/2006	Março/2007	Julho/2007	Julho/2008
Plataforma A (fase gasosa do separador de produção que recebe a produção de C)	0,24	-	0,98	-	0,74
Plataforma C (fase gasosa do separador de produção)	8,7	9,0	-	31,5	2,5

Tabela 3 – Classificação da Corrosividade de um fluido ao aço carbono baseado na pressão parcial de H<sub>2</sub>S (5)

pH <sub>2</sub> S (kPa)	H <sub>2</sub> S (mg/L) (MR0176-94)	Classificação da Corrosividade
< 0,0689	< 10	Baixa
0,0689 a 4,826	10 a 100	Moderada
> 4,826	> 100	Alta

Tabela 4 – Análise da água produzida do oleoduto C/A.

Data de realização	C			A		
	30/10/2007	26/12/2007	27/01/2008	14/10/2007	07/01/2008	12/02/2008
BANHT (NMP/mL) PLANT	1150	25	7500	0	11000	11000
CONT BRS Mesófilas PLANT (NMP/mL)	250	7	1100	0	450	4
DET BRS Mesófilas PLANT (dias)	(+) 7 dias	(+) 7 dias	(+) 7 dias	(-) 16 dias	(+) 6 dias	(+) 5 dias
BSW Total (% v/v)	35	29	24	33	36	36
Água Livre (% v/v)	0	0	0	0	0	0
Salinidade	74154,1	74351,9	76548	73456,2	75340,5	75322
Sulfato (mg/L)	182	148	111	174	139	137
Estrôncio	278	289	292	261	309	261
Bário	14	5,1	13	8,6	6,7	6,1
Cálcio	1580	1630	1640	1510	1730	1470
Cloreto (mg/L)	44999,5	45119,6	46452	44576	45719,4	45708
Acetato	837	842	903	835	837	814
Formiato			12			<1
Alcalinidade Total (mg HCO <sub>3</sub> /L)	621,7	652,7	568	538	608,9	
pH	7,02	6,92	6,98	6,64	6,81	
Ferro (mg/L)	6,6	7,2	7,5	5,1	6,9	4,4
Sulfeto (mg/L)	<1	<1	<1	<1	<1	
Temperatura (°C)	25	22	25	20,4	20	
Pressão (kgf/cm <sup>2</sup> )	20	18	18	14,5	13	
Vazão no duto** (m <sup>3</sup> /d)	2877	2720	2584	3050	2159	2626
Diâmetro Interno	10 polegadas					
Velocidade (m/s)	0,65	0,62	0,59	0,69	0,49	0,6

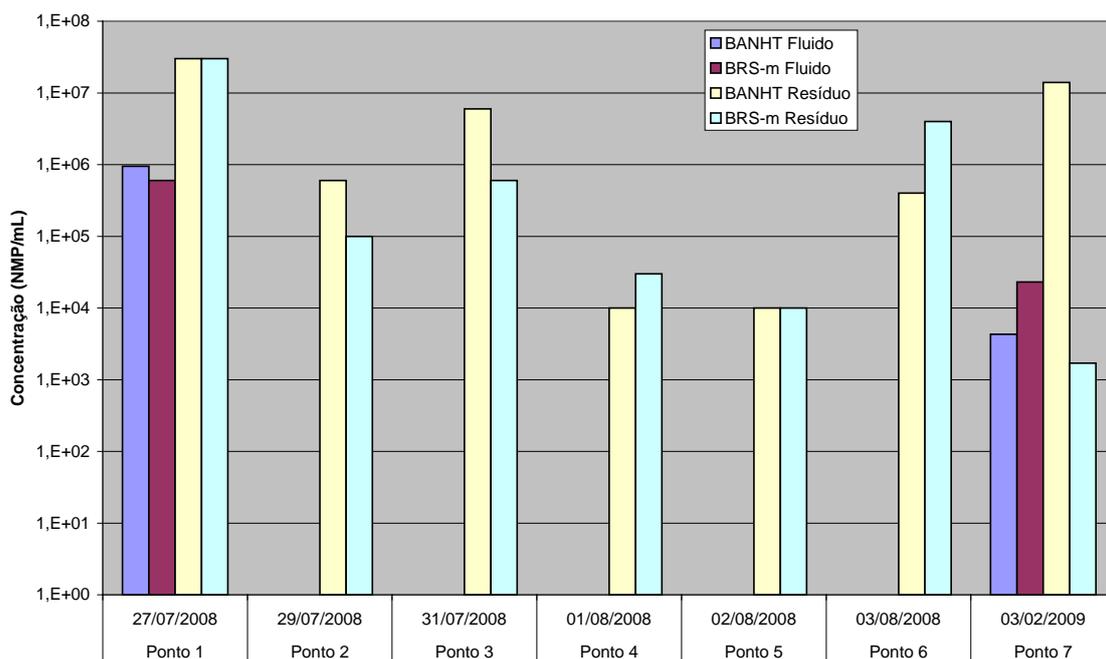


Figura 5 – Análise microbiológica na chegada do oleoduto C/A , no receptor de pig plataforma A.

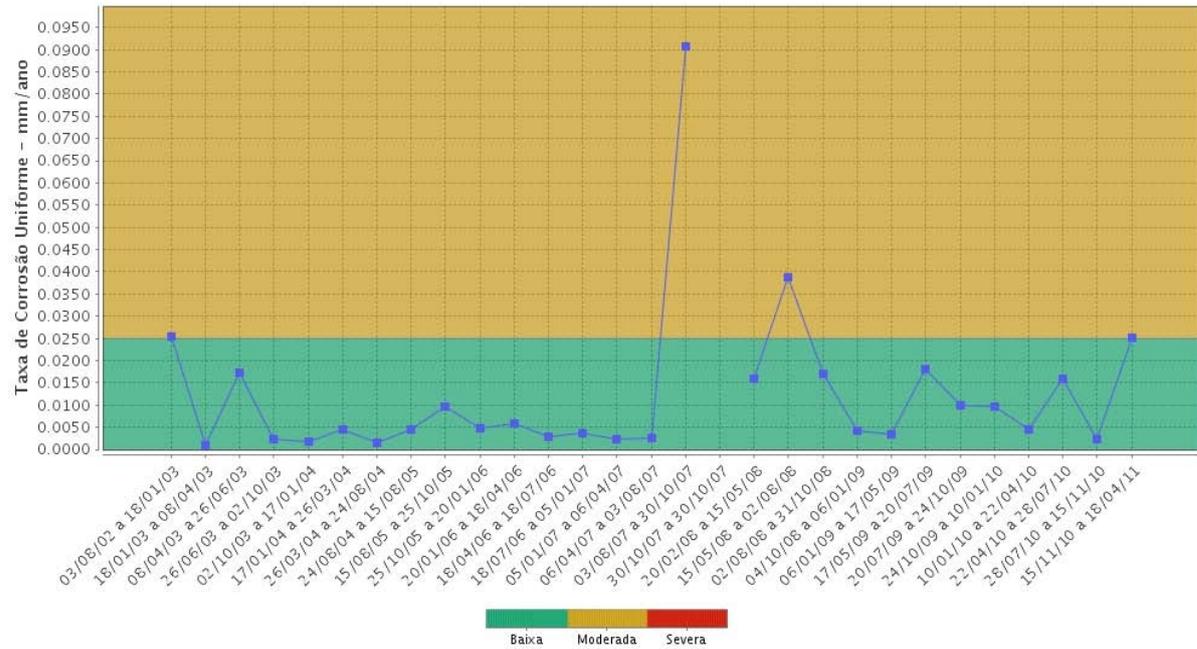
Tabela 5 – Probabilidade de ocorrência de Corrosão Induzida por Microrganismos baseado na concentração e atividade de bactérias sésseis segundo a norma Petrobras N-2785 (2).

Tipo de Bactéria		Tempo de Crescimento	Potencial de corrosividade em função da possibilidade de ocorrência de corrosão microbiológica
BRS (NMP/cm <sup>2</sup> ou g)	BANHT (NMP/cm <sup>2</sup> ou g)		
< 10 <sup>2</sup>	< 10 <sup>4</sup>	1 a 6 dias	BAIXA
10 <sup>2</sup> a 10 <sup>5</sup>	10 <sup>4</sup> a 10 <sup>7</sup>	7 a 14 dias	MÉDIA
>10 <sup>5</sup>	>10 <sup>7</sup>	> 14 dias	ALTA

Obs.: 1- NMP = Número mais provável

2- As análises de bactérias planctônicas (NMP/mL) não classifica o potencial de corrosividade, sendo indicativa de presença de microorganismos.

3- O potencial de corrosividade é determinado em função da classificação mais crítica entre as três primeiras colunas.



**Figura 6 – Resultados do monitoramento da corrosão interna na chegada do oleoduto A/B 10 polegadas na plataforma B no período de 03/08/2002 a 18/04/2011. Fonte: Aplicativo Netcorr de propriedade da Petrobras.**



Figura 7– Fotos dos cupons em aço carbono instalados no sistema de tratamento de água oleosa da plataforma A e reações possíveis de geração de enxofre elementar.

DATA	Análise Semi-Quantitativa dos Elementos por F-RX (%)										% COMPOSTOS DE ENXOFRE
	Na	Ca	Si	Fe	Cl	S	Ba	K	Al	Sr	
27/07/08	2.1	0.7	34.0	0.9	0.6	3.6	2.4	1.9	3.1	0.7	14% de sulfeto de ferro, 23% de sulfato de bário e 63% de enxofre elementar.
29/07/08	1.5	0.6	38.0	0.9	<0,5	2.3	<0,5	1.6	3.5	<0,5	22% de sulfeto de ferro, 13% de sulfato de bário e 65% de enxofre elementar.
31/07/08	2.0	0.6	30.0	0.6	0.9	7.0	4.1	1.5	2.5	1.6	5% de sulfeto de ferro, 22% de sulfato de bário e 73% de enxofre elementar.
29/07/08	1.7	0.7	15.0	1.1	0.8	12.0	20.0	0.7	1.6	4.8	5% de sulfeto de ferro, 53% de sulfato de bário e 41% de enxofre elementar.

Figura 8– Resultados do analítico do resíduo coletado no sistema de escoamento das águas produzidas das produções das plataformas C e A (parte da produção). Fonte: Banco de Dados do Laboratório de Fluidos da Petrobras.

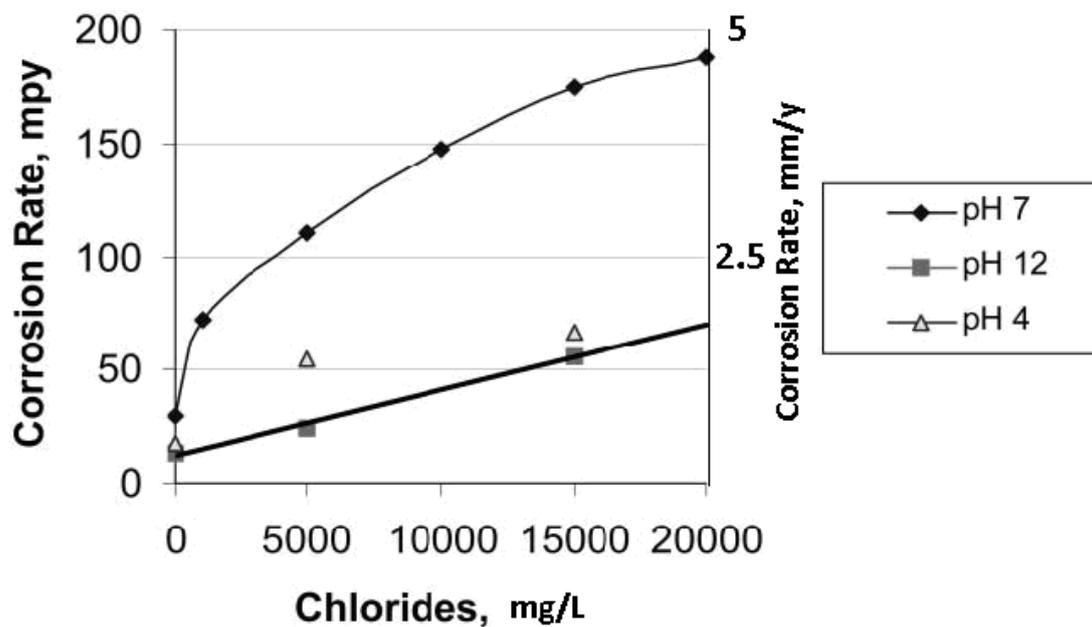
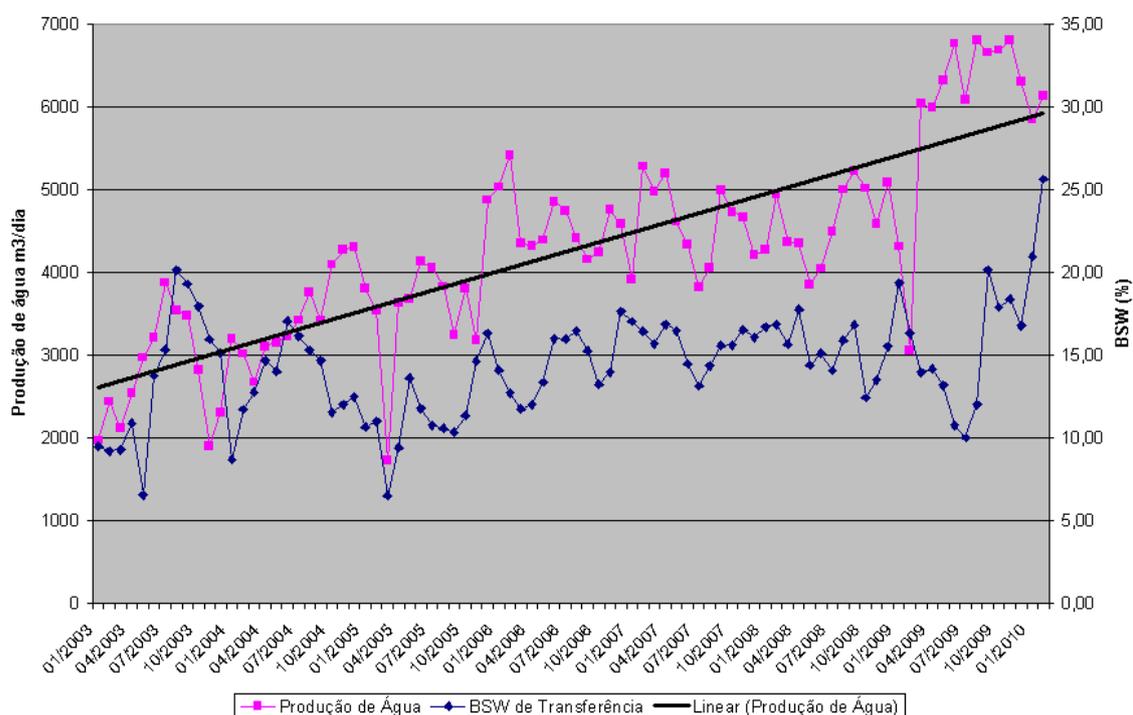


Figura 9– Taxa de Corrosão uniforme no aço carbono em meios contendo enxofre elementar como função do pH e teor de cloretos no fluido (7).



**Figura 10 – Histórico de produção de água da plataforma A.**

**Tabela 6 – Medições de oxigênio e potencial redox na planta da plataforma A.**

Local de Amostragem	pH	Temperatura (°C)		Oxigênio dissolvido (µg/L)		Potencial redox em mV (Ag/AgCL, KCl a 4 mol/L)	Potencial redox em V (eletrodo de hidrogênio)
		03/02/09	21/01/09	03/02/09	21/01/09		
Saída do Separador de Produção Alfa	6,36	68,6	70,1	9	-	-219,5	-0,0205
Saída do Separador de Produção Beta	6,08	83	50,2	-	35	-149,4	0,0496
Saída do Vaso flutador (V-00222)	6,73	50,4	57,3	97	-	-212,3	-0,0133
Saída do Caisson	6,5	48,8	39,2	3500	-	-46,6	0,152

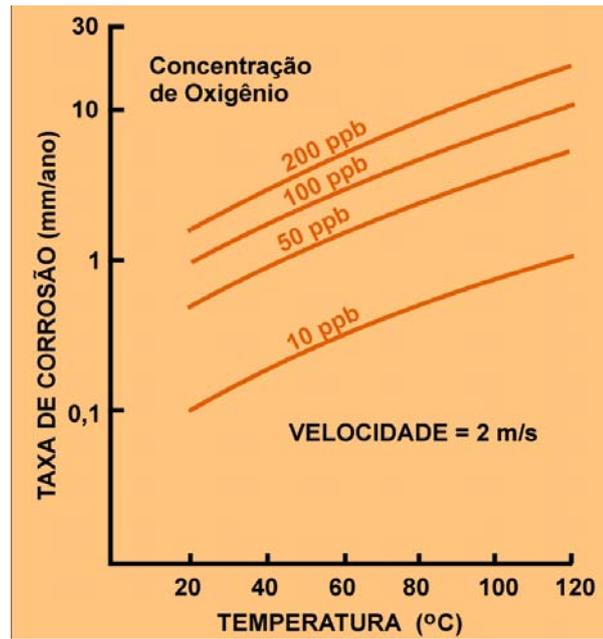


Figura 11- Efeito da concentração de oxigênio e da temperatura na taxa de corrosão do aço em salmouras (10).

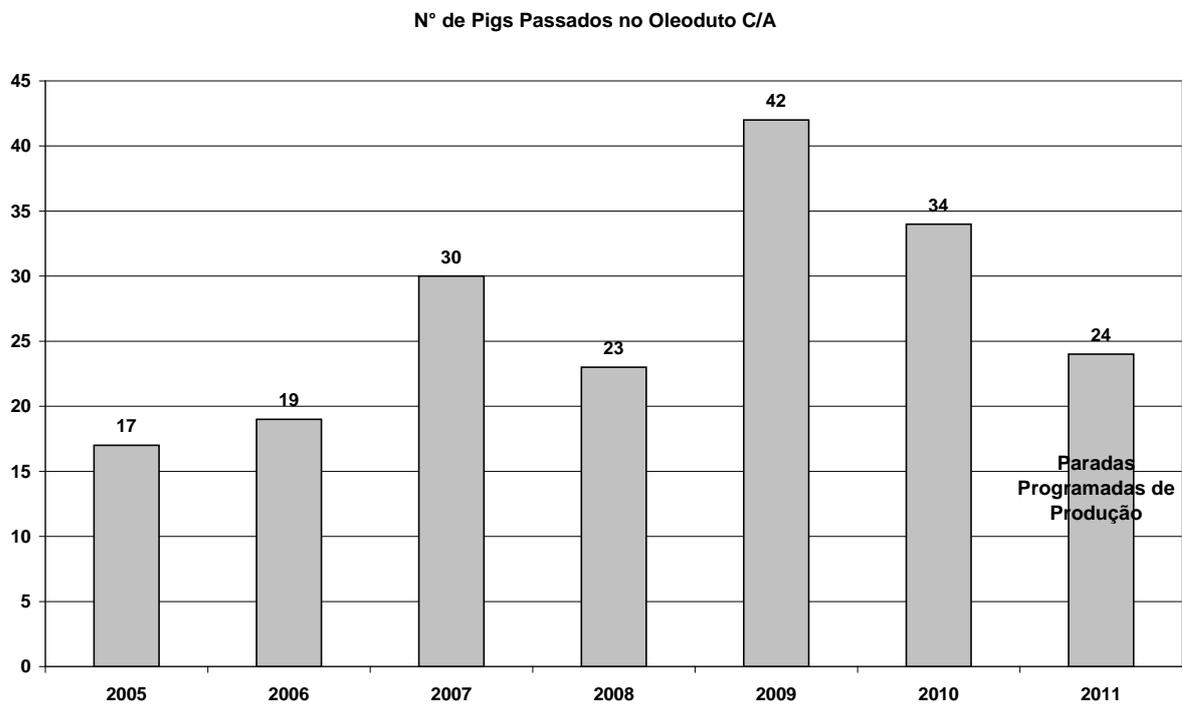
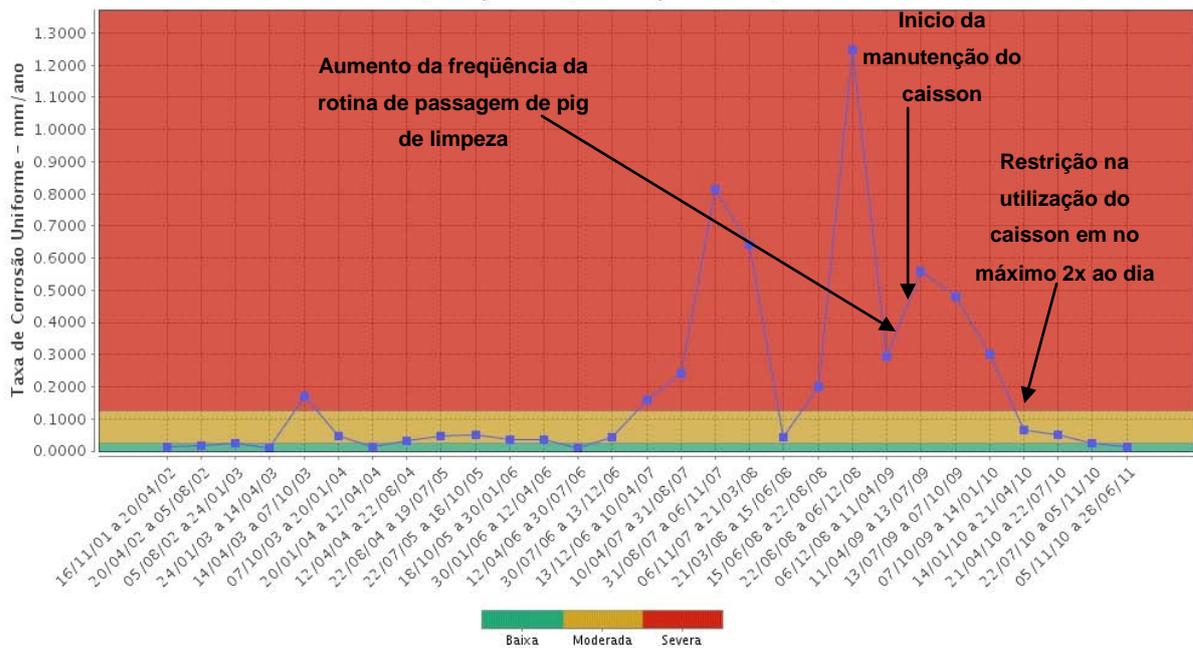


Figura 12- Histórico do número de passagem de pigs de limpeza no oleoduto C/A 10 polegadas.



**Figura 13 – Resultados do monitoramento da corrosão interna na origem do oleoduto A/B 10 polegadas na plataforma B no período de 16/11/2001 a 28/06/2011. Fonte: Aplicativo Netcorr de propriedade da Petrobras.**

## Conclusões

Os resultados obtidos neste trabalho revelaram que, através do monitoramento do fluido e análise do processo, foi possível identificar dois contaminantes principais para o processo corrosivo de classificação severa detectado na origem do oleoduto de exportação da plataforma “A”, além de falhas constantes no sistema de tratamento de água oleosa. Um deles foi o oxigênio proveniente do caisson, a partir do momento que aumentaram os volumes de água produzida processados na plataforma. O outro contaminante foi o enxofre elementar gerado pela reação do  $H_2S$  biogênico com o oxigênio oriundo do caisson. Estes elementos fizeram com que, mesmo com a injeção de inibidor de corrosão, as taxas de corrosão fossem para níveis severos em função do produto usado não ter boa eficiência em meios oxidantes.

O trabalho realizado, a partir destes resultados, valida a técnica de monitoramento da corrosão interna como ferramenta a ser utilizada para o acompanhamento da corrosividade do fluido, permitindo assim a implantação de medidas mitigadoras ou corretivas que garantam a manutenção da integridade dos dutos. No caso do oleoduto estudado, percebe-se que as medidas tomadas, como restrição da utilização do caisson e aumento da frequência de passagem de pigs de limpeza, foram bem sucedidas para a manutenção da integridade, no que se refere ao modo de falha corrosão interna.

---

**Referências bibliográficas**

---

- (1) SILVA, O.P., SALVADOR, A.D., FINAMORE D., PATROCÍNIO, E., SIMOR, E., BARRETO, P., PERES, P.I, PAGNIN, S. **PMCI – Plano de Monitoração da Corrosão Interna, Uma História de Sucesso na Unidade de Negócios da Bacia de Campos**, INTERCORR 2008, Recife/PE, INTERCORR2008\_064, 2008.
- (2) PETROBRAS, N-2785 - **Monitoração, Interpretação e Controle da Corrosão em dutos**, outubro de 2010.
- (3) NACE RP-0775 - **Preparation, Installation, Analysis and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield**, 2005.
- (4) GENTIL, VICENTE. **Corrosão**. Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., Edição 3, p. 212-219.
- (5) ANDRADE, C. A. **Relatório Final do Projeto 020814 - Avaliação da Corrosividade de Óleos Transportados em Dutos**. PETROBRAS/CENPES, Rio de Janeiro, 2002.
- (6) ANDRADE, C., A., **Fundamentos de Microbiologia e a Corrosão Induzida por Micoorganismos**, PETROBRAS/CENPES, Rio de Janeiro.
- (7) SMITH, K., CRAIG, B. **Corrosion mechanisms and material performance in environments containing hydrogen sulfide and elemental sulfur**. In: FÉRON, D., KURSTEN, B., DRUYTS, F..(Eds.) *Sulphur-Assisted Corrosion in Nuclear Disposal Systems*, EFC – European Federation of Corrosion, Wakefield, Reino Unido, n° 59, p. 46-65, 2011.
- (8) DUNLOP, A.K. **Corrosion Control Methods**. In: American Society for Metals. ASM Metals Handbook – Corrosion, 9. ed. Volume 13: 3142-3143, 1987.
- (9) OLDFIELD, J., TODD, B. **Corrosion considerations in selecting metals for flash chambers**, Desalination, Vol. 31, pp 365-383, 1979.
- (10) SRINIVASAN, S., COOK, S.W. **Program for evaluation and determination of corrosion of steels – PREDICT**, CD-ROM Houston, Texas: InterCorr International Inc., 1999.