

Copyright 2010, ABRACO

Trabalho apresentado durante o INTERCORR 2010, em Fortaleza/CE no mês de maio de 2010.

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

### **Comparação entre Taxas de Corrosão calculadas a partir de Trocas de Cupons de Perda de Massa e de Inspeção Interna com Pig Instrumentado em Oleoduto Rígido Submarino.**

Pedro Nogueira Addor<sup>1</sup>, Jane Zoppas Ferreira<sup>2</sup>, Érika Santana Mota Nicoletti<sup>3</sup>, Angélica Dias Salvador<sup>4</sup>, Aldo Renato Franzoi<sup>5</sup>, Eline Terezinha Antunes de Souza Paes<sup>6</sup>, Sérgio Pagnin<sup>7</sup>

#### **Abstract**

The most recent methodology to achieve the control of internal corrosion in rigid offshore pipelines uses as principle the inspection program with intelligent pigs and is complemented by the Internal Corrosion Monitoring (ICM). This activity comprises the tracking and evaluation of the results from corrosion rates estimated by the metal loss coupons, corrosion probes installed in specific points of the pipeline, laboratorial analysis of fluid and residue samples during the operation and monitoring of operation parameters (pressure, temperature and volumetric flow, mainly). The corrosion rates obtained from ICM of an operational oil pipeline located in Campos Basin were compared to those obtained from two intelligent pigs inspections performed. The way each one of the corrosion rates are related and the basic causes for their behavior were investigated. The corrosion rates originated from the inspection with pigs assumed higher values than the coupon's rates. It was possible to perceive that the use of metal loss coupons is valid to follow the intensity of fluid corrosiveness in the pipeline during the period between inspections and that the correct positioning of the coupons is essential to avoid disturbances in the corrosion rate results, created by factors such as flow regime for example.

#### **Resumo**

A metodologia mais recente para se obter o controle da corrosão interna em dutos rígidos *offshore* utiliza como princípio um programa de inspeção com *pigs* inteligentes e é complementado pelo Monitoramento da Corrosão Interna (MCI). O MCI é uma atividade que inclui o monitoramento e avaliação dos resultados das taxas de corrosão estimados por cupons de perda de massa, por sondas de corrosão instaladas em pontos específicos do duto, análises laboratoriais de amostras de fluidos e resíduos coletados durante a operação e pelo monitoramento de parâmetros de operação (pressão, temperatura e fluxo volumétrico, principalmente). As taxas de corrosão obtidas pelo MCI de um oleoduto em operação

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

<sup>2</sup> Dr<sup>a</sup>, Professora – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

<sup>3</sup> Dr<sup>a</sup>, Engenheira – Petrobras Transporte S.A.

<sup>4</sup> Técnica de Inspeção – Petróleo Brasileiro S.A.

<sup>5</sup> Engenheiro – Petróleo Brasileiro S.A.

<sup>6</sup> Engenheira – Petróleo Brasileiro S.A.

<sup>7</sup> Mestre, Engenheiro – Petróleo Brasileiro S.A.

localizado na Bacia de Campos foram comparadas com as obtidas a partir de duas inspeções com *pigs*. A maneira como cada uma das taxas de corrosão estão relacionadas e as causas básicas para o seu comportamento foram investigadas. As taxas de corrosão originadas da inspeção com *pigs* assumiu valores maiores do que as taxas provenientes do cupom. Foi possível perceber que o uso de cupons de perda de metal é válido para acompanhar a intensidade da corrosividade do fluido no oleoduto durante o período entre as inspeções e que o correto posicionamento dos cupons é essencial para evitar perturbações nos resultados da taxa de corrosão, criado por fatores como regime de fluxo, por exemplo.

**Palavras-chave:** taxa de corrosão, duto, cupom, *pig* instrumentado

---

## Introdução

Em dutos rígidos submarinos, as limitações impostas à definição das taxas de corrosão inerentes aos resultados das atividades de inspeção interna com *pigs* instrumentados e de troca de cupons de perda de massa geram incertezas que devem ser tratadas de forma criteriosa para uma avaliação adequada da corrosão sofrida nestes equipamentos. A impossibilidade de instalação de tomadas para inserção de cupons no trecho submarino dos dutos (apenas nos trechos de superfície das plataformas de origem e destino) e da realização de medidas de campo com o intuito de correlacionar os valores de perda de espessura medidos pela ferramenta de inspeção (*pig*) são as principais fontes destas incertezas.

Os dados referentes às inspeções com *pigs* instrumentados foram analisados e tratados com o intuito de segmentar o duto considerando seu histórico operacional e as condições hidrodinâmicas do escoamento dos fluidos. Os resultados específicos para cada um dos segmentos gerados foram comparados com as informações oriundas do monitoramento da corrosão interna implantado.

O presente trabalho busca investigar as causas determinantes das diferenças observadas nas respostas de taxas de corrosão calculadas a partir das duas técnicas, avaliar a existência de uma relação entre as taxas e auxiliar as equipes responsáveis pela integridade estrutural de oleodutos rígidos submarinos na utilização dos resultados de taxas de corrosão provenientes das duas técnicas nas análises de integridade realizadas.

---

## Desenvolvimento

O oleoduto utilizado no estudo opera na Bacia de Campos há 22 anos e escoar petróleo produzido por três plataformas fixas até uma quarta plataforma que possui um oleoduto interligado a um terminal no continente. As principais características construtivas referentes ao duto estão apresentadas na Tabela 1. As unidades produtoras não possuem instalações para tratamento do óleo produzido (plantas de separação de óleo, água e gás) significando o transporte de um fluido multifásico pelo oleoduto. A diferença de apenas 20 metros na lâmina d'água onde as plataformas de origem e destino do duto estão instaladas e a existência de um relevo praticamente plano ao longo dos 8,3 km de extensão faz com que o escoamento seja considerado horizontal.

Após um período de pouco mais de 12 anos de operação, o oleoduto sofreu sua primeira campanha de inspeção interna com a utilização de *pigs* instrumentados. A inspeção consistiu na passagem de um *pig* geométrico e um *pig* de perda de massa do tipo MFL. Esta inspeção identificou perdas de espessura da parede metálica do duto significativas e a avaliação destes danos gerou a recomendação de substituição de um trecho de aproximadamente 3,5 km do oleoduto para que sua vida remanescente fosse restaurada aos níveis adequados. Este novo trecho do oleoduto foi instalado em 2000 e possui espessura de parede de 22,3 mm. Após um período de 6 anos de operação (2006), foi realizada uma segunda inspeção com *pigs* instrumentados.

O duto possui monitoramento de corrosão composto por cupons de perda de massa instalados no trecho de superfície das plataformas de origem e de destino. Existe uma rotina semanal de passagem de *pigs* de limpeza.

O fluido escoado pelo duto é multifásico e possui as características principais apresentadas na Tabela 2. Considerando os tipos de regimes de escoamento multifásico horizontal mais aceitos atualmente [1], uma relação deles é apresentada de forma esquemática na Figura 1 para ilustrar sua influência na maneira como cada uma das fases (oleosa e aquosa) se comportam ao longo do duto.

O conhecimento de que petróleos com altos valores de BSW ( $> 30\%$ ) e baixas velocidades ( $< 1,0$  m/s) em oleodutos com escoamento horizontal (pequenos ângulos de inclinação em relação ao plano horizontal) promoveriam ambientes favoráveis à formação de uma interface bem definida entre o óleo e a água, necessitava da comprovação conferida por um estudo realizado por especialistas da operadora [2]. Este estudo consistiu em uma simulação computacional do escoamento no oleoduto utilizando dados referentes às propriedades do fluido, aos parâmetros operacionais e às características construtivas do oleoduto. O resultado desta simulação permitiu verificar a mudança no regime de escoamento (intermitente para estratificado) em região específica do trecho de fundo do oleoduto. É essencial ressaltar que este resultado depende de muitos fatores e que a maioria deles sofre variações em diversos graus ao longo do tempo. Este fato faz com que o comportamento do regime de escoamento verificado seja válido apenas para o período em que os fatores que o determinam se mantenham iguais aos utilizados para o estudo.

Produtos químicos são injetados em pontos diferentes dependendo do seu tipo. Biocida é injetado em bateladas semanais a partir de plataforma cujo fluido escoado é direcionado ao oleoduto estudado. A injeção de um inibidor de corrosão foi iniciada a partir de 2006 em um oleoduto cujo fluido escoado é direcionado ao oleoduto estudado. Um desemulsificante é injetado, também de forma contínua, na plataforma de origem para facilitar o processo de separação água/óleo na planta de tratamento, localizada na plataforma de destino, de forma a auxiliar o enquadramento das especificações do óleo a ser transferido ao terminal terrestre.

---

## Metodologia

O método utilizado para a elaboração do trabalho consistiu no tratamento dos dados das duas inspeções por *pigs* instrumentados efetuadas no duto e a comparação dos resultados deste tratamento com as informações oriundas dos cupons de perda de massa dentro do mesmo intervalo de tempo.

As taxas de corrosão médias utilizadas na avaliação provenientes das trocas de cupons de perda de massa foram calculadas com os valores de taxas de cada uma das trocas realizadas dentro dos intervalos definidos pelas inspeções com *pigs*.

As taxas provenientes das inspeções internas são resultado do tratamento das indicações registradas nos relatórios finais das duas campanhas de inspeção (2000 e 2006). Este tratamento consistiu na filtragem dos defeitos registrados oriundos do processo de corrosão interna, da utilização dos defeitos com profundidade representativa, da resolução das ferramentas empregadas e das estratégias de segmentação do duto utilizadas com o propósito de analisar separadamente as populações pertencentes a cada um destes segmentos. As estratégias de segmentação utilizadas consideram a substituição de 3,5 km de extensão do duto e a mudança no tipo de regime de escoamento identificada na simulação computacional realizada para o oleoduto.

Em seguida, a aplicação de ferramenta estatística para a realização da comparação das corridas considerando as populações de defeitos como um todo, evitando-se assim a necessidade de correlacionar cada um dos defeitos individuais nas duas inspeções para a determinação da taxa de corrosão [3]. Defeitos representativos da população analisada foram utilizados para o cálculo das taxas de corrosão.

## **Resultados**

---

Os resultados apresentados estão divididos nas atividades pertinentes ao cálculo das taxas de corrosão a serem comparadas no oleoduto.

### **1. Cupons de Perda de Massa:**

Os registros do oleoduto em estudo começaram no início da década de 90 e a variação nos períodos de trocas não foram críticas a ponto de prejudicar as análises das taxas de corrosão baseadas nestas informações. As Figuras 2 e 3 mostram os valores de taxa de corrosão obtidos nas trocas realizadas. Atentar que os períodos utilizados neste trabalho para o cálculo da taxa de corrosão são os correspondentes aos intervalos definidos pelas duas inspeções com *pigs* instrumentados realizadas no duto. Os valores das taxas de corrosão calculados e sua respectiva classificação segundo critério constante da norma PETROBRAS N-2364 [4] estão apresentados na Tabela 3. Os crescentes índices de BSW nos fluidos produzidos pelas plataformas que compõem o sistema de produção do campo de petróleo modificaram seu potencial de corrosividade, entretanto é possível perceber que os cupons forneceram valores de taxa de corrosão nas faixas classificadas como “severa” e “moderada” em alguns períodos específicos. Estes períodos estão associados à utilização dos produtos químicos, principalmente o biocida acidificando o fluido e o inibidor de corrosão.

Para os registros referentes à chegada do oleoduto, podem-se observar valores menores de taxas de corrosão provavelmente devido a questões relacionadas à dinâmica do comportamento das fases aquosa e oleosa presentes no escoamento e ao posicionamento dos cupons.

## 2. Análise do Regime de Escoamento:

O estudo foi elaborado a partir de simulações computacionais no *software* PIPESIM ©, que é específico para este fim. Os dados de entrada são as informações relativas ao duto, aos fluidos escoados e a sua disposição sobre o leito submarino, denominada perfil batimétrico.

Os resultados deste estudo mostram que as condições em que o duto operava delimitam uma transição no regime de escoamento multifásico, aproximadamente na distância de 4,2 km a partir do ponto de origem definido como a válvula de alinhamento do lançador de *pigs* localizado na plataforma de origem. Um exemplo dos mapas gerados pelo software está apresentado na Figura 4. Esta transição, associada à ação do desemulsificante injetado na origem do escoamento, contribuiu para uma definição clara de uma interface entre as fases oleosas e aquosas do fluido escoado provocando um intenso processo corrosivo na região inferior do oleoduto.

## 3. Inspeção Interna com *Pigs* Instrumentados:

As análises realizadas são apresentadas por histogramas mostrando a distribuição de ocorrência das indicações registradas pelas inspeções ao longo do oleoduto estudado. A Figura 5 mostra esta distribuição ao longo de todo o duto para as duas inspeções realizadas. Chama a atenção a maior quantidade de indicações após o 6º quilômetro do oleoduto sugerindo a ação da separação de fases provocada pela estratificação do escoamento multifásico e em uma época em que ainda não havia injeção de inibidor de corrosão.

A aplicação de uma distribuição normal à população de defeitos [3] permitiu a realização da comparação das duas inspeções através dos parâmetros calculados a partir das duas populações de indicações registradas. A Figura 6 mostra a aplicação da ferramenta estatística às duas populações.

Para a análise das duas inspeções, duas estratégias de segmentação do duto foram utilizadas conforme mencionado no item “Metodologia”. Uma foi baseada na substituição dos 3,5 km do duto após a primeira inspeção e a outra teve como base o estudo dos regimes de escoamento multifásicos atuantes no duto. Cada segmento gerou um histograma para análise de suas indicações e permitiu o cálculo de taxas médias de corrosão definidas pelos intervalos entre as inspeções e as profundidades médias das descontinuidades registradas. A Tabela 4 mostra as taxas calculadas para cada um destes segmentos. O segmento 3 possui apenas um dos intervalos porque representa o trecho substituído após a primeira inspeção, portanto, não é aplicável compará-lo por não possuir em 2006, um histórico de acúmulo de danos.

Para ilustrar a influência do regime de escoamento multifásico na intensidade dos processos corrosivos atuantes no oleoduto estudado, são apresentados na Figura 7, os histogramas com as populações de indicações referentes aos trechos identificados pela simulação computacional como submetidos aos regimes de escoamento intermitente e estratificado na primeira inspeção com *pig* instrumentado. Esta inspeção registrou a perda de espessura sofrida pelo duto desde o início de sua operação. As frequências de ocorrência e a amplitude de profundidades dos defeitos registrados indicam uma diferença marcante na agressividade do processo corrosivo nos dois trechos.

#### 4. Comparação entre as Taxas de Corrosão:

Os resultados de taxas de corrosão obtidas com as análises realizadas a partir das inspeções internas com *pigs* instrumentados foram comparados com as taxas calculadas a partir da média ponderada relativa ao tempo decorrido entre cada uma das trocas de cupons efetuadas dentro dos intervalos de tempo definidos pelas inspeções. As figuras 8 a 10 ilustram os valores em cada um dos três intervalos definidos.

|                                                            |                                         |
|------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|
| Pressão de Projeto: 13,5 MPa<br>(138 kgf/cm <sup>2</sup> ) | Material: API 5L X60                    |
| Norma de Projeto: DNV                                      | Extensão: 8,3 km                        |
| Diâmetro Nominal: 406,4 mm<br>(16")                        | Diâmetro interno: 383,7 mm<br>(15,108") |
| Espessura de parede: 11,13 mm<br>(0,438")                  |                                         |

**Tabela 1 – Características construtivas do oleoduto estudado.**

|                                  |                                        |
|----------------------------------|----------------------------------------|
| BSW (médio): > 70%               | °API: 24                               |
| Água Livre: > 70%                | RGO: 25 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> |
| Viscosidade do óleo @ 38°C: 80cp | CO <sub>2</sub> (fração molar): 3,9%   |

**Tabela 2 – Características do fluido escoado**

Onde: BSW = *Basic Sediments and Water*, RGO=Razão gás óleo.

| Plataforma | Intervalo       | Taxa de Corrosão<br>(mm/ano) | Critério de<br>Classificação |
|------------|-----------------|------------------------------|------------------------------|
| ORIGEM     | set/87 a jul/00 | 0,0159                       | MODERADA                     |
|            | set/87 a mai/06 | 0,0372                       | MODERADA                     |
|            | jul/00 a mai/06 | 0,0739                       | MODERADA                     |
| DESTINO    | set/87 a jul/00 | 0,0065                       | BAIXA                        |
|            | set/87 a mai/06 | 0,0059                       | BAIXA                        |
|            | jul/00 a mai/06 | 0,0047                       | BAIXA                        |

**Tabela 3 – Resultados das taxas de corrosão calculadas com base nos intervalos definidos pelas inspeções com pigs instrumentados.**

| Segmento      | Intervalo   | Taxa de Corrosão (mm/ano) | Critério de Classificação |
|---------------|-------------|---------------------------|---------------------------|
| 1             | 1987 – 2000 | 0,1405                    | SEVERA                    |
|               | 1987 – 2006 | 0,1076                    | MODERADA                  |
|               | 2000 – 2006 | 0,0372                    | MODERADA                  |
| 2             | 1987 – 2000 | 0,1473                    | SEVERA                    |
|               | 1987 – 2006 | 0,1110                    | MODERADA                  |
|               | 2000 – 2006 | 0,0334                    | MODERADA                  |
| 3             | 1987 – 2000 | 0,1843                    | SEVERA                    |
| 4             | 1987 – 2000 | 0,1878                    | SEVERA                    |
|               | 1987 – 2006 | 0,1714                    | SEVERA                    |
|               | 2000 – 2006 | 0,1361                    | SEVERA                    |
| Intermitente  | 1987 – 2000 | 0,1471                    | SEVERA                    |
|               | 1987 – 2006 | 0,1107                    | MODERADA                  |
|               | 2000 – 2006 | 0,0330                    | MODERADA                  |
| Estratificado | 1987 – 2000 | 0,1482                    | SEVERA                    |
|               | 1987 – 2006 | 0,1119                    | MODERADA                  |
|               | 2000 – 2006 | 0,0341                    | MODERADA                  |

**Tabela 4 – Taxas de corrosão calculadas para os intervalos definidos pelas inspeções com pigs nos diversos segmentos gerados para análise do oleoduto.**

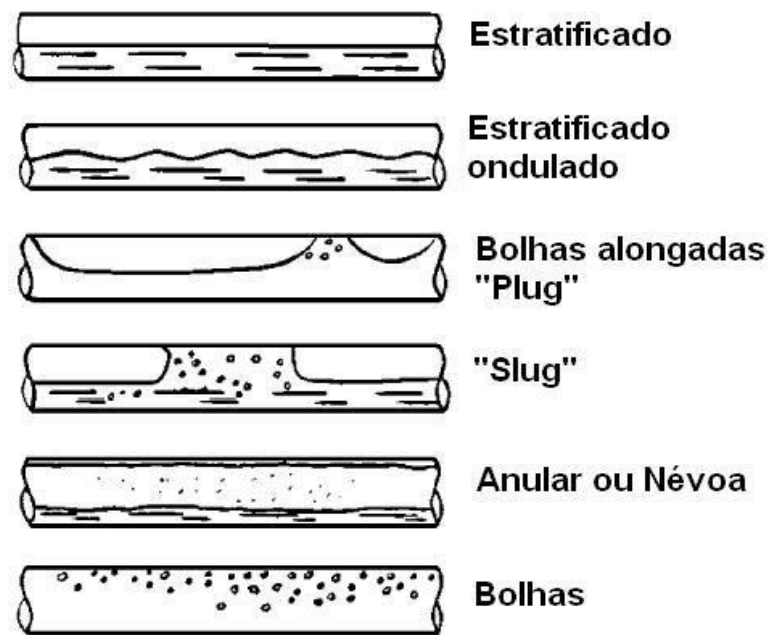


Figura 1 – Tipos de regime de escoamento multifásico mais aceitos atualmente. Os tipos chamados “Slug” e “Plug” também são conhecidos como “Intermitente”. [5]

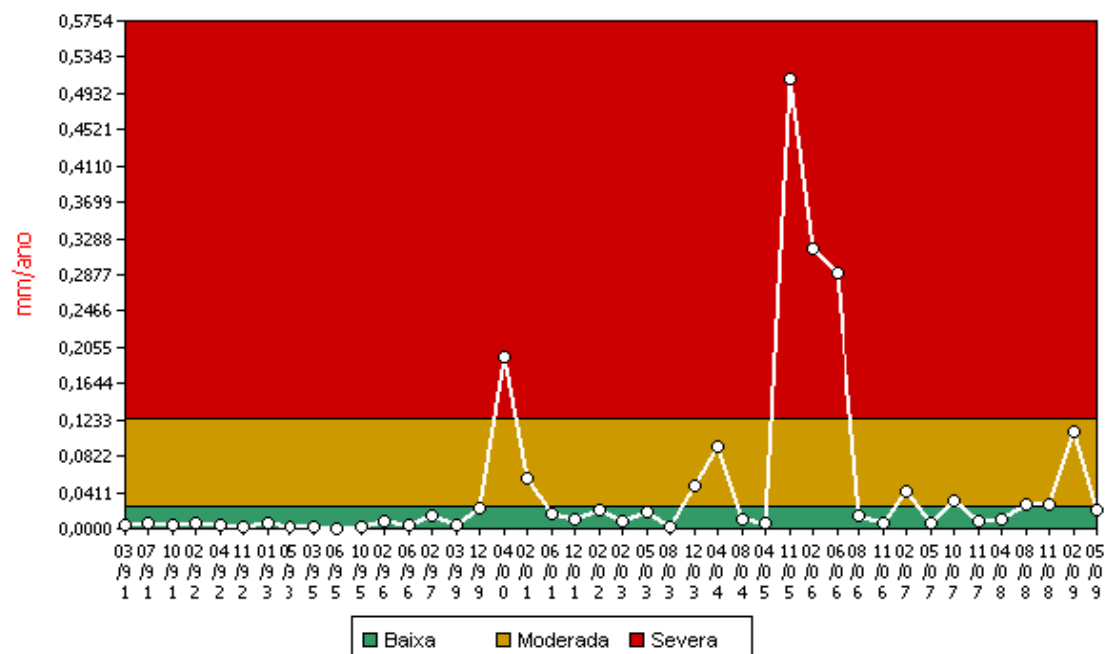
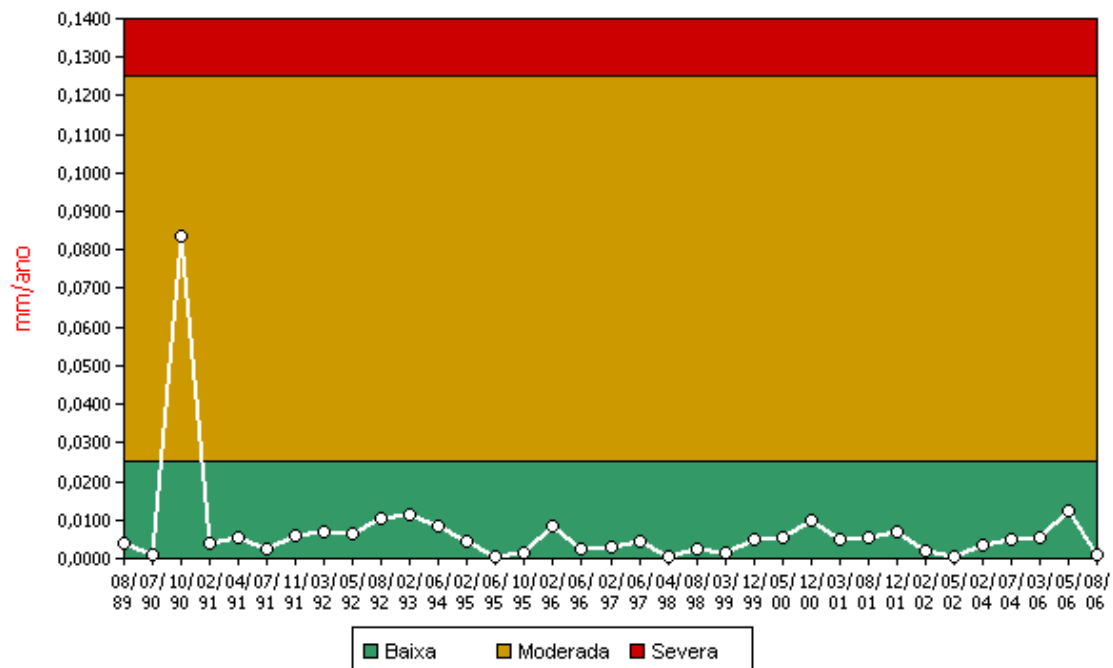
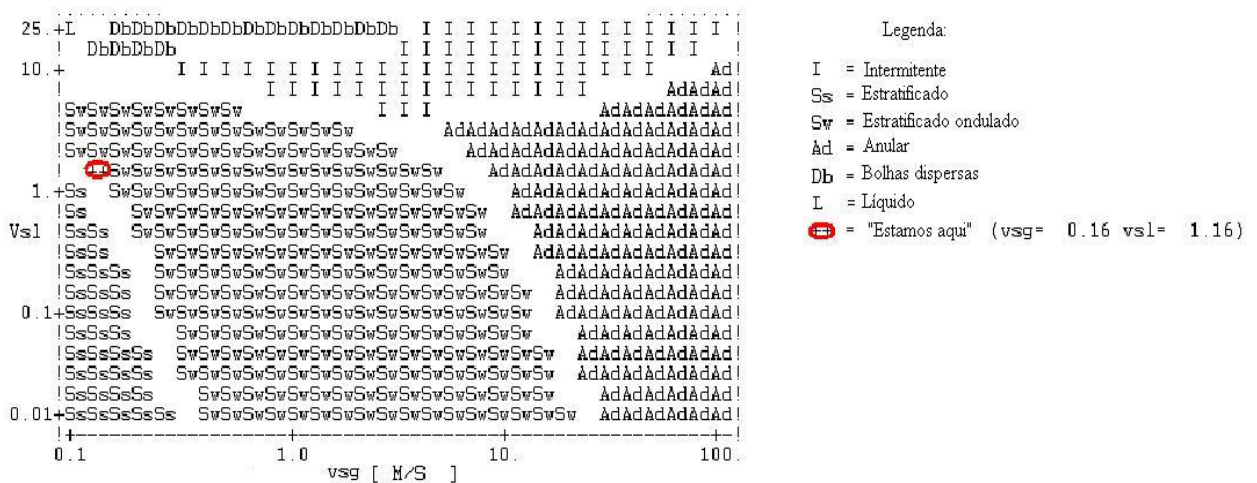


Figura 2 – Taxas de corrosão obtidas pela rotina de troca de cupons de perda de massa na plataforma de origem do oleoduto.

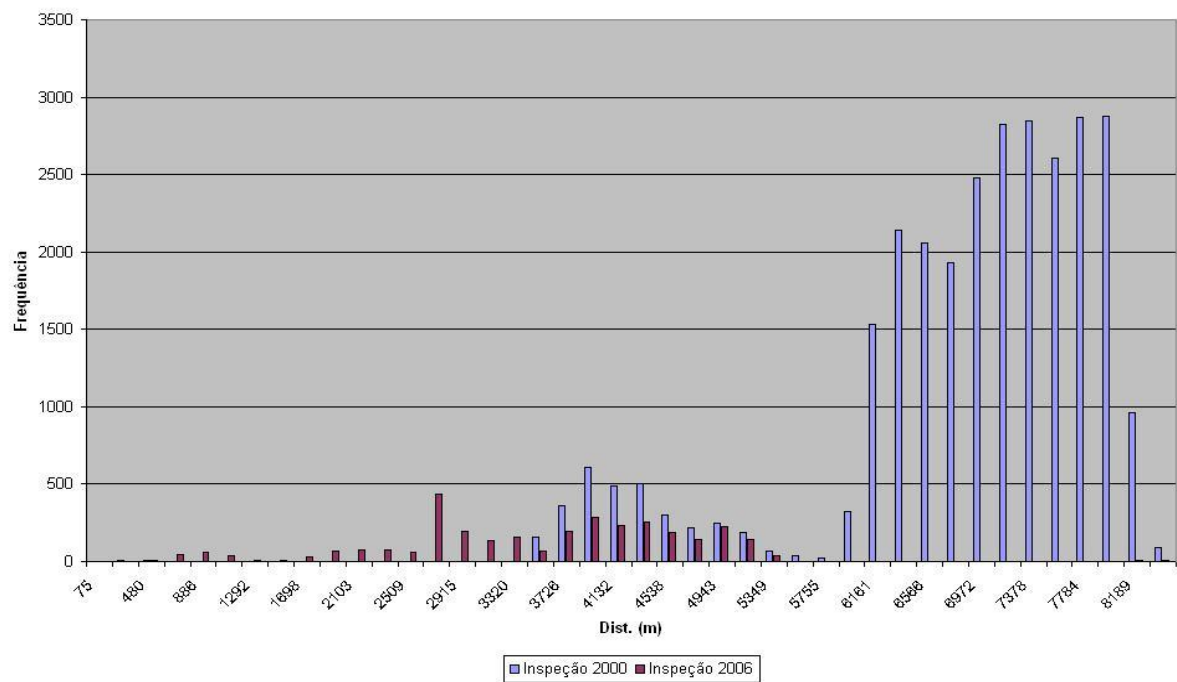


**Figura 3 - Taxas de corrosão obtidas pela rotina de troca de cupons de perda de massa na plataforma de destino do oleoduto.**

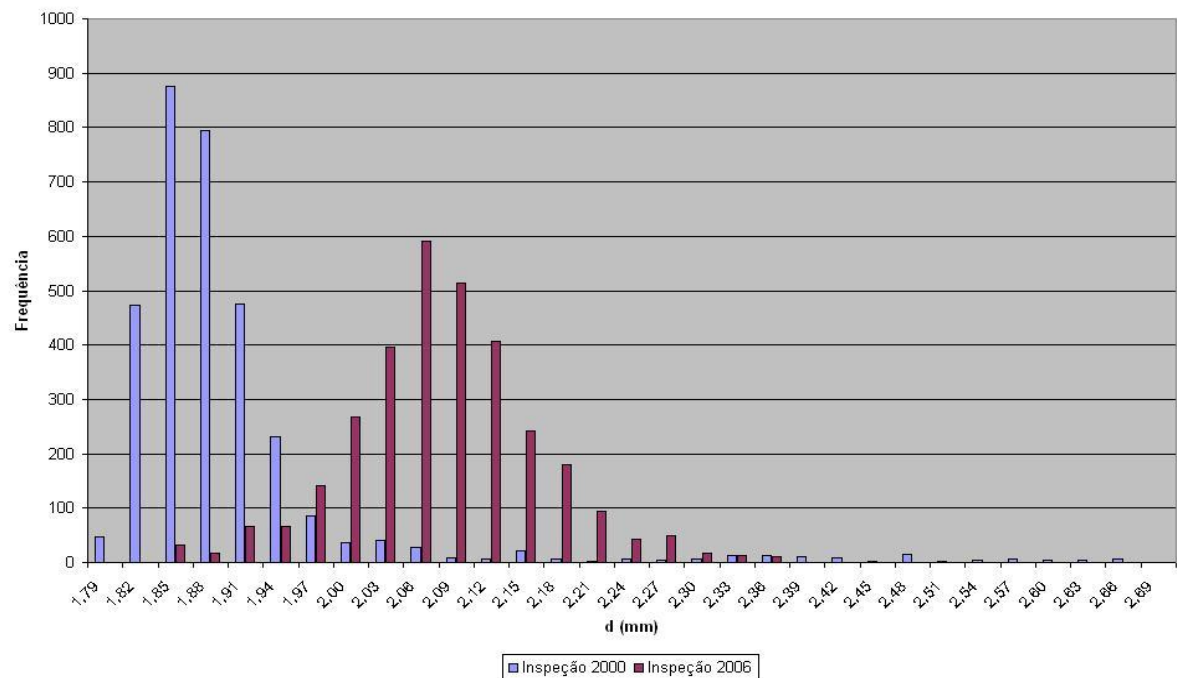
TAITEL-DUKLER Mapa do regime de escoamento nas seguintes condições de P e T: 21,5 Bara & 37,5 C :



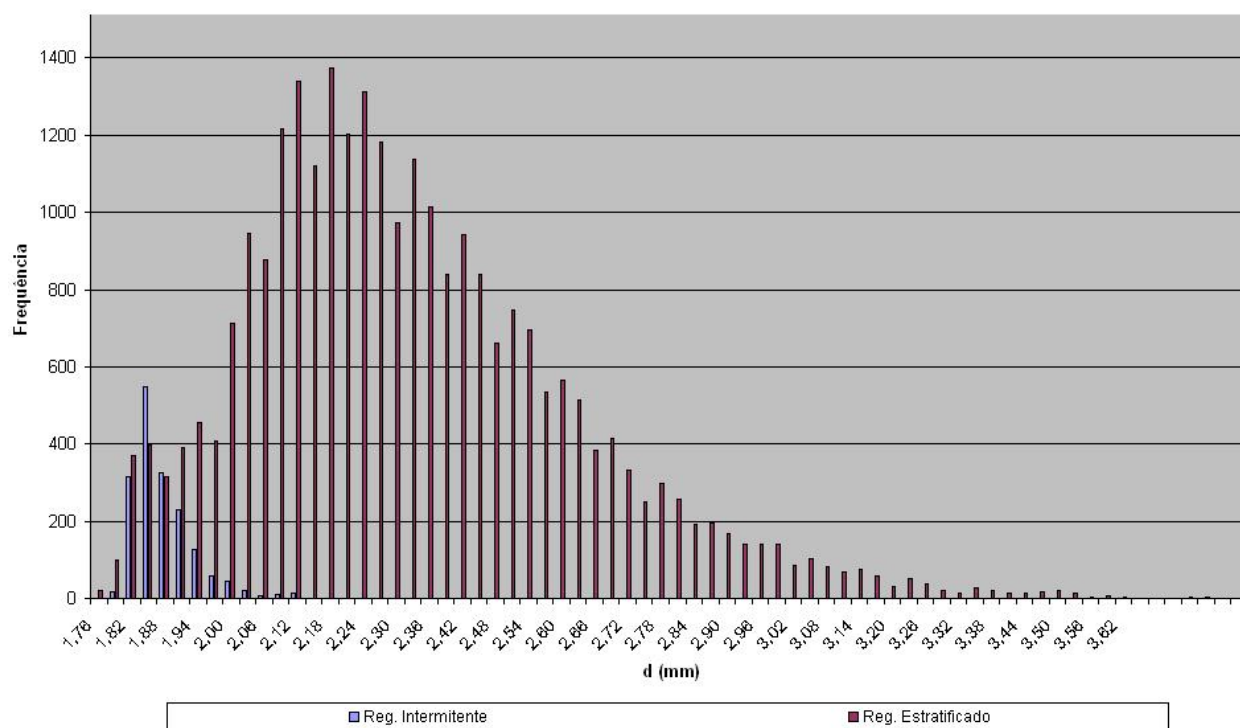
**Figura 4 – Mapa de regime de escoamento multifásico obtido por intermédio de simulação computacional. [2]**



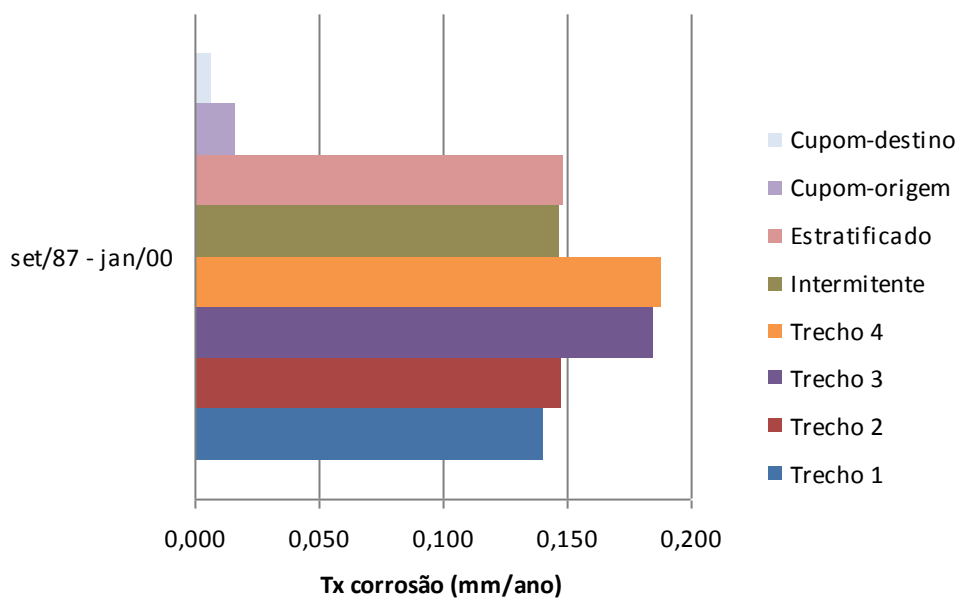
**Figura 5 – Distribuição do número de indicações ao longo do oleoduto.**



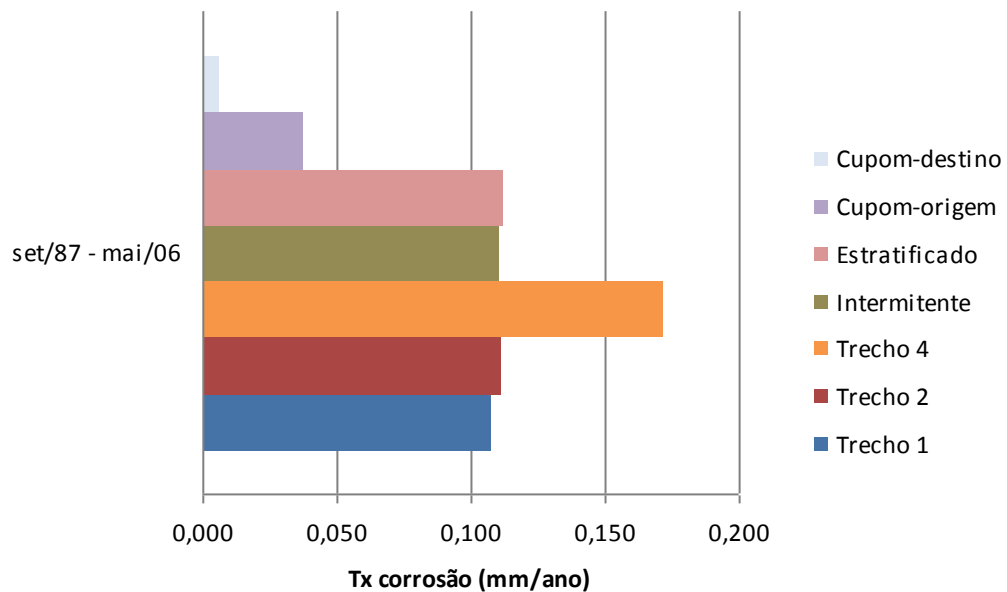
**Figura 6 – Aplicação do tratamento estatístico às populações registradas nas duas inspeções.**



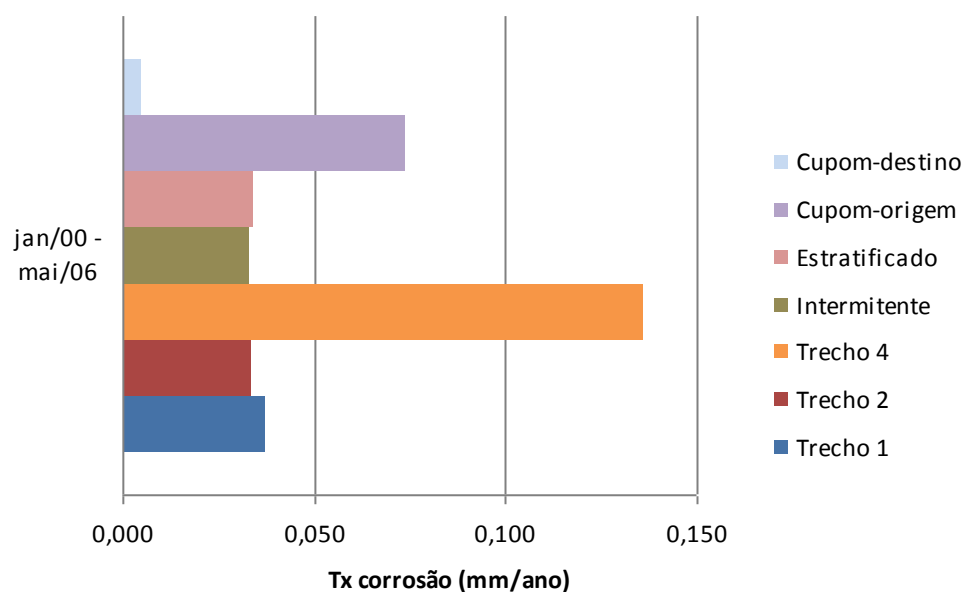
**Figura 7 – Distribuição normal das populações de indicações registradas na inspeção executada em 2000 pertinentes aos trechos submetidos aos regimes de escoamento intermitente e estratificado.**



**Figura 8 – Comparação entre as taxas médias de corrosão calculadas para o intervalo compreendido desde a entrada do duto em operação até a primeira inspeção.**



**Figura 9 – Comparação entre as taxas médias de corrosão calculadas para o intervalo compreendido desde a entrada do duto em operação até a segunda inspeção.**



**Figura 10 – Comparação entre as taxas médias de corrosão calculadas para o intervalo compreendido entre as inspeções com pig instrumentado.**

## Conclusões

---

Os resultados obtidos validam a técnica de monitoramento da corrosão interna como ferramenta a ser utilizada para o acompanhamento da corrosividade do fluido em menores intervalos de tempo, permitindo assim a implantação de medidas mitigadoras ou corretivas que garantam a manutenção da integridade dos dutos. No caso do oleoduto estudado, percebe-se claramente que, apesar da piora das condições do fluido e do processo para o controle da corrosão interna, as taxas de corrosão obtidas por *pigs* indicam que as medidas tomadas até o momento foram bem sucedidas para a manutenção da integridade do duto no que se refere ao modo de falha de corrosão interna.

A análise de apenas um oleoduto não possibilita a definição de uma relação específica entre as taxas de corrosão oriundas das duas técnicas de gerenciamento da corrosão interna em dutos rígidos. Fatos ocorridos especificamente neste duto podem alterar o histórico de acumulação de danos tornando os resultados característicos ao duto analisado. Sendo assim, o estudo deve possuir abrangência para a busca de uma relação entre as taxas de corrosão obtidas a partir das duas técnicas.

A consideração dos regimes de escoamento na avaliação da corrosão interna em dutos é de grande importância quando associada aos parâmetros físico-químicos do fluido e às inspeções com pig instrumentado, o que justifica a interação entre os especialistas em escoamento e os responsáveis pela integridade do duto

## Referências bibliográficas

---

1. Y Taitel, D. Barnea, J. P. Brill, Stratified Three Phase Flow In Pipes, Int. J. Multiphase Flow Vol. 21, No. I, pp. 53-60, Elsevier Science Ltd, 1995.
2. Arlindo de Mattos, Carlos Magno B. de M. Nascimento, Identificação de Padrões de Fluxo na Malha de Oleodutos (Multifásicos), 2007, Relatório Interno, Petrobras, E&P.
3. Érika S. M. Nicoletti, Ricardo Dias de Souza, A Practical Approach in Pipeline Corrosion Modeling. Part 1: Integrity Forecasting for Long-term Scenario, Journal of Pipeline Engineering, 2009.
4. PETROBRAS, Avaliação de Corrosão Interna Através de Cupom de Perda de Massa, Rev. A, Rio de Janeiro 2003 (PETROBRAS N-2364).
5. Barry Diacon, Material didático: Engineering Physics, McMaster university (2007) Disponível em: [http://engphys.mcmaster.ca/~barry/3o04\\_lab2\\_2-phase\\_flow.pdf](http://engphys.mcmaster.ca/~barry/3o04_lab2_2-phase_flow.pdf). Acessado em: 29/06/2009.