

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

Escola de Engenharia

Programa de Pós Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais

PPGEM

**AVALIAÇÃO DA CORROSÃO EM DUTOS RÍGIDOS SUBMARINOS EM  
OPERAÇÃO: COMPARAÇÃO ENTRE AS TÉCNICAS DE MONITORAMENTO DA  
CORROSÃO INTERNA E INSPEÇÃO COM PIGS INSTRUMENTADOS**

Pedro Nogueira Addor

Engenheiro Mecânico

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais - PPGEM, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia, Especialidade Engenharia de Inspeção de Equipamentos.

Porto Alegre

2009

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção de título de Mestre em Engenharia, Especialidade Engenharia de Inspeção de Equipamentos e aprovada em sua forma final pelo orientador e pela Banca Examinadora do Curso de Pós-Graduação.

Orientador: Prof<sup>a</sup>. Dra. Jane Zoppas Ferreira

Co-orientador: Dra. Érika Santana Mota Nicolleti

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Walmar Baptista, CENPES/PETROBRAS

Prof<sup>a</sup>. Dra. Flávia Maciel Fernandes Guedes, CENPES/PETROBRAS

Prof. Dr. Carlos Eduardo Aguiar Lima Rodrigues, E&P/PETROBRAS, UFERSA

Prof. Dr. Carlos Perez Bergmann

Coordenador do PPGEM

Dedico esta dissertação aos meus pais, à minha querida irmã, à minha mulher e minha filha que tanto amo e a todos os colegas de trabalho que ajudaram tanto no trabalho propriamente dito como na realização de todas as atividades que geraram as informações que utilizei para sua elaboração.

## AGRADECIMENTOS

À Professora Jane Zoppas Ferreira pelo empenho e compreensão.

À Eng<sup>a</sup> Érika Santana Mota Nicoletti pela paciência e entrega na avaliação do trabalho.

A toda a equipe de Engenharia de Corrosão da Unidade de Negócio de Exploração e Produção da Bacia de Campos pela dedicação, companheirismo e iniciativa em ajudar a criar e desenvolver o tema do trabalho. Em especial aos colegas: Eline Terezinha Antunes de Souza Paes, Sérgio Pagnin e Orlandemberg Pereira Silva.

Aos colegas Angélica Dias Salvador, Aldo Renato Franzoi e Jeter Pacheco de Freitas pelos conselhos e orientações durante e execução do trabalho.

A todos os funcionários da Engenharia de Manutenção e Inspeção da Unidade de Negócio de Exploração e Produção da Bacia de Campos pela calorosa recepção.

Aos Eng<sup>os</sup> Divonsir Lopes, Kwon Il Choi, Rafael Terzi Araújo, Fabrício Pinheiro dos Santos e João Marcos Hohemberger pelo inestimável auxílio na elaboração do trabalho.

Aos colegas Marcus Vinicius Cruz Sampaio e Arthur Tomas de Resende pelo apoio durante os momentos de dificuldade.

Ao amigo Giovanni Rosa pela parceria e sacrifício constantes até o final.

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>3</b>
<b>2.1. Corrosão Interna em Dutos Rígidos Submarinos .....</b>	<b>3</b>
<b>2.1.1. Corrosão Uniforme .....</b>	<b>3</b>
<b>2.1.2. Corrosão Localizada.....</b>	<b>4</b>
2.1.2.1. Fatores eletroquímicos .....	4
2.1.2.2. Fatores físicos .....	7
2.1.2.3. Fatores mecânicos.....	7
<b>2.1.3. Células de Corrosão Diferencial.....</b>	<b>7</b>
2.1.3.1. Corrosão por Concentração Diferencial .....	8
2.1.3.2. Corrosão por Frestas .....	9
2.1.3.3. Corrosão sob Depósito.....	10
<b>2.1.4. Corrosão sob Tensão .....</b>	<b>11</b>
<b>2.1.5. Corrosão Induzida por Microrganismos .....</b>	<b>12</b>
<b>2.1.6. Corrosão pelo CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S .....</b>	<b>14</b>
<b>2.2. Gerenciamento da Corrosão Interna em Dutos Rígidos Submarinos .....</b>	<b>16</b>
<b>2.2.1. Monitoramento da Corrosão Interna .....</b>	<b>17</b>
<b>2.2.2. Cupons de Perda de Massa .....</b>	<b>17</b>
<b>2.2.3. Sondas Corrosimétricas .....</b>	<b>21</b>
<b>2.2.4. Análise de Fluidos e Resíduos .....</b>	<b>22</b>
<b>2.2.5. Análise de Regimes de Escoamento.....</b>	<b>24</b>
<b>2.2.6. Inspeção Interna .....</b>	<b>28</b>
2.2.6.1. Pigs Instrumentados.....	28

2.2.7. Análise dos Resultados de Inspeções Internas com <i>Pigs</i> Instrumentados .....	34
<b>3. MATERIAIS E MÉTODOS .....</b>	<b>36</b>
3.1. <i>Dados Técnicos do Oleoduto</i> .....	36
3.2. <i>Caracterização dos fluidos</i> .....	40
3.3. <i>Metodologia</i> .....	41
<b>4. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</b>	<b>45</b>
4.1. <i>Monitoramento da Corrosão Interna</i> .....	45
4.1.1. Análise de Fluidos e Resíduos .....	45
4.1.2. Cupons de Perda de Massa .....	48
4.2. <i>Regimes de Escoamento Multifásico</i> .....	51
4.3. <i>Inspeção Interna com Pigs Instrumentados</i> .....	53
4.3.1. <i>Estratégia de Segmentação Considerando o Trecho Substituído</i> .....	58
4.3.1.1. Trecho 1 .....	58
4.3.1.2. Trecho 2 .....	59
4.3.1.3. Trecho 3 .....	67
4.3.1.4. Trecho 4 .....	71
4.4. <i>Estratégia de Segmentação Considerando o Regime de Escoamento</i> .....	74
4.4.1. <i>Regime Intermitente</i> .....	75
4.4.2. <i>Regime Estratificado</i> .....	78
4.4.2.1. Regime Intermitente vs Estratificado .....	82
4.4.3. <i>Comparação das Taxas</i> .....	85
<b>5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>91</b>

<b>6. CONCLUSÃO.....</b>	<b>92</b>
<b>7. SUGESTÕES.....</b>	<b>94</b>
<b>8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>95</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Exemplo de corrosão intergranular em material metálico. [1] .....	6
Figura 2.2 - Processo de separação de fases no interior do duto bem como as perdas de metal devido à formação das células de corrosão diferencial posicionadas na interface das fases óleo e água e a perda de metal localizada na geratriz inferior do duto. [5].....	9
Figura 2.3 - Mecanismo de formação de pilha eletrolítica responsável pela corrosão por frestas. [3] .....	10
Figura 2.4 - Mecanismo de formação de colônias bacterianas responsáveis pela corrosão induzida por microrganismos [7]. .....	13
Figura 2.5 - Exemplo de tomada para inserção de cupom de perda de massa. [14].....	19
Figura 2.6 - Aspecto de cupom de perda de massa pronto para montagem no campo. [15].....	20
Figura 2.7 - Aspecto de cupom de perda de massa retirado e preparado para análise. [25].....	20
Figura 2.8 - classificação de regimes de escoamento bifásico (líquido e gás) mais aceitos atualmente.[22].....	26
Figura 2.9 - Mapa de regimes de escoamento bifásico (líquido e gás) elaborado por Mandhane et al.[16].....	27
Figura 2.10 - Mapa de regimes de escoamento bifásico (líquido e gás) elaborado por Taitel-Dukler.[16] .....	28
Figura 2.11 - Representação gráfica do vazamento do campo magnético utilizado na detecção e dimensionamento de descontinuidades em dutos.[17] .....	30
Figura 2.12 – Orientação longitudinal e circunferencial das linhas de fluxo magnético na parede metálica de um duto rígido. [20] .....	30



Figura 2.13 – Exemplo de <i>pig</i> com o emprego de tecnologia do tipo MFL [25] .....	31
Figura 2.14 - Representação esquemática da técnica de ultra-som do tipo pulso-eco utilizada para medição de espessura da parede metálica em dutos. [26] .....	32
Figura 2.15 - Exemplo de <i>pig</i> ultra-sônico utilizado na inspeção interna de dutos.....	33
Figura 3.1 - Representação esquemática do oleoduto estudado. (LP=Lançador de <i>Pigs</i> , RP=Recebedor de <i>Pigs</i> , LDA=Lâmina d'água) .....	37
Figura 3.2 <i>Lay-out</i> submarino da região de instalação do oleoduto.....	39
Figura 3.3 - Representação esquemática da estratégia de segmentação do oleoduto baseada na intervenção para substituição do trecho corroído.....	42
Figura 3.4 - Representação esquemática da estratégia de segmentação do oleoduto baseada na simulação computacional dos regimes de escoamento multifásico presentes no oleoduto....	44
Figura 4.1 - Acompanhamento das taxas de corrosão de cupons de perda de massa na plataforma de origem do oleoduto.....	48
Figura 4.2 - Acompanhamento das taxas de corrosão de cupons de perda de massa na plataforma de destino do oleoduto.....	49
Figura 4.3 - Mapa de regimes de escoamento gerados pelo <i>software</i> de simulação computacional utilizado no estudo para o oleoduto desde a origem até o quilômetro 4,2. ....	52
Figura 4.4 - Mapa de regimes de escoamento gerados pelo <i>software</i> de simulação computacional utilizado no estudo para o oleoduto desde o quilômetro 4,2 até a subida do <i>riser</i> de destino. ....	52
Figura 4.5 - Mapa de regimes de escoamento gerados pelo <i>software</i> de simulação computacional utilizado no estudo para o <i>riser</i> de destino do oleoduto.....	53
Figura 4.6 - Distribuição do número de defeitos ao longo do oleoduto. ....	54
Figura 4.7 - Distribuição da profundidade dos defeitos detectados. ....	55

Figura 4.8 - Aplicação do tratamento estatístico nos defeitos detectados no oleoduto.....	56
Figura 4.9 - Distribuição dos defeitos identificados nas duas inspeções ao longo do trecho 2.....	60
Figura 4.10 - Distribuição dos defeitos ao longo do trecho pertencente ao trecho 2 onde foi identificada uma anomalia.....	61
Figura 4.11 - Aplicação do critério de Atividade Local na pequena partição do trecho 2 onde foram identificados dois picos nas distribuições.....	62
Figura 4.12 - Distribuição da profundidade dos defeitos identificados nas duas inspeções ao longo do trecho 2.....	63
Figura 4.13 - Aplicação do tratamento estatístico aos dados gerados nas duas inspeções ao longo do trecho 2.....	64
Figura 4.14 - Distribuições de probabilidade de ocorrência de taxas de corrosão geradas a partir das duas inspeções ao longo do trecho 2 (Intervalo 1=1987-2000; Intervalo 2=1987-2006).65	
Figura 4.15 - Distribuição da probabilidade de ocorrência de taxas de corrosão para o trecho 2 no intervalo 3 (intervalo entre as inspeções com <i>pigs</i> realizadas).....	66
Figura 4.16 - Distribuição dos defeitos registrados na inspeção de 2000 ao longo do trecho 3. ...	68
Figura 4.17 - Distribuição da profundidade dos defeitos registrados na inspeção de 2000 ao longo do trecho 3.....	69
Figura 4.18 - Tratamento estatístico dos defeitos registrados na inspeção de 2000 ao longo do trecho 3.....	70
Figura 4.19 - Distribuição de frequência dos defeitos registrados na inspeção de 2000 e 2006 ao longo do trecho 4.....	72
Figura 4.20 - Distribuição de frequência da profundidade dos defeitos registrados nas inspeções de 2000 e 2006 ao longo do trecho 4.....	73

Figura 4.21 - Distribuição de frequência da profundidade dos defeitos registrados nas inspeções de 2000 e 2006 ao longo do trecho de fundo do oleoduto.....	75
Figura 4.22 - Distribuição da frequência de defeitos registrados nas inspeções de 2000 e 2006 ao longo do trecho sob o regime de escoamento do tipo intermitente. ....	76
Figura 4.23 - Tratamento estatístico aplicado a população de defeitos registrados nas inspeções de 2000 e 2006 ao longo do trecho sob o regime de escoamento do tipo intermitente.....	77
Figura 4.24 - Distribuição de frequência de defeitos registrados nas inspeções de 2000 e 2006 ao longo do trecho sob o regime de escoamento do tipo estratificado.....	79
Figura 4.25 - Tratamento estatístico aplicado a população de defeitos registrados nas inspeções de 2000 e 2006 ao longo do trecho sob o regime de escoamento do tipo estratificado (dados referentes ao trecho substituído incluídos). ....	80
Figura 4.26 - Tratamento estatístico aplicado a população de defeitos registrados nas inspeções de 2000 e 2006 ao longo do trecho sob o regime de escoamento do tipo estratificado (trecho substituído excluído da análise).....	81
Figura 4.27 - Tratamento estatístico aplicado às populações de defeitos referentes aos trechos Intermitente e Estratificado na inspeção de 2000.....	83
Figura 4.28 - Tratamento estatístico aplicado às populações de defeitos referentes aos trechos Intermitente e Estratificado na inspeção de 2006.....	84
Figura 4.29 - Comparação entre as taxas de corrosão obtidas das análises das inspeções com <i>pigs</i> e de cupons de perda de massa para o intervalo 1.....	85
Figura 4.30 - Comparação entre as taxas de corrosão obtidas das análises das inspeções com <i>pigs</i> e de cupons de perda de massa para o intervalo 2.....	86
Figura 4.31 - Comparação entre as taxas de corrosão obtidas das análises das inspeções com <i>pigs</i> e de cupons de perda de massa para o intervalo 3.....	87

Figura 4.32 - Comparação entre as taxas de corrosão obtidas das análises das inspeções com pigs e de cupons de perda de massa para tempo de operação do duto (intervalos 1 e 2)..... 88

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Rotina analítica utilizada na fase líquida do fluido escoado em um oleoduto rígido submarino. [8].....	23
Tabela 2.2 - Rotinas analíticas utilizadas na fase gasosa e nos resíduos sólidos em um oleoduto rígido submarino. [8] .....	23
Tabela 3.1 - Características técnicas do oleoduto utilizado como objeto de estudo. Fonte: Banco de dados interno da operadora. (PMOA=Pressão Máxima de Operação Admissível, LDA=Lâmina d'água) .....	38
Tabela 3.2 - Características básicas do fluido escoado pelo oleoduto. Fonte: Relatórios internos da operadora. ....	40
Tabela 4.1 – Resultados de análises de fluidos e resíduos. [28].....	46
Tabela 4.2 – Exemplo de resultados de análises de fluidos e resíduos. [28].....	47
Tabela 4.3 – Critério para classificação da intensidade de processos corrosivos segundo norma interna da operadora do oleoduto estudado. ....	49
Tabela 4.4 - Taxas de corrosão média no oleoduto calculadas a partir dos cupons de perda de massa nos intervalos definidos e sua respectiva classificação segundo critério da operadora. ....	51
Tabela 4.5 - Valor apresentado para cálculo de taxa de corrosão média para o oleoduto e sua respectiva classificação segundo critério da operadora.....	58
Tabela 4.6 - Valor apresentado para cálculo de taxa de corrosão média para o trecho 1 e sua respectiva classificação segundo critério da operadora.....	59

Tabela 4.7 - Valor apresentado para cálculo de taxa de corrosão média para o trecho 2 e sua respectiva classificação segundo critério da operadora.....	67
Tabela 4.8 - Valor apresentado para cálculo de taxa de corrosão média para o trecho 3 e sua respectiva classificação segundo critério da operadora.....	71
Tabela 4.9 - Valor apresentado para cálculo de taxa de corrosão média para o trecho 4 e sua respectiva classificação segundo critério da operadora.....	74
Tabela 4.10 - Valor apresentado para cálculo de taxa de corrosão média para o trecho intermitente e sua respectiva classificação segundo critério da operadora.....	78
Tabela 4.11 - Valor apresentado para cálculo de taxa de corrosão média para o trecho estratificado e sua respectiva classificação segundo critério da operadora.....	82

## LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

$\rho$  - massa específica ( $\text{g/cm}^3$ )

$\Delta M$  – Diferença de massa (g) antes e após exposição ao meio corrosivo.

BANHT – Bactérias Anaeróbias Heterotróficas Totais

BRS – Bactérias Redutoras de Sulfato

K – constante a ser utilizada de acordo com a unidade de taxa de corrosão desejada

LDA – Lâmina D'Água. Distância compreendida entre o nível do mar e o leito submarino.

MFL – *Magnetic Flux Leakage*. Termo em inglês para denominar a tecnologia de vazamento de campo magnético para detecção e dimensionamento de descontinuidades volumétricas nas superfícies interna, externa ou no interior da parede metálica de dutos.

PMOA – Pressão Máxima de Operação Admissível

RGO – Razão Gás-óleo.

*Riser* – Trecho de duto que interliga o trecho assentado no leito marinho ao trecho instalado na plataforma.

S – área exposta do cupom ( $\text{cm}^2$ )

t – tempo de exposição (horas para corrosão uniforme ou dias para corrosão por pites)

Y – profundidade máxima dos pites (mm)

## RESUMO

Grande parte do volume de hidrocarbonetos produzidos em ambiente offshore na atualidade é transportado por intermédio de dutos rígidos submarinos. O gerenciamento da integridade destes dutos abrange várias disciplinas, tais como: Resistência dos Materiais, Química, Geologia, Oceanografia, entre outras. A integração destas áreas de estudo é necessária ao conhecimento dos mecanismos de degradação de dutos, a fim de determinar as causas e os tipos possíveis de falhas. A metodologia empregada atualmente para o controle da corrosão na superfície interna de dutos rígidos submarinos é sustentada principalmente pelas inspeções com *pigs* instrumentados, complementada pelo Monitoramento da Corrosão Interna (MCI). Este monitoramento consiste em acompanhar e avaliar os resultados oriundos de taxas de corrosão por cupons de perda de massa e por sondas corrosimétricas instaladas em pontos específicos dos dutos; análises físico-químicas dos fluidos escoados e dos resíduos gerados durante a operação; e de variáveis operacionais (pressão, temperatura e vazão, principalmente). As taxas de corrosão resultantes do MCI, em um oleoduto em operação na Bacia de Campos, foram comparadas às obtidas nas inspeções por *pigs* instrumentados. A forma com que tais taxas de corrosão se relacionam e as causas básicas para o comportamento de cada uma foram investigadas.



## ABSTRACT

A major part of the volume of hydrocarbons produced in offshore environment nowadays is transported by rigid pipelines. The integrity management of this pipelines involve a group of different disciplines, as follows: Materials, Structures and Solid Mechanics, Chemistry, Geology, Oceanography and so on. These areas of study are necessary to fully know all the phenomena's associated to the degradation processes to make it possible to define their causes, growth mechanisms as well as the kind of damage that might be found. This work is focused in the Internal Corrosion failure mechanism. 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, and corrosion probes installed in specific points of the pipeline, laboratorial analysis of fluid and residue samples during the operation and 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 the intelligent *pigs* inspections. The way each one of the corrosion rates are related and the basic causes for their behavior were investigated.

## 1. INTRODUÇÃO

Grande parte do volume de hidrocarbonetos produzidos pela indústria de petróleo na atualidade é transportado por intermédio de dutos terrestres ou submarinos. O gerenciamento da integridade destes sistemas de escoamento abrange várias disciplinas, tais como: Resistência dos Materiais, Química, Geologia, Oceanografia, entre outras. Estas áreas de estudo são necessárias para conhecer plenamente todos os fenômenos envolvidos nos processos de degradação de dutos e para que seja possível determinar suas causas, mecanismos de evolução bem como os tipos de danos que podem ser encontrados. Vários mecanismos de degradação passaram a ser conhecidos, muitas vezes à custa de acidentes, e cada uma das disciplinas necessárias serviram como importantes instrumentos para identificar, mensurar e avaliar estes mecanismos com propósitos voltados à prevenção, mitigação ou ambos, dependendo das necessidades de cunho técnico, econômico ou de segurança das pessoas e das instalações.

Uma das maneiras para prevenir processos de degradação em dutos é o desenvolvimento de técnicas capazes de identificar e dimensionar os danos causados por estes processos. A inspeção em dutos se desenvolve cada vez mais baseada em tecnologias de ensaios não destrutivos (ENDs) aplicados em equipamentos conhecidos como *pigs* instrumentados e é assessorada por outras técnicas como a análise de fluidos e resíduos, monitoramento da corrosão interna por cupons de perda de massa e sondas corrosimétricas como as de resistência elétrica, por exemplo.

Os avanços tecnológicos alcançados nas ferramentas de inspeção interna de dutos vêm trazendo um volume de dados cada vez maior para o devido tratamento. Em função disso, as necessidades de avaliações técnicas voltadas à previsão de crescimento dos defeitos mapeados têm exigido o emprego de abordagens estocásticas por parte dos engenheiros responsáveis pela integridade dos dutos.

Taxas de corrosão obtidas por cupons de perda de massa são obtidas através da exposição de amostras ao ambiente interno do mesmo. A perda de massa decorrente dos processos corrosivos atuantes no ponto de instalação do provador é quantificada e relacionada ao período de exposição do provador a este ambiente. Taxas de corrosão obtidas a partir de inspeções internas com *pigs* instrumentados utilizam os registros de defeitos detectados pela tecnologia utilizada

pelo *pig*. A perda de espessura detectada é interpretada como perda de massa e seu valor é relacionado ao intervalo de tempo definido pela inspeção atual e o último momento em que se tem conhecimento do valor de espessura de parede do duto (inspeção anterior ou o início de operação do duto). Várias metodologias são aplicadas para a utilização de um valor de defeito representativo do oleoduto para a determinação da perda de espessura. A utilização de cada uma delas depende das premissas adotadas pelas equipes responsáveis pela análise dos registros da inspeção interna.

Em um oleoduto rígido submarino, as limitações impostas à viabilidade de instalação de tomadas para inserção dos cupons (trechos de superfície das plataformas de origem e destino apenas) e a realização de medidas de campo com o intuito de correlacionar os valores de perda de espessura medidos pela ferramenta de inspeção (*pig*) geram incertezas que devem ser melhor conhecidas para uma avaliação adequada destes equipamentos.

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.

## **2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

### ***2.1. Corrosão Interna em Dutos Rígidos Submarinos***

Os itens abaixo fazem parte de classificação genérica estabelecida pela literatura [1] para caracterizar as maneiras diversas com que a corrosão pode se apresentar nos mais variados equipamentos. Esta classificação agrupa os tipos de corrosão segundo alguns critérios, são eles:

- A morfologia;
- As causas ou mecanismos;
- Os fatores mecânicos;
- O meio corrosivo, e;
- A localização do ataque.

Foram reunidos aqui os tipos de corrosão que normalmente se apresentam em sistemas submarinos de escoamento de petróleo. Estes tipos fazem parte dos diversos grupos relacionados acima, com exceção do item 2.1.2, a ser apresentado a seguir, que é utilizado de forma corriqueira para indicar genericamente processos corrosivos responsáveis por perdas metálicas em regiões específicas do equipamento e não em toda a superfície do material.

#### **2.1.1. Corrosão Uniforme**

O processo corrosivo pode ser responsável por uma perda metálica em toda a superfície do material. Considerando o escoamento de um fluido capaz de remover o(s) óxido(s) formado(s) e que esse(s) óxido(s) não tenha(m) características de aderência, é possível que o processo corrosivo seja relativamente difícil de ser percebido por uma simples observação direta, como em uma inspeção visual, por exemplo. Deve-se ter atenção para o emprego do termo “corrosão generalizada” para identificar este tipo de corrosão, pois este termo usualmente é utilizado para descrever alguns tipos de corrosão localizada quando as mesmas se estendem por toda a área

superficial de um determinado equipamento. Estas denominações, entretanto se confundem e podem variar de autor para autor.

### 2.1.2. Corrosão Localizada

Este conceito reúne as situações envolvendo processos corrosivos que possuem como característica a perda metálica de maneira localizada na superfície do material (corrosão puntiforme, p. ex.) e processos corrosivos onde estão envolvidos elementos que fazem com que a perda metálica ocorra em uma região específica da superfície. Alguns trabalhos se utilizam deste termo para abordar estes casos [2].

Esta perda localizada pode ocorrer devido a uma série de fatores:

#### 2.1.2.1. Fatores eletroquímicos

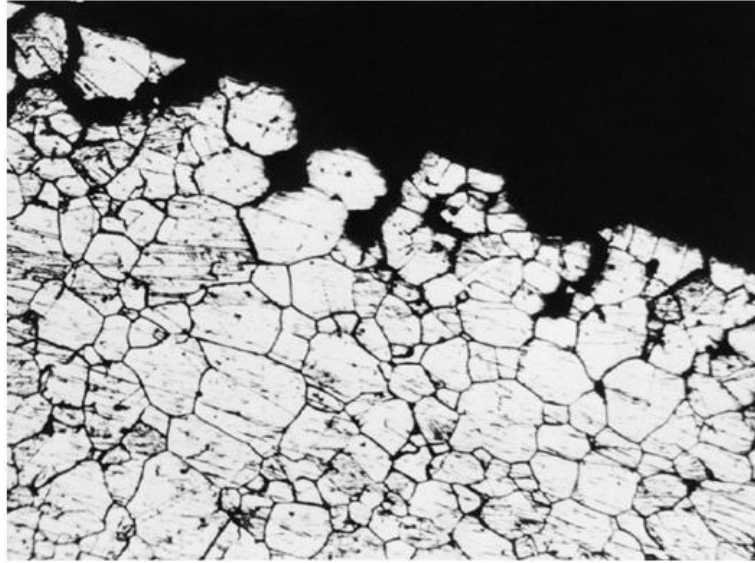
A ação dos fluidos escoados, considerados como um eletrólito, resulta em reações anódicas e catódicas ao longo de toda a superfície interna do duto. Os íons presentes nos fluidos são determinantes para os tipos de reações a serem desencadeadas. Segue abaixo os compostos químicos e íons tipicamente encontrados em correntes de petróleo escoados em um oleoduto rígido submarino segundo Nešić [2].

$\text{CO}_2$	Dióxido de carbono dissolvido
$\text{H}_2\text{CO}_3$	Ácido carbônico
$\text{HCO}_3^-$	Íons de bicarbonatos
$\text{CO}_3^{2-}$	Íons de carbonatos
$\text{H}^+$	Íons de hidrogênio
$\text{OH}^-$	Hidroxilas

$\text{Fe}_2^+$	Íons de ferro
$\text{Cl}^-$	Cloretos
$\text{Na}^+$	Íons de Sódio
$\text{K}^+$	Íons de Potássio
$\text{Ca}^{2+}$	Íons de Cálcio
$\text{Mg}^{2+}$	Íons de Magnésio
$\text{Ba}^{2+}$	Íons de Bário
$\text{Sr}^{2+}$	Íons de Estrôncio
$\text{CH}_3\text{COOH}$ (HAc)	Ácido Acético
$\text{CH}_3\text{COO}^-$ (Ac <sup>-</sup> )	Acetatos
$\text{HSO}_4^-$	Bissulfatos
$\text{SO}_4^{2-}$	Sulfatos

Células de Concentração Diferencial podem provocar perdas metálicas localizadas em regiões de interface de fluidos onde houver escoamento multifásico ou com fluidos de densidades diferentes. Estes casos serão apresentados com maiores detalhes no próximo item.

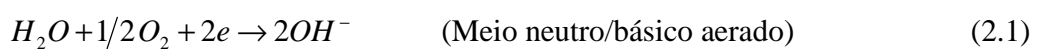
Outra situação a ser considerada é a existência de heterogeneidades presentes no material, ou seja, anomalias na fabricação ou nas condições operacionais podem gerar novas fases em ligas metálicas ou provocar alterações nos micro constituintes. Conseqüentemente, estas heterogeneidades podem provocar diferenças de potencial eletroquímico capazes de corroer regiões específicas do material, como se pode observar pela ocorrência de micro-pilhas em estruturas e equipamentos construídos em aço-carbono. Esta é a causa de diversos episódios de ocorrência de corrosão do tipo intergranular exemplificada logo abaixo pela Figura 2.1 onde o processo corrosivo ocorre no entorno dos grãos de materiais metálicos [1] [3].

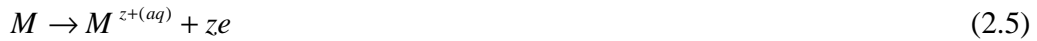
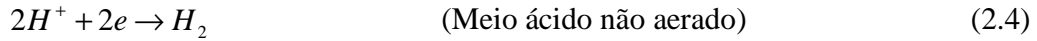
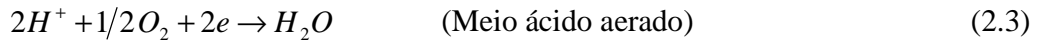
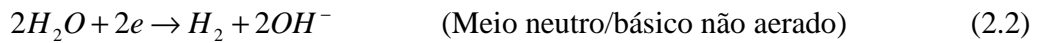


**Figura 2.1 - Exemplo de corrosão intergranular em material metálico. [1]**

A ocorrência de falhas parciais de revestimentos protetores ou de camadas de óxidos que porventura estejam aderidos à superfície metálica promovendo proteção anticorrosiva é a causa do surgimento do desequilíbrio entre áreas anódicas e catódicas de uma superfície metálica exposta a um eletrólito. Este desequilíbrio normalmente faz com que as poucas regiões anódicas sejam canais concentradores de uma alta densidade de corrente que, por sua vez, acelera as reações químicas que provocam a corrosão do material metálico. Uma corrosão acentuada é então observada nos locais onde tais falhas se fazem presentes.

As reações típicas a ocorrer nos pólos positivo (semi reação catódica) e negativo (semi reação anódica) de uma pilha eletroquímica podem ser descritas segundo as equações 2.1 a 2.5 respectivamente [4]. A reação anódica genericamente apresentada mostra a oxidação de um metal qualquer exposto a um eletrólito e com a presença de um potencial eletroquímico existente pela formação de uma pilha com metal mais nobre ou com as diferentes regiões formadas por heterogeneidades do referido metal.





#### 2.1.2.2. Fatores físicos

Casos em que os fluidos escoados provoquem corrosão aliada a um processo de erosão em regiões específicas das paredes de um duto também são exemplos de corrosão localizada. O escoamento pode não ser capaz de provocar erosão por si só, porém, o desprendimento da camada de produtos de corrosão pode ocorrer em locais onde há mudança de direção do fluxo, surgimento de turbilhonamentos (logo após flanges, válvulas, p. ex.) e facilitar a continuidade do processo corrosivo onde normalmente o mesmo seria interrompido ou diminuído consideravelmente com a barreira imposta pela camada formada por produtos de corrosão.

#### 2.1.2.3. Fatores mecânicos

Eventos capazes de introduzir tensões no material podem originar pontos preferenciais para o início de processos corrosivos. Impactos gerados por queda de objetos sobre o duto ou esforços provocados por movimentação de solo são exemplos destes tipos de eventos.

### 2.1.3. Células de Corrosão Diferencial

A separação de fases provocada pela diferença de densidade e pelas condições de escoamento dos fluidos pode provocar migração de contaminantes para uma fase específica



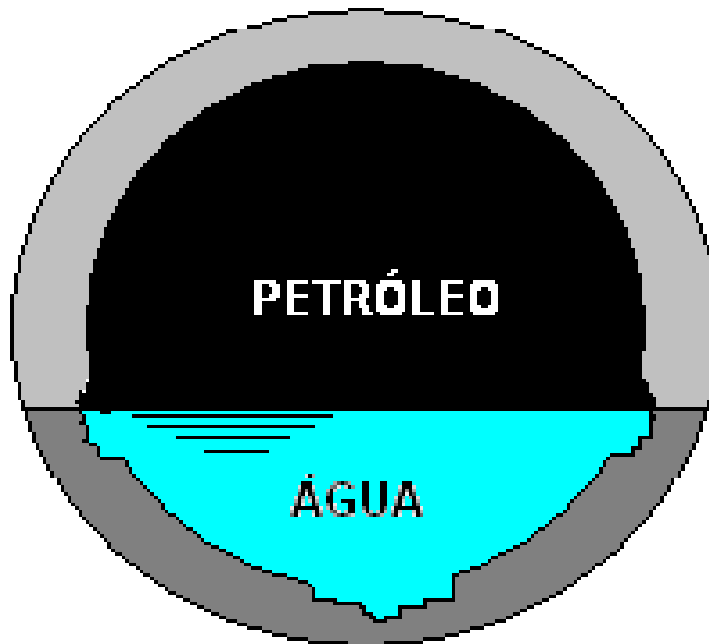
aumentando sua concentração e, conseqüentemente, sua capacidade em atacar o aço – material normalmente utilizado na fabricação de dutos rígidos submarinos.

#### 2.1.3.1. Corrosão por Concentração Diferencial

Segundo Vicente Gentil [1], este fenômeno ocorre por conta da força eletromotriz gerada pela diferença de potencial causada pelo contato de um mesmo material com um eletrólito que pode conter diferentes concentrações de íons dissolvidos ou diferentes concentrações de gases dissolvidos.

As regiões do material de que é composto o duto banhadas pelo eletrólito com menor concentração iônica, apresentam-se como regiões anódicas e, portanto, sofrem corrosão. Do mesmo modo, as regiões do material de que é composto o duto banhadas por um eletrólito menos aerado, ou seja, com menor concentração molar de oxigênio, possui potencial menos negativo e, portanto sofre corrosão em detrimento de regiões banhadas pelo eletrólito mais aerado.

Em um oleoduto, estas diferenças de concentração no eletrólito podem ocorrer, como informado anteriormente, no momento em que ocorre a separação das fases aquosa (proveniente da água da formação rochosa que compõe o reservatório) e da fase oleosa (proveniente do petróleo propriamente dito). Esta separação ocorre quando as condições operacionais permitem que surja um regime de escoamento ao longo do duto estável o suficiente para que a diferença de densidades entre os dois fluidos provoque uma decantação da água na região inferior da seção transversal do duto, conforme mostrado esquematicamente na Figura 2.2. Esta decantação, ao ocorrer, faz com que diversos sais dissolvidos migrem para a fase aquosa provocando a diferença na concentração.



**Figura 2.2** - Processo de separação de fases no interior do duto bem como as perdas de metal devido à formação das células de corrosão diferencial posicionadas na interface das fases óleo e água e a perda de metal localizada na geratriz inferior do duto. [5]

#### 2.1.3.2. Corrosão por Frestas

Este tipo de corrosão é na verdade uma particularidade do processo de corrosão por concentração diferencial. A diferença na concentração dos íons em solução no eletrólito ocorre nos pequenos espaços localizados entre chapas superpostas e em contato ou entre superfícies metálicas e não-metálicas, como nas regiões em que há falhas de aderência em revestimentos internos de dutos, por exemplo. Esta situação também está intimamente relacionada com a estagnação do eletrólito na região de fresta. Esta estagnação promove uma concentração diferenciada dos íons do eletrólito que compõem as faces da fresta, especialmente com relação ao oxigênio. A região menos arejada se situa, portanto, dentro da fresta. Como na corrosão por concentração diferencial, a região com menor concentração acaba assumindo o papel de anodo e é consumida. A **Figura 2.3** apresenta apenas um exemplo da ação corrosiva em um ambiente com

fresta, neste exemplo a diferença de concentração mostrada é a do elemento oxigênio (aeração diferencial) para o caso de um oleoduto, as reações a ocorrer são referentes a um ambiente não aerado.

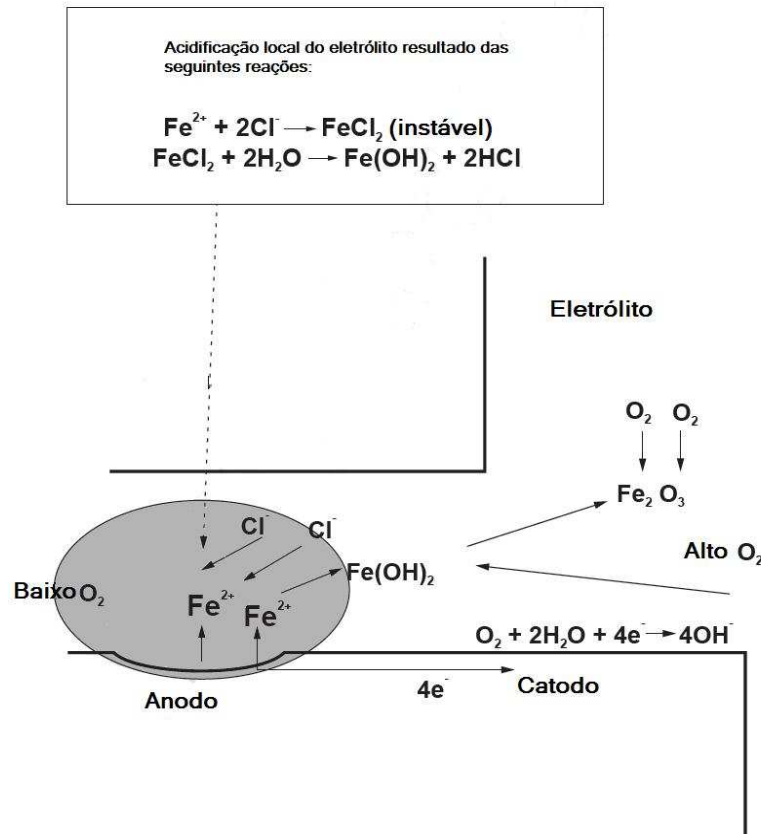


Figura 2.3 - Mecanismo de formação de pilha eletrolítica responsável pela corrosão por frestas. [3]

### 2.1.3.3. Corrosão sob Depósito

Uma variação da corrosão por frestas é chamada de Corrosão sob Depósito. Na verdade, este processo corrosivo se assemelha em muito a corrosão por frestas uma vez que o agente causador continua sendo a diferença de concentração iônica no eletrólito. Esta diferença é gerada pelas condições diversas de movimentação do eletrólito acima e abaixo dos produtos de corrosão

formados, além de outros elementos capazes de se precipitar em estado sólido na forma de diversos tipos de sais, carbonatos, bicarbonatos, entre outros. Além da formação de sais, a atividade microbológica pode formar filmes compostos por colônias de bactérias aderidas à parede do duto. Estes elementos formam incrustações na parede do duto e sua porosidade permite que o eletrólito permeie e se mantenha estagnado em regiões próximas à parede metálica.

#### **2.1.4. Corrosão sob Tensão**

Este é o termo comumente utilizado para se definir a ocorrência de processos corrosivos associados a solicitações mecânicas no material, porém, segundo Vicente Gentil [1], é condição necessária para caracterizar um processo de degradação como **corrosão**, a presença dos fenômenos de dissolução anódica ou oxidação no material atacado. Alguns processos de deterioração de materiais que envolvem a ação de solicitações mecânicas não podem ser classificados como CST (Corrosão sob Tensão) devido à ausência destes fenômenos. Assim, a degradação sofrida pelo material possui origem apenas mecânica.

A ação combinada de tensões e meios corrosivos produz uma sinergia no processo de degradação capaz de torná-lo mais intenso do que seria a soma das contribuições isoladas de tensão e corrosão. Este processo não produz indicações visíveis de perda de massa, fazendo com que sua detecção e dimensionamento sejam praticamente inviabilizados com a utilização de *pigs* instrumentados de detecção de perda de metal, que são as ferramentas corriqueiramente empregadas na inspeção de dutos rígidos atualmente.

Em geral, a literatura, [1] e [3] define que a CST depende basicamente de:

- tempo;
- concentração ou natureza de meio corrosivo;
- temperatura;
- estrutura e composição do material, e;
- tensão.

O processo de deterioração de oleodutos rígidos submarinos por intermédio da CST pode ocorrer principalmente em presença de gás sulfídrico, porém este processo está mais associado à fragilização pelo hidrogênio.

### **2.1.5. Corrosão Induzida por Microrganismos**

A corrosão microbiológica é o tipo de corrosão que se processa sob a influência de microrganismos, seja pela ação de seus metabólitos agressivos, pelo processo de despolarização catódica ou pela criação de áreas de aeração diferencial, causadas pelo consumo desigual de oxigênio, em função da presença de colônias microbianas fortemente aderidas à superfície, capazes de gerar um ambiente anaeróbio em sua base. [6]

A corrosão envolvendo microrganismos em oleodutos rígidos submarinos está fortemente ligada às bactérias redutoras de sulfatos (BRS). Estas bactérias são oriundas da água do mar utilizada como fluido de injeção na recuperação secundária de petróleo.

Este fenômeno está intimamente ligado ao mecanismo de formação do chamado biofilme. Para que uma colônia de bactérias seja capaz de criar as condições necessárias à ocorrência de processos corrosivos, estas devem se aderir à superfície metálica da parede do duto, ou seja, assumir a condição de bactérias sésseis. O processo de adesão e multiplicação deve seguir alguns passos, desde a adesão inicial, sua fixação ao substrato metálico com o auxílio de polímeros extracelulares produzidos pelas bactérias. Em seguida, a colonização tem início e outros tipos de bactérias ou fungos podem se reproduzir concomitantemente aos microrganismos originais. Finalmente, partes do biofilme se desprendem aleatoriamente de acordo com as condições de escoamento dos fluidos e do nível de atividade das bactérias que compõem o biofilme. A Figura 2.4 ilustra de forma esquemática estas etapas [7].

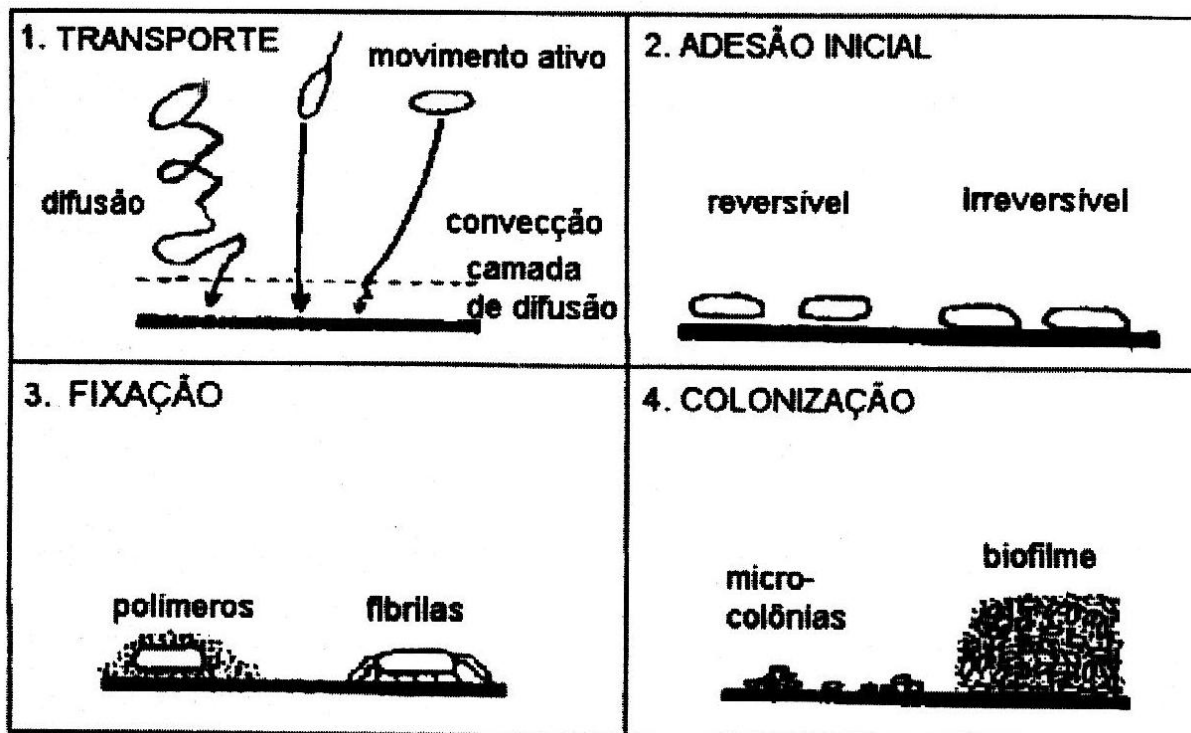


Figura 2.4 - Mecanismo de formação de colônias bacterianas responsáveis pela corrosão induzida por microrganismos [7].

Basicamente o processo corrosivo ocorre com a redução do sulfato inorgânico a sulfeto. Este mecanismo baseia-se no princípio da despolarização das regiões catódicas no material, ou seja, a bactéria utiliza o hidrogênio das regiões catódicas para reduzir o sulfato a sulfeto. O produto desta reação é o sulfeto de hidrogênio ( $H_2S$ ) que pode prejudicar o aço que compõe a parede do duto de duas formas [1]:

- Misturar-se ao meio aquoso formando ácido sulfúrico, que reduz o pH do meio e, conseqüentemente, incrementa o potencial de corrosividade do eletrólito em contato com a parede metálica do duto, e;
- Reagir com ferro presente no aço formando o sulfeto de ferro e liberando hidrogênio atômico. A presença deste sulfeto retarda a passagem do hidrogênio atômico a

molecular aumentando a possibilidade do mesmo de penetrar no material e promover a fragilização pelo hidrogênio.

Os fatores que influenciam a corrosão induzida por microrganismos são apresentados a seguir [3]:

- Velocidade do escoamento – sua influência é pouca ao se tratar da aderência propriamente dita das bactérias à superfície metálica no longo prazo. Sua criticidade reside no tipo de biofilme a se formar. Velocidades baixas formam colônias volumosas e facilmente perturbáveis, ou seja, podem ter regiões destacadas com certa facilidade, o que as tornam críticas para a intensidade de processos corrosivos localizados. Velocidades altas formam filmes mais finos, densos e mais resistentes a forças externas;

- pH – sua influência é determinante no nível de atividade bacteriana. O crescimento de BRS, por exemplo, é minimizado em meios com pH 11 e eliminado ao se ultrapassar valores de 12,5.

- Oxigenação do fluido – fator relevante apenas para bactérias aeróbias, não é o caso do tipo de bactéria passível de ocorrer em oleodutos.

- Limpeza – a limpeza do fluido está referenciada a turbidez e a quantidade de sólidos em suspensão na fase aquosa. Estas características são determinantes na formação de ambientes favoráveis a aderência de bactérias na superfície interna do oleoduto. Uma rotina de limpeza com *pigs* é muito eficaz na prevenção de formação de grandes colônias bacterianas por remover biofilmes e depósitos acumulados ao longo do duto.

#### **2.1.6. Corrosão pelo CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S**

A corrosão sofrida pelo aço carbono em oleodutos rígidos devido a ação de gases dissolvidos como o CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S podem ser críticas para a integridade dos equipamentos. O CO<sub>2</sub> dissolvido sofre hidratação formando ácido carbônico, que reduz o pH da fase aquosa do fluido, e passa por duas etapas de dissociação na etapa catódica da reação, conforme as reações apresentadas abaixo.



O carbonato gerado se liga ao ferro presente no aço da parede metálica do duto formando o carbonato de ferro, que pode assumir características protetoras ou não, dependendo, principalmente, da taxa de precipitação do sal. Se esta taxa for inferior a taxa de corrosão do aço, a camada de precipitado não consegue se aderir com eficiência à parede metálica tornando-a porosa e não-protetora, mesmo com altas espessuras. Caso a taxa de precipitação do sal seja superior a corrosão, a camada torna-se cada vez mais densa e estável. Esta precipitação depende da saturação do carbonato de ferro na fase aquosa. A temperatura ambiente é crítica para formação de camadas protetoras ou não do carbonato. Para temperaturas superiores a 60°C, a intensidade de saturação do sal é elevada e a camada protetora é formada.

A etapa anódica da reação ocorre produzindo a oxidação do ferro presente no aço segundo a semi-reação representada abaixo.



Situação similar ocorre com o gás sulfídrico dissolvido, que também sofre duas etapas de dissociação. [8]





A etapa anódica da reação mostra a formação do Sulfeto de ferro e as reações variam de acordo com o pH do meio. [9]



O produto de corrosão neste caso é o sulfeto de ferro (FeS) e a camada formada por este composto é catódica em relação a parede metálica do duto, aumentando a agressividade do processo corrosivo, caso sua aderência apresente alguma instabilidade. [9]

Dutos que tenham a presença concomitante de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S têm a formação das camadas de sais resultantes das reações destes gases modificadas. Em temperaturas mais baixas (até 80°C) o sulfeto de ferro forma uma película meta-estável sobre a superfície metálica reduzindo a taxa de corrosão. Acima disto, a combinação CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S/Cloretos faz com que a camada de carbonato de ferro tenha maior dificuldade de se formar em presença do H<sub>2</sub>S gerando taxas de corrosão maiores do que as obtidas em meios contendo apenas o CO<sub>2</sub>. [9]

## **2.2. Gerenciamento da Corrosão Interna em Dutos Rígidos Submarinos**

O gerenciamento da corrosão interna em dutos rígidos submarinos é composto pelas atividades de inspeção interna com *pigs* instrumentados associados ao monitoramento da corrosão interna.

Um programa efetivo de gerenciamento da integridade abrange outros modos de falha além da corrosão interna. Ele deve levar em conta todas as ameaças potenciais ao duto. Programas de monitoramento e inspeção devem ser elaborados para detectar e, preferencialmente, mitigar

estas ameaças ao longo do tempo. O programa deve redirecionar os esforços de manutenção baseados nos resultados de inspeção e monitoramento. Ele também deve fornecer informações relevantes para efetuar reparos e a reabilitação do duto. [10]

### **2.2.1. Monitoramento da Corrosão Interna**

Esta atividade é parte do gerenciamento da corrosão interna em dutos rígidos submarinos e é composta basicamente por três itens: avaliação de taxas de corrosão com a utilização de cupons de perda de massa e sondas corrossimétricas; análise de amostras dos fluidos escoados pelo duto bem como dos resíduos carregados juntamente com os respectivos fluidos e a análise dos regimes de escoamento (monofásico ou multifásico, de acordo com as características dos fluidos escoados e os parâmetros operacionais atuantes).

O acompanhamento destas atividades fornece às equipes responsáveis pela integridade estrutural de um duto as informações para a avaliação do potencial de corrosividade do fluido escoado bem como as possíveis alterações que o mesmo possa sofrer de acordo com as mudanças na composição dos fluidos escoados, nas variáveis operacionais (temperatura, pressão e vazão, p. ex.) e nas propriedades hidrodinâmicas do escoamento (regimes laminar ou turbulento, emulsões de óleo em água ou vice versa, regimes de escoamento multifásico, entre outras). [11]

### **2.2.2. Cupons de Perda de Massa**

A utilização de cupons é um dos métodos mais utilizados para a obtenção de estimativas da degradação provocada por corrosão de equipamentos que utilizam materiais metálicos em sua construção e que operam em contato com fluidos que possam atuar como eletrólitos. Provadores metálicos fabricados com diversos tipos de aços. Os materiais comumente utilizados podem ser os aços de baixo carbono como os ABNT 1018 e ABNT 1008 bem como os usualmente utilizados para a construção de dutos (API 5L X65, por exemplo) [12]. Estes provadores são inseridos através de tomadas Figura 2.5 para que fiquem expostos ao ambiente interno e sofram os mesmos

processos de degradação sofridos pela parede metálica do duto. Após um período determinado por norma, o provador é retirado e tratado para que seja medida a massa metálica perdida durante o tempo de exposição. Tanto a corrosão uniforme quanto a corrosão por pites (corrosão de uma superfície metálica limitada a um ponto ou uma pequena área, que toma a forma de cavidade) podem ser avaliadas com o uso de cupons. A taxa de corrosão por pites, entretanto, não está associada à perda de massa propriamente dita, mas sim à profundidade máxima dos pites formados durante o tempo de exposição.

Os critérios e regras para a avaliação das taxas de corrosão estão presentes em [13] e podem ser calculadas, para corrosão uniforme e por pites respectivamente, segundo as equações destacadas abaixo:

$$tx = \frac{K \times \Delta M}{S \times t \times \rho} \quad (2.15)$$

$$tx = \frac{365 \times Y}{t} \quad (2.16)$$

Onde:

tx – taxa de corrosão;

K – constante a ser utilizada de acordo com a unidade de taxa de corrosão desejada

$\Delta M$  – Diferença de massa (g) antes e após exposição ao meio corrosivo.

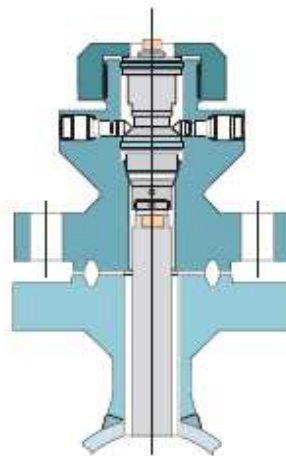
S – área exposta do cupom (cm<sup>2</sup>)

t – tempo de exposição (horas para corrosão uniforme ou dias para corrosão por pites)

$\rho$  - massa específica (g/cm<sup>3</sup>)

Y – profundidade máxima dos pites (mm)

As figuras identificadas como Figura 2.5, Figura 2.6 e Figura 2.7 mostram, respectivamente, a montagem de um dos tipos de tomadas existentes para cupom em uma tubulação, o aspecto de um cupom de corrosão do tipo disco antes de sua montagem no campo e após exposição ao meio e tratado para verificação de perda de massa.



**Figura 2.5 - Exemplo de tomada para inserção de cupom de perda de massa. [14]**

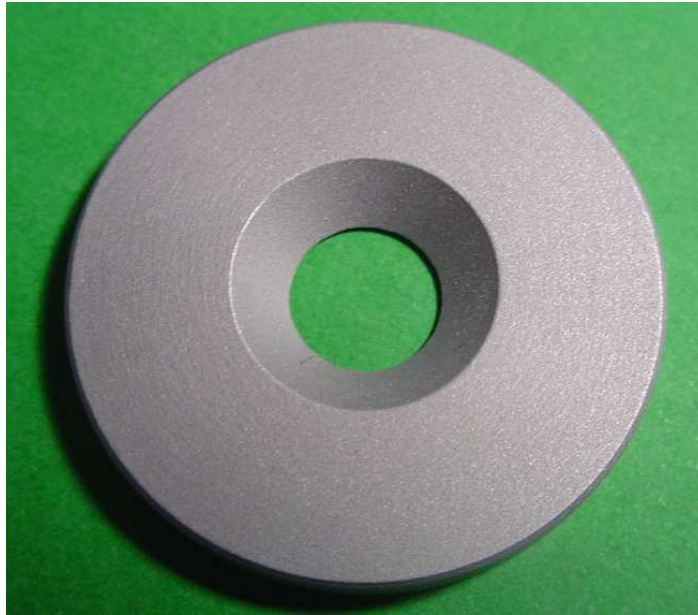


Figura 2.6 - Aspecto de cupom de perda de massa pronto para montagem no campo. [15]



Figura 2.7 - Aspecto de cupom de perda de massa retirado e preparado para análise. [25]

### 2.2.3. Sondas Corrosimétricas

Sondas Corrosimétricas são dispositivos utilizados para fornecer informações sobre mudanças nos dados de processo e seus efeitos na perda de metal causados pela corrosão. Estes elementos possibilitam um monitoramento contínuo da corrosão e avaliações dos resultados de medidas de controle de processos corrosivos no equipamento monitorado.

Os dois tipos básicos de sondas em utilização são as de resistência elétrica e as do tipo eletroquímico (sondas de resistência à polarização linear e galvânicas).

As sondas de resistência elétrica atuam medindo a variação da resistência elétrica provocada pela redução da seção transversal do elemento sensor quando o mesmo sofre perdas metálicas oriundas de processos corrosivos atuantes sobre ele. O aumento da resistência elétrica é proporcional à corrosão acumulada para o período de exposição.

As sondas do tipo LPR (*Linear Polarization Resistance*) utilizam 2 ou 3 eletrodos de material similar ou idêntico ao do material a ser monitorado. Um dos eletrodos é o eletrodo de trabalho e os outros são o contra-eleto. A sonda atua polarizando o eletrodo de trabalho em níveis baixos de potencial. O potencial é modificado em relação ao potencial de corrosão com a ajuda do contra-eleto. Com isso, uma corrente anódica ou catódica é impressa no eletrodo de trabalho. Enquanto a polarização for baixa, existe uma relação linear entre esta polarização e a corrente impressa no eletrodo de trabalho (corrente de polarização). A resistência à polarização medida pelo instrumento é então uma relação entre a polarização do eletrodo de trabalho e a corrente impressa sobre ele. A taxa de corrosão é inversamente proporcional a esta resistência de polarização. Este tipo de sonda mede a corrosividade instantânea de um fluido e não o acúmulo de danos efetuados por um período de exposição.

Sondas galvânicas utilizam eletrodos de dois tipos de materiais diferentes com o propósito de formar uma corrente galvânica gerada pelos diferentes potenciais formados. O instrumento atua na medição de variações desta corrente galvânica, altamente susceptível às variações na concentração de oxigênio dissolvido no fluido a que os sensores estão submersos. Seu propósito então não é a medição de taxas de corrosão e sim o controle dos níveis de oxigênio em um

determinado sistema ou a avaliação da eficiência de produtos químicos utilizados como seqüestramentos de oxigênio. [16]

#### **2.2.4. Análise de Fluidos e Resíduos**

As análises laboratoriais têm a finalidade de caracterizar qualitativa e quantitativamente os elementos e compostos químicos resultantes das diversas reações químicas presentes durante o escoamento de fluidos no interior de um oleoduto. Estas reações podem ser parte dos processos corrosivos atuantes ou podem estar associadas aos mesmos, contribuindo positiva ou negativamente a sua intensidade. As análises são, portanto, críticas para auxiliar na identificação destes processos e suas causas básicas, tanto na estimativa da severidade com que os mesmos podem estar atuando quanto em sua morfologia.

Segue abaixo as tabelas identificadas como Tabela 2.1 e Tabela 2.2 para apresentar as rotinas analíticas utilizadas atualmente nas diversas amostras coletadas durante a operação de um oleoduto rígido submarino [11]. A fase gasosa será coletada apenas se o fluido escoado for petróleo não tratado, ou seja, sem o tratamento de separação primário que consiste na separação da fase gás, fase água e fase óleo do petróleo produzido.

**Tabela 2.1 - Rotina analítica utilizada na fase líquida do fluido escoado em um oleoduto rígido submarino. [11]**

Magnésio e Cálcio	BSW
Sulfato	Sulfetos Totais
Cloretos	CO <sub>2</sub> dissolvido
Alcalinidade	O <sub>2</sub> dissolvido
Ácidos Orgânicos	pH
Detecção e contagem de BRS	Ferro Total
Detecção e contagem de BANHT	Estrôncio
Residual de inibidor de corrosão	Bário

**Tabela 2.2 - Rotinas analíticas utilizadas na fase gasosa e nos resíduos sólidos em um oleoduto rígido submarino. [11]**

Fase gasosa	CO <sub>2</sub>
	O <sub>2</sub>
	H <sub>2</sub> S
Resíduos sólidos	Teor de matéria inorgânica
	Caracterização de matéria inorgânica
	Detecção e contagem de Bactérias sésseis (BANHT e BRS)
	Determinação de sulfetos (compostos de enxofre solubilizados por ácido)

Onde:

BSW – *Basic Sediments and Water*



BANHT – Bactérias Anaeróbicas Heterotróficas Totais

BRS – Bactérias Redutoras de Sulfato

### **2.2.5. Análise de Regimes de Escoamento**

O termo “Regimes de Escoamento” aparece para o tratamento de diferentes aspectos no que se refere a escoamento de fluidos. Ele pode ser utilizado para a definição do comportamento das camadas no escoamento (Regime laminar ou turbulento), para a definição do número de fases presentes (Monofásico, Bifásico ou Multifásico) ou para definir as possíveis configurações caso haja mais de uma fase presente (Regime de Bolhas, Anular, Estratificado, entre outras). A abordagem presente neste item está focada ao estudo do comportamento das diferentes fases em um escoamento e suas implicações nos processos corrosivos atuantes em um oleoduto. Estudos da influência do regime de escoamento na corrosão interna de dutos já são realizados há alguns anos [17].

Os componentes básicos que podem estar presentes em um fluido escoado em oleodutos são:

- Gás;
- Óleo;
- Água, e;
- Sedimentos.

Estes componentes podem interagir de diferentes formas no interior do duto e esta interação depende das propriedades físicas e mecânicas (viscosidade, tensão superficial, compressibilidade, entre outras) de cada um, das condições submetidas ao escoamento ao longo de todo o comprimento do duto (pressão, temperatura e vazão, principalmente) e das características inerentes ao duto propriamente dito (diâmetro, inclinação, acabamento superficial da parede metálica em contato com o escoamento, entre outras). O resultado desta interação é a formação de diferentes tipos de regime de escoamento:

- Regime Monofásico: os fluidos podem se misturar formando uma solução ou uma emulsão (caso da água e óleo, uma vez que os mesmos são imiscíveis);
- Regime Bifásico: a definição de duas fases no escoamento pode ocorrer para fases líquida e gasosa ou para dois líquidos com diferentes densidades incapazes de formar uma solução e sob as condições apropriadas para segregação;
- Regime Multifásico: ambas as segregações citadas no item anterior ocorrendo no escoamento. Gera-se uma fase gasosa e líquida e esta, por sua vez, é composta por uma fase oleosa e uma fase aquosa bem definidas.

Ao se verificar a formação de regimes diferentes do monofásico, a configuração destas fases passa a assumir um importante papel nas condições do escoamento de um duto. Diversos estudos foram realizados para identificar e classificar o comportamento entre as diferentes fases formadas, bem como analisar a influência das condições inerentes aos fluidos, ao escoamento e ao duto mencionadas anteriormente neste comportamento [18] [19] [20].

Estes estudos disponibilizaram informações suficientes para a elaboração de mapas capazes de identificar os regimes bifásicos predominantes em um determinado tubo de acordo com as variações de uma determinada característica das fases presentes. Considerando a definição de regime multifásico, é cabível entender que os tipos de escoamento bifásico desenvolvidos nos estudos anteriormente citados podem ser estendidos ao escoamento multifásico.

Devido às dificuldades em reproduzir fielmente as condições de escoamento em laboratório e à subjetividade inerente a identificação dos diferentes regimes de escoamento multifásico (realizada, em alguns trabalhos, por intermédio de observação direta do escoamento formado em seções transparentes de tubulações [21]), muitas classificações de regimes de escoamento multifásico foram criadas e, conseqüentemente, muitos mapas que definem as condições para a ocorrência destes tipos. Faz-se necessário então, definir um modo de classificação a ser adotado como padrão e basear os estudos e trabalhos a partir daí segundo a classificação escolhida. A Figura 2.8 apresentada abaixo relaciona os tipos de regime bifásico mais utilizados atualmente.

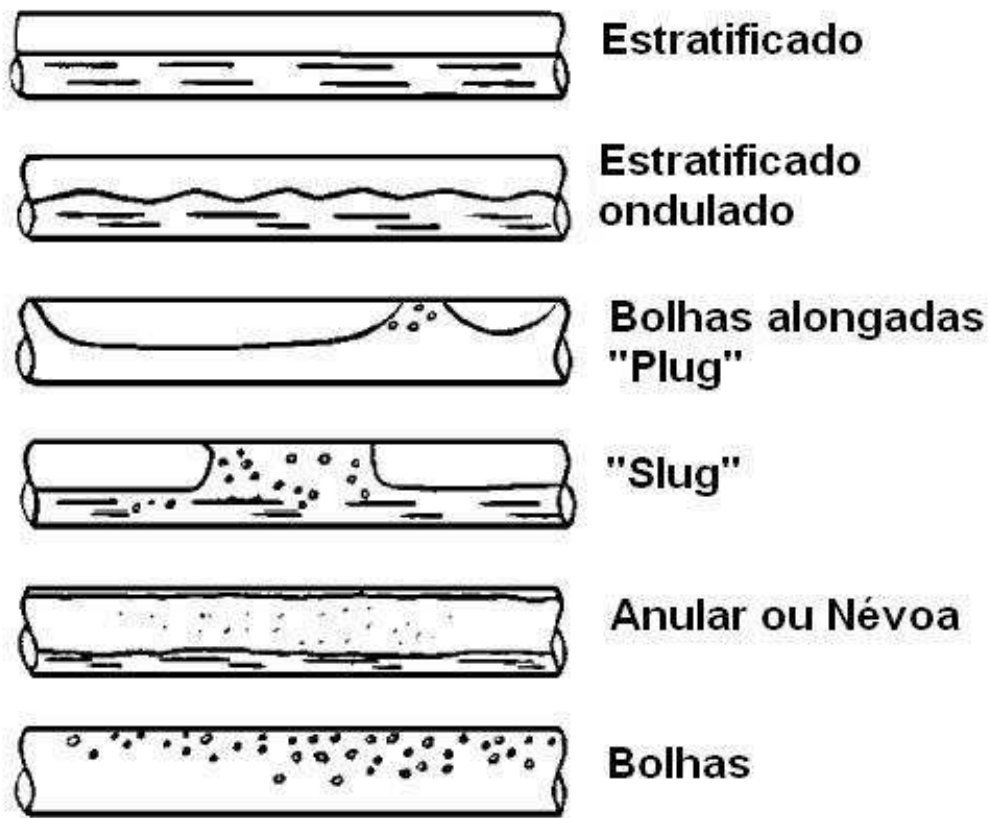


Figura 2.8 - classificação de regimes de escoamento bifásico (líquido e gás) mais aceitos atualmente.[22]

Os dois mapas gerados por estudos considerados como os mais consistentes para a identificação e qualificação de regimes de escoamento bifásico em tubos horizontais estão apresentados nas figuras denominadas Figura 2.9 e Figura 2.10. O primeiro gráfico apresenta em seus eixos vertical e horizontal o conceito de velocidade superficial das fases do escoamento. Esta velocidade representa uma velocidade teórica da fase caso a mesma escoasse sozinha pela seção transversal do tubo. O segundo gráfico utiliza como valores para seus eixos conceitos mais complexos que relacionam, além das velocidades superficiais das fases envolvidas, os gradientes de pressão ao longo do tubo de cada uma das fases (parâmetro  $X$ ), densidade das fases, viscosidade cinemática da fase líquida e a inclinação do tubo (parâmetro  $K$ ) e, além dos citados para o parâmetro  $K$ , o diâmetro do tubo para a definição dos parâmetros  $T$  e  $F$ . Estes parâmetros representam as coordenadas utilizadas para o traçado das curvas de transição apresentadas como

A, B, C e D. As curvas A e B definidas pelas coordenadas F e X, a curva C é definida pelas coordenadas K e X e a curva D é definida por T e X.

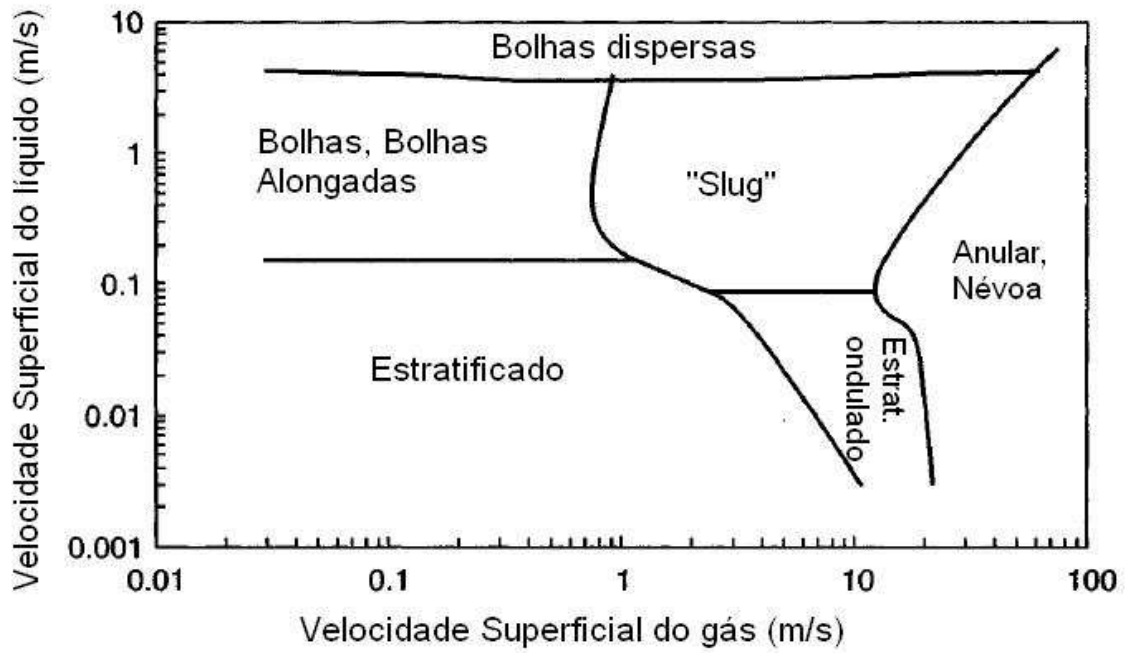


Figura 2.9 - Mapa de regimes de escoamento bifásico (líquido e gás) elaborado por Mandhane et al.[20]

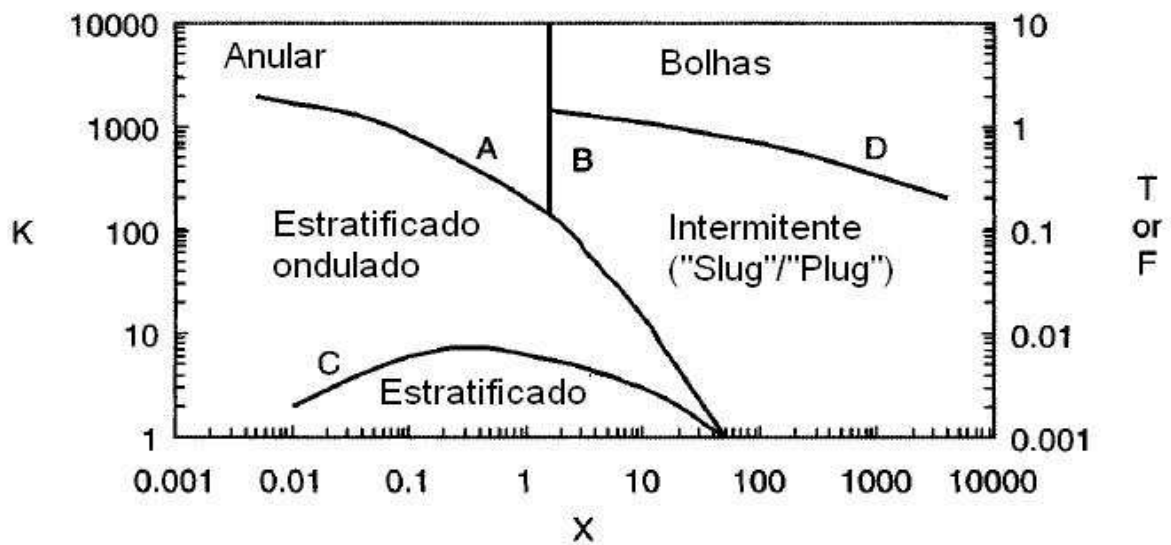


Figura 2.10 - Mapa de regimes de escoamento bifásico (líquido e gás) elaborado por Taitel-Dukler.[20]

## 2.2.6. Inspeção Interna

A inspeção interna de dutos submarinos rígidos é sustentada primordialmente pela passagem de ferramentas inteligentes de inspeção denominadas *pigs*. “*Pig*” é a denominação para os dispositivos inseridos no interior de um duto ou tubulação propulidos pelo deslocamento do próprio fluido para cumprir diversas finalidades, tais como: limpeza, remoção de líquidos, separação de fluidos dissimilares, isolamento de trechos para manutenção, aplicação de revestimentos ou produtos químicos e aquisição de dados para vários fins (verificação geométrica, detecção de discontinuidades ou vazamentos, georeferenciamento e mapeamento tanto de variáveis operacionais como de forças atuantes durante a passagem pelo duto).

### 2.2.6.1. *Pigs* Instrumentados

Os *pigs* que possuem em sua estrutura alguma facilidade com capacidade de aquisição de dados são classificados como “*pigs* instrumentados”, ou seja, possuem componentes capazes de

gerar e armazenar dados durante sua passagem pelo interior do duto. Os *pigs* usualmente utilizados para a inspeção de dutos com o objetivo de avaliar a corrosão interna são os *pigs* de detecção de perda de metal. As duas principais tecnologias utilizadas para realizar a detecção dos defeitos empregam conceitos de ultra-som e fuga de campo magnético.

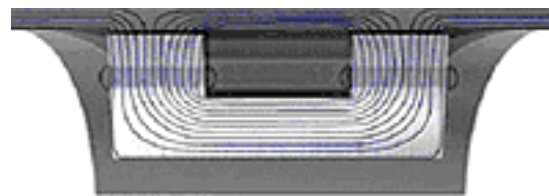
### Tecnologia de “Fuga de Campo Magnético” - MFL

O princípio da tecnologia MFL consiste na detecção de uma anomalia em um campo magnético aplicado sobre a parede metálica de um duto rígido. Esta anomalia é usualmente provocada por descontinuidades volumétricas geradas por processos corrosivos. Sensores realizam o dimensionamento destas anomalias no campo magnético e os dados são relacionados a dimensões de defeitos padrão utilizadas com fins de calibração da ferramenta de inspeção.

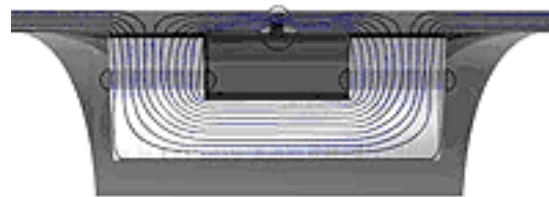
A tecnologia de fuga de campo magnético possui capacidade de detecção adequada até mesmo para anomalias com geometria puntiforme. Isto ocorre devido ao fato de que os padrões de perturbações no campo magnético registrados pela ferramenta de inspeção são maiores do que o defeito propriamente dito. [23]

Um ponto a se chamar a atenção é a necessidade de se promover um nível de excitação suficiente para a saturação magnética da parede metálica do duto. Um nível de magnetização apropriado reduz significativamente os efeitos espúrios causados pela magnetização residual, tensões atuantes no duto, bem como os efeitos de variação de velocidade da ferramenta de inspeção, ou seja, do *pig*. [24]

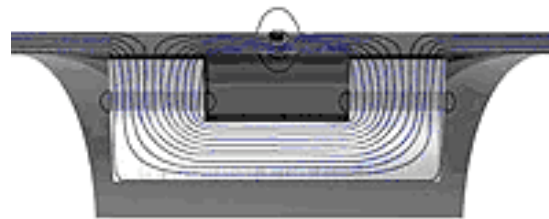
As figuras identificadas como Figura 2.11 e Figura 2.12 mostram, respectivamente, o comportamento típico do campo magnético aplicado na presença de defeitos localizados nas faces interna e externa da parede metálica de um duto e as orientações principais das linhas de fluxo magnético em duto a serem utilizadas de acordo com os tipos de defeitos cuja detecção é almejada.



Linha de fluxo magnético - duto sem falha



Linha de fluxo magnético - duto com falha interna



Linha de fluxo magnético - duto com falha externa

Figura 2.11 - Representação gráfica do vazamento do campo magnético utilizado na detecção e dimensionamento de discontinuidades em dutos.[17]

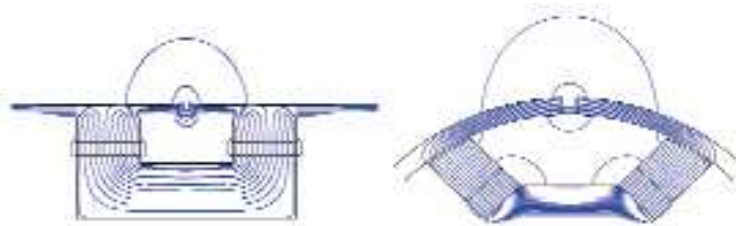


Figura 2.12 – Orientação longitudinal e circunferencial das linhas de fluxo magnético na parede metálica de um duto rígido. [24]

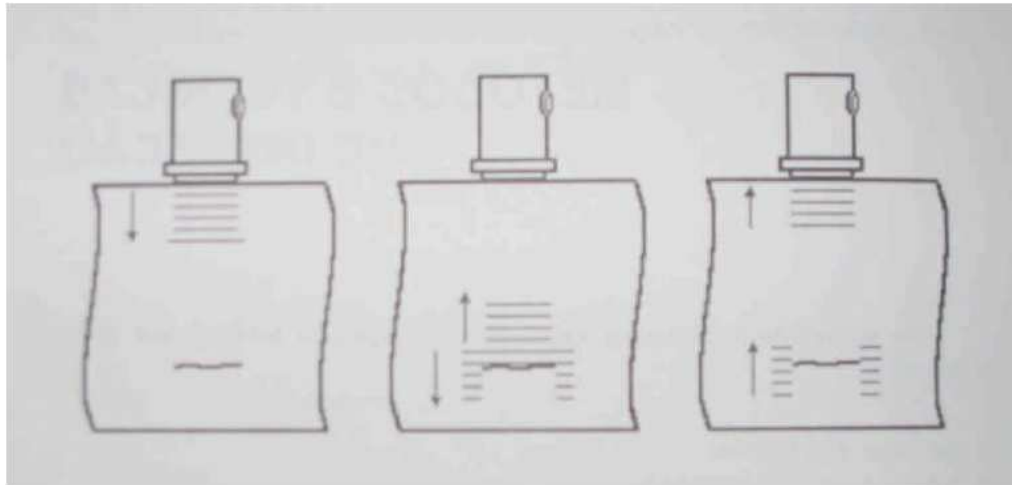


**Figura 2.13 – Exemplo de *pig* com o emprego de tecnologia do tipo MFL [25]**

### Tecnologia de Ultra-som

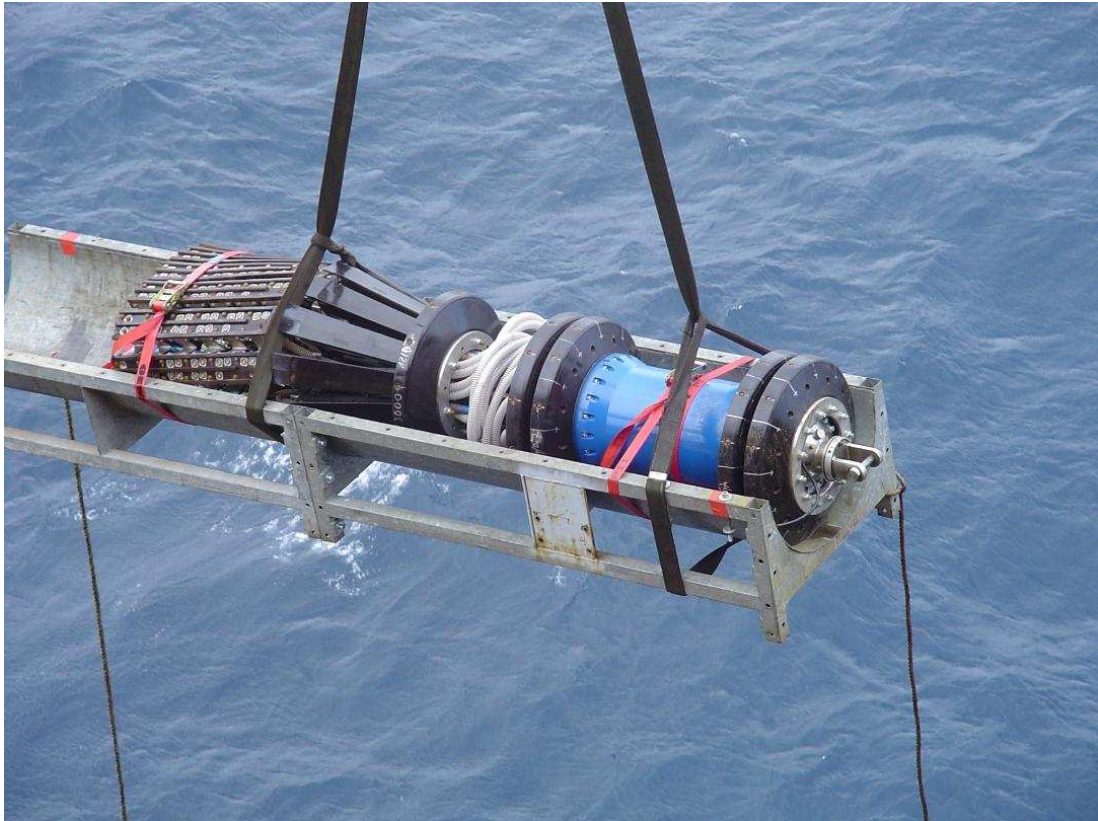
Os *pigs* ultra-sônicos são construídos com diferentes arranjos de sensores capazes de emitir e receber feixes de ondas ultra-sônicas. Estes sensores são na verdade dispositivos contendo elementos capazes de gerar a onda ultra-sônica a partir de uma excitação elétrica (efeito piezoelétrico) e são conhecidos como transdutores. A utilização do ultra-som para a detecção de perda de metal está baseada na tecnologia denominada pulso-eco. Os transdutores emitem a onda ultra-sônica e medem o tempo de trânsito necessário à mesma para sofrer o efeito de reflexão na parede interna do duto e retornar ao transdutor.





**Figura 2.14 - Representação esquemática da técnica de ultra-som do tipo pulso-eco utilizada para medição de espessura da parede metálica em dutos. [26]**

A evolução desta tecnologia permitiu montar ferramentas de inspeção capazes de detectar discontinuidades planares presentes no duto. Outros tipos de transdutores em diferentes arranjos geram feixes que se propagam no interior da parede metálica do duto e sofrem vários efeitos (difração, conversão de modo e reflexão, p. ex.) ao encontrarem discontinuidades no material metálico. As discontinuidades são detectadas e dimensionadas através dos efeitos de reflexão (ou difração, no caso de algumas tecnologias mais específicas) sofridos pela onda ultra-sônica. A configuração do arranjo de sensores no *pig* vai determinar a orientação das discontinuidades a serem identificadas e dimensionadas, uma vez que esta característica é crítica para a efetiva reflexão do sinal. A Figura 2.15 mostra um exemplo de arranjo típico de sensores em uma ferramenta real em operação.



**Figura 2.15 - Exemplo de pig ultra-sônico utilizado na inspeção interna de dutos.**

Os *pigs* ultra-sônicos são equipamentos mais recentes que os MFL e tem como principal vantagem a maior precisão no mapeamento do defeito e no dimensionamento dos mesmos. A medição das dimensões dos defeitos é efetuada de forma direta através da medição do tempo de trânsito do pulso ultrasônico até atingir o defeito e seu retorno enquanto que o dimensionamento em uma ferramenta MFL está baseado em procedimentos de calibração da ferramenta frente a padrões de defeitos com dimensões conhecidas.

Os *pigs* ultra-sônicos são equipamentos mais recentes que os MFL e tem como principal vantagem a maior precisão no mapeamento do defeito e no dimensionamento dos mesmos. Suas desvantagens estão associadas ao custo mais elevado quando comparado à inspeção com *pigs* MFL e às limitações da técnica de inspeção com ultra-som. A principal delas é a necessidade de um meio capaz de propagar com eficiência o feixe ultra-sônico, ou seja, a inspeção de gasodutos com esta tecnologia é viabilizada apenas com a injeção de um colchão líquido para atuar como

acoplante. Esta ação, na maioria dos casos implica em retirada do duto de operação para a execução da inspeção.

### **2.2.7. Análise dos Resultados de Inspeções Internas com *Pigs* Instrumentados**

Os resultados de inspeções com *pigs* são apresentados em relatórios e normalmente as empresas que vendem os serviços de inspeção de dutos possuem aplicativos computacionais que auxiliam os operadores de dutos, seus clientes, a manipular e tratar os dados registrados pelas corridas. “Corrida” é o termo utilizado para definir o lançamento de um *pig*, seu deslocamento pelo interior de um determinado duto e seu recebimento para a coleta das informações registradas pelos seus sensores. Os registros de uma inspeção interna consistem em listagens de todos os tipos de anomalias ao longo do duto. Estas anomalias são classificadas em diversos tipos. Podem ser eventos geométricos existentes no duto, tais como: válvulas, flanges, curvas, variações de espessura, soldas circunferências dos tubos e anodos montados durante a fabricação (os anodos são detectados apenas com a tecnologia MFL).

As indicações de perdas de espessura representam o objetivo maior da inspeção. As indicações podem estar localizadas na face interna, na face externa e no interior da parede do duto. A quantidade de indicações pode variar dependendo do grau dos processos de degradação, da presença de defeitos de fabricação a que o duto foi submetido, do comprimento do mesmo bem como da capacidade de detecção da ferramenta, definida por sua resolução, ou seja, a menor perturbação no campo magnético capaz de ser detectada pelos sensores (para tecnologia MFL) ou o menor acréscimo no tempo de trânsito da onda ultrasônica medido associado ao número de sensores montados no equipamento.

Como a corrosão ao longo de dutos pode variar consideravelmente, é necessário desenvolver metodologias para particionar o duto em segmentos baseados em diversos aspectos, um deles podendo ser a severidade do ataque corrosivo. Isto pode ser realizado utilizando uma abordagem estatística. A metodologia deve prover valores estatísticos representativos das taxas de crescimento da corrosão para uma avaliação baseada em uma otimização dos custos para conhecer

a condição de integridade futura do duto. Mais importante ainda, a metodologia deve facilitar os esforços para a criação de um modelo para prever o crescimento da corrosão baseado nas condições locais de corrosão. [20]

A utilização de ferramentas estatísticas permite a realização de análises de vida remanescente de dutos com acurácia adequada aos padrões exigidos e de forma simplificada. [27]

Em função do exposto, as informações pertencentes a um oleoduto em operação na Bacia de Campos foram reunidas e os dados oriundos de:

- cupons de perda de massa;
- tipos de regime de escoamento multifásico;
- análises químicas de fluidos e resíduos, e;
- resultados de inspeções com *pigs* instrumentados

foram utilizados na obtenção de taxas de corrosão para fins de comparação.

### 3. MATERIAIS E MÉTODOS

Um oleoduto responsável pela transferência de petróleo produzido por três plataformas localizadas na Bacia de Campos foi utilizado como objeto de estudo para a obtenção das taxas de corrosão provenientes das trocas de cupons e das inspeções internas com *pigs* instrumentados. As taxas obtidas são relacionadas aos intervalos definidos pelos três momentos utilizados como referência na vida operacional do duto:

- Início de operação do duto (1987);
- Primeira inspeção interna com *pig* instrumentado (2000);
- Segunda inspeção interna com *pig* instrumentado (2006).

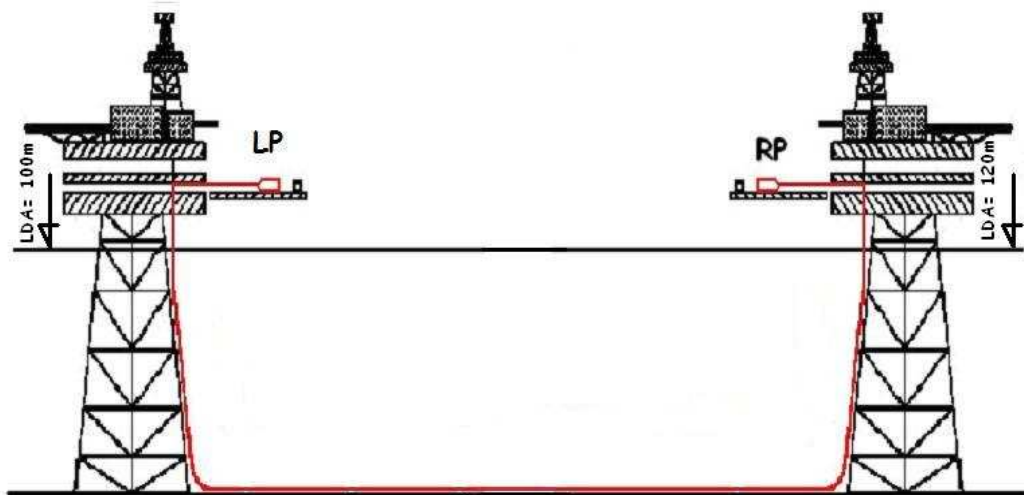
Os intervalos entre estes momentos passam a ser denominados de Intervalo 1 (1987 a 2000), Intervalo 2 (1987 a 2006) e Intervalo 3 (2000 a 2006).

As informações referentes aos dados técnicos, condições operacionais e histórico do oleoduto bem como todas as informações pertinentes aos fluidos escoados por ele encontram-se no próximo item. A descrição sucinta da metodologia empregada na análise está apresentada no item seguinte.

#### **3.1. Dados Técnicos do Oleoduto**

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. A representação esquemática do duto e suas informações técnicas estão relacionadas na Figura 3.1 e na Tabela 3.1, respectivamente, apresentadas a seguir. A Figura 3.2 mostra a configuração do relevo no leito submarino da região onde está instalado o oleoduto. É possível perceber pela disposição das isóbatas batimétricas no arranjo submarino que não existem variações formando depressões ou montanhas que possam provocar alterações no

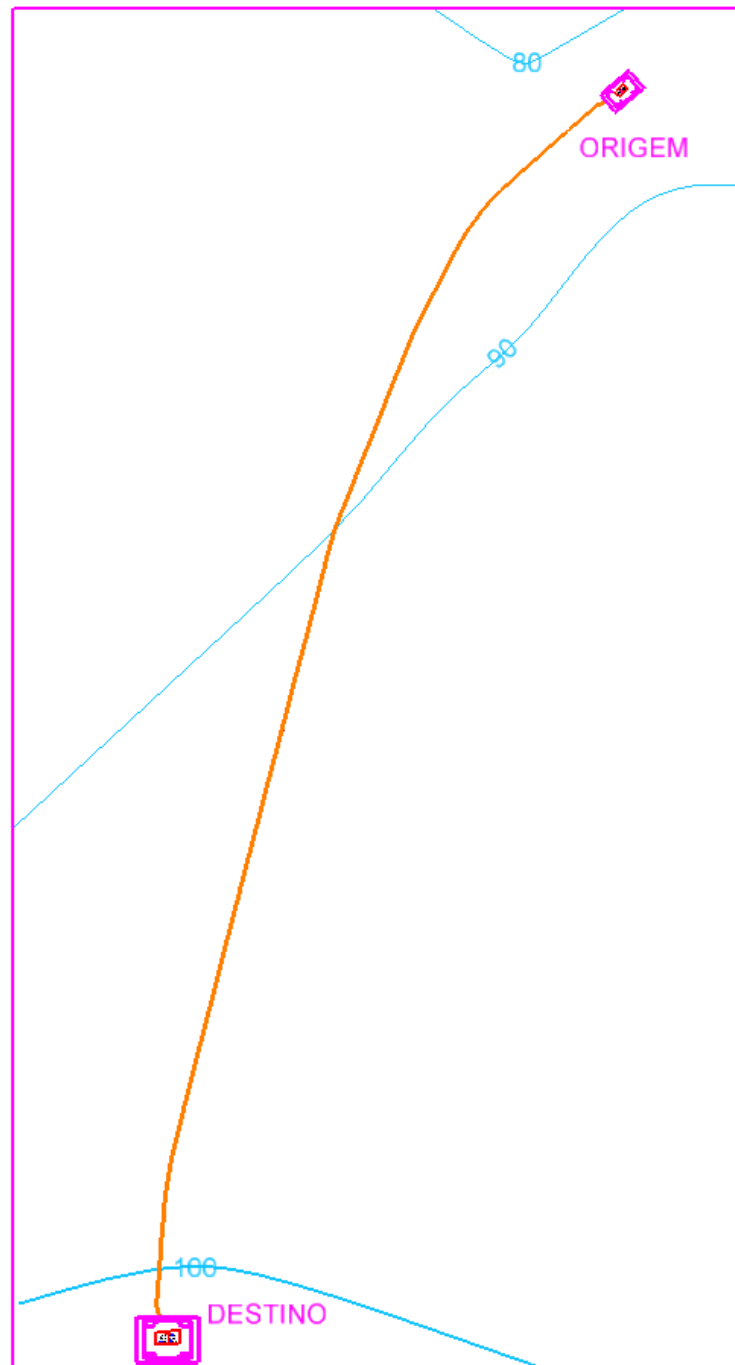
escoamento do fluido no interior do oleoduto. A diferença de apenas 20 metros de altura ao longo dos 8,3 km de extensão faz com que o ângulo de inclinação do duto seja muito próximo de zero.



**Figura 3.1 - Representação esquemática do oleoduto estudado. (LP=Lançador de Pigs, RP=Receptor de Pigs, LDA=Lâmina d'água)**

**Tabela 3.1 - Características técnicas do oleoduto utilizado como objeto de estudo. Fonte: Banco de dados interno da operadora. (PMOA=Pressão Máxima de Operação Admissível, LDA=Lâmina d'água)**

Data da Instalação: 01/09/1987	Norma de Projeto: DNV
Pressão de Projeto: 13,5 MPa (138 kgf/cm <sup>2</sup> )	Diâmetro Nominal: 406,4 mm (16")
Pressão de Teste: 20,3 MPa(207 kgf/cm <sup>2</sup> )	PMOA: 4,41 MPa (45 kgf/cm <sup>2</sup> )
Pressão de Operação: 1,47 MPa (15 kgf/cm <sup>2</sup> )	Diâmetro Interno: 383,7 mm (15,108")
Material: API 5L X60	Espessura de parede: 11,13 mm (0,438")
Extensão: 8,3 km	LDA (origem): 100 m
LDA (destino): 120 m	



**Figura 3.2** Lay-out submarino da região de instalação do oleoduto.

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.



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 metal do tipo MFL. Esta inspeção identificou perdas de espessura da parede metálica do duto significativas. 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 desejáveis. Este novo trecho do oleoduto foi instalado em 2000 e possui espessura de parede de 22,3 mm.

### 3.2. Caracterização dos fluidos

O fluido escoado pelo duto é na verdade uma emulsão óleo/água e possui as características principais apresentadas na tabela 3.2.

**Tabela 3.2 - Características básicas do fluido escoado pelo oleoduto. Fonte: Relatórios internos da operadora.**

BSW (médio): > 70%	°API: 24
Água livre: > 70%	RGO: 25 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Viscosidade do óleo a 38°C: 80 cp	CO <sub>2</sub> (fração molar): 3,9%
pH: ~ 6,8 (análise laboratorial)	pH: 5,8 (simulação computacional)

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

O valor de pH apresentado na tabela deve ser considerado com cuidado devido a presença de CO<sub>2</sub> no fluido. Como a amostragem realizada para a análise é retirada em condições de pressão atmosférica, o CO<sub>2</sub> dissolvido nas condições de pressão do oleoduto é liberado no ar. Com isto, a acidificação provocada pelo gás na fase aquosa não ocorre na amostra e o pH obtido não corresponde ao valor encontrado no interior do duto. Este problema foi solucionado utilizando recursos de simulação computacional para a obtenção de um valor mais próximo à realidade.

As análises bacteriológicas registram alguma atividade microbiológica no duto, a qual está relacionada à ocorrência de concentrações de H<sub>2</sub>S no oleoduto detectadas em trabalho específico realizado em 2004 [28]. Atribui-se a presença de gás sulfídrico no oleoduto à atividade bacteriana em seu interior. Conforme análise presente em relatório interno da operadora [28], o gás sulfídrico não reage com o aço por conta da ocorrência de atividade microbiológica se dar no trecho de menor temperatura do duto que também sofre alguma precipitação de parafina. O H<sub>2</sub>S segue em equilíbrio nas fases gasosa, oleosa e aquosa até a plataforma de destino e esta camada de parafina atua como barreira protegendo a parede metálica do H<sub>2</sub>S dissolvido na fase aquosa do escoamento.

As injeções de produtos químicos são efetuadas 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 auxiliar o processo de separação na planta de tratamento, localizada na plataforma de destino, de forma a atingir o enquadramento das especificações do óleo a ser transferido ao terminal terrestre.

### **3.3. Metodologia**

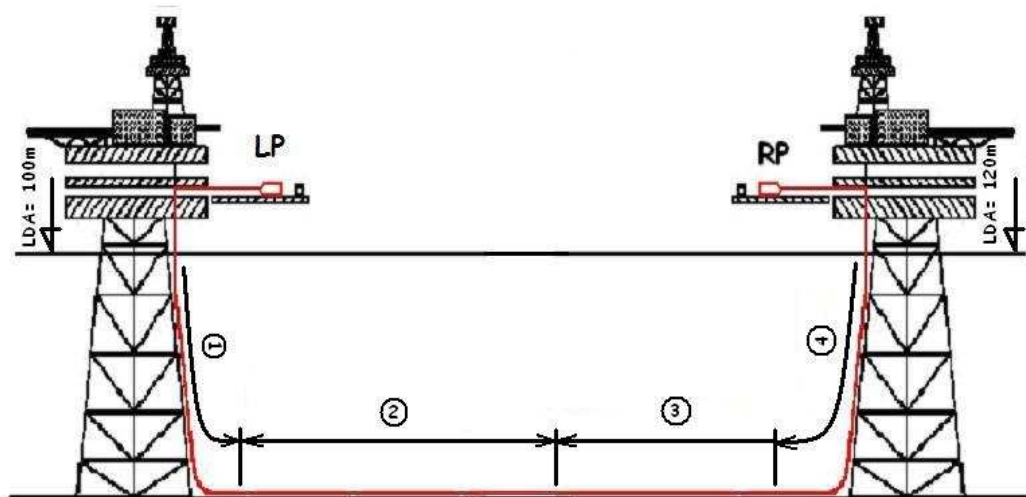
O método utilizado para a elaboração do trabalho consistiu no tratamento dos dados das duas inspeções por *pigs* instrumentados efetuadas no duto e a comparação dos resultados deste tratamento com as informações oriundas dos cupons de perda de massa dentro do mesmo intervalo de tempo.

As taxas 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 acima.

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. Em seguida, a aplicação de ferramenta estatística, apresentada em [27], 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. Defeitos representativos da população analisada foram utilizados para o cálculo das taxas de corrosão.

As informações oriundas dos dados técnicos do oleoduto, das análises físico-químicas de fluidos e resíduos e do histórico operacional do oleoduto foram utilizadas para subsidiar as análises dos resultados obtidos. As duas estratégias de segmentação implementadas no duto para este trabalho estão baseadas na intervenção para substituição do trecho de aproximadamente 3,5 km de extensão mencionado anteriormente e no estudo (representado pelo trecho de número 3), realizado em 2007, dos tipos de regimes de escoamento multifásico presentes ao longo do duto. As Figura 3.3 e Figura 3.4 ilustram as duas estratégias de segmentação.



**Figura 3.3 - Representação esquemática da estratégia de segmentação do oleoduto baseada na intervenção para substituição do trecho corroído.**

A segunda estratégia, como mencionado anteriormente, foi baseada em relatório interno da operadora elaborado para conhecer de forma mais apurada os regimes de escoamento multifásico presentes no oleoduto. 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 pelo estudo realizado por especialistas da operadora. Este estudo consistiu em uma simulação computacional do escoamento 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.

A segmentação do duto tomando como base este estudo teve a finalidade de verificar se o tratamento dos dados da inspeção com *pig* instrumentado permitiria a visualização de comportamentos diferentes das populações de defeitos inseridas nestes trechos. Para um estudo prático, os dados de entrada do fluido, do escoamento e do duto devem estar atualizados ou, para análises de períodos definidos pelo tempo entre duas inspeções, uma análise da variação destes fatores no intervalo deve ser realizada. Esta análise deve determinar se serão utilizadas médias que representem as variações supracitadas ou se valores críticos serão utilizados para tornar o estudo mais conservativo.

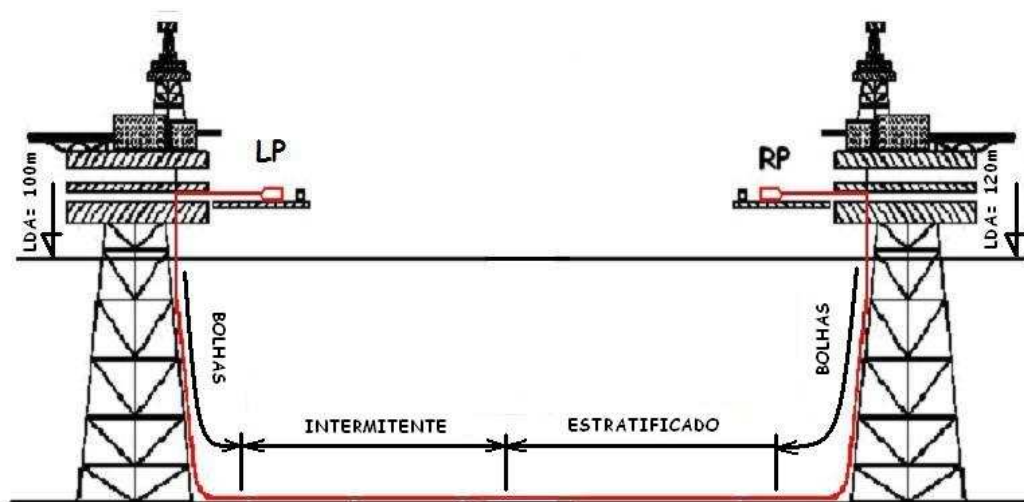


Figura 3.4 - Representação esquemática da estratégia de segmentação do oleoduto baseada na simulação computacional dos regimes de escoamento multifásico presentes no oleoduto.

## **4. RESULTADOS E DISCUSSÕES**

### ***4.1. Monitoramento da Corrosão Interna***

As informações utilizadas para a definição de uma taxa de corrosão para o oleoduto no período idêntico ao das inspeções com *pigs* são oriundas da atividade de troca dos cupons de perda de massa localizados nos trechos de superfície das plataformas de origem e destino do oleoduto. Informações adicionais referentes às análises de fluidos e resíduos, regimes de escoamento e condições operacionais são abordadas para a comprovação prática da definição dos processos corrosivos atuantes no oleoduto e suas causas básicas.

É importante lembrar que a plataforma de produção de petróleo, onde o duto abordado neste trabalho tem sua origem, recebe a produção de outras duas plataformas e as redireciona, junto com sua própria produção, à plataforma de destino para sofrer o tratamento de separação primária necessário ao recebimento do petróleo por um terminal terrestre. Os produtos químicos injetados no sistema são relacionados para futura referência.

O desemulsificante, injetado na primeira plataforma, auxilia no processo de separação entre o óleo e a água efetuado na planta de tratamento operada pela plataforma de destino.

O biocida de choque, que é injetado também na primeira plataforma, começou a ser utilizado em 2005.

O inibidor de corrosão começou a ser injetado em 2006 e teve alguns problemas na continuidade da ação de injeção devido a problemas de fornecimento do produto e de disponibilidade do sistema de injeção propriamente dito.

#### **4.1.1. Análise de Fluidos e Resíduos**

O conjunto de análises laboratoriais das amostras coletadas para a elaboração de relatórios de monitoramento de corrosão interna dentro do período compreendido entre os anos de 2002 a

2007 permitiram traçar considerações a respeito dos processos corrosivos dos fluidos escoados pelo duto, conforme mostrado nas tabelas 4.1 e 4.2 apresentadas a seguir:

Tabela 4.1 – Resultados de análises de fluidos e resíduos. [28]

Análise	Saída (PVM-3)			Chegada (PPG-1)		
	28/07/04	14/11/04	14/01/05	10/08/04	14/11/04	02/02/05
N° BRA	3981	5827	1948	3981	5827	1948
BANHT (NMP/mL)	9	95	25	2,0E+03	2,5E+02	75
CONT BRS Mesófilas PLANT (NMP/mL)	3	95	25	1,4E+04	2,5E+01	45
DET BRS Mesófilas PLANT	8	6	14	11	7	11
BSW Total (% v/v)	71	74	79	84	77	77
Sulfato (mg/L)	56	52	53	38	44	41
Estrôncio (mg/L)	452	384	487	452	536	485
Bário (mg/L)	22	25	25	22	26	24
Cloreto (mg/L)	55686,21	56938,35	58461,21	57757,12	56965,96	57631,47
pH	6,7	6,5	6,65	6,96	6,92	6,68
Ferro (mg/L)	13	17	18	16	16	17
Sulfeto (mg/L)	1,6	4,7	2,6	4,4	4,3	1,2
Temperatura (°C)	-	-	-	35	46	-

Tabela 4.2 – Exemplo de resultados de análises de fluidos e resíduos. [28]

Análise	Saída (PVM-3)			Chegada (PPG-1)		
	Data	19/04/05	13/09/05	14/12/05	-	13/09/05
N° BRA	1948	4934	6882	-	4934	6882
BANHT (NMP/mL)	25	4	95	-	25	95
CONT BRS Mesófilas PLANT (NMP/mL)	25	0	<3	-	<3	4
DET BRS Mesófilas PLANT	(+)14	(-)16	(+)7	-	(+)7	(-)16
BSW Total (% v/v)	79	84	77	-	73	71
Sulfato (mg/L)	53	52	38	-	120	49
Estrôncio (mg/L)	487	468	506	-	679	494
Bário (mg/L)	25	21	16	-	15	23
Cloreto (mg/L)	58461,21	56762,57	57478,11	-	69792,42	56083,50
pH	6,65	6,80	6,69	-	6,75	6,84
Ferro (mg/L)	18	12	16	-	5,6	17
Sulfeto (mg/L)	2,6	3,7	3,3	-	1,5	3,2
Temperatura (°C)	53	55	54	-	45	43

Existe atividade bacteriológica no duto. A presença de teores de H<sub>2</sub>S no fluido foi atribuída a esta atividade, porém a ausência de compostos de enxofre resultantes da reação com o ferro permite concluir que os processos corrosivos resultantes destes fatores não são encontrados no duto.

Houve significativa redução nos valores de contagem de bactérias nas amostras coletadas a partir de 2005 devido ao início da injeção de biocida.

A detecção de altos percentuais de BSW (próximos de 80%) indica criticidade para os processos corrosivos identificados no duto.

A presença de CO<sub>2</sub>, capaz de provocar alterações nos valores de pH encontrados nas análises realizadas nas amostras coletadas.



#### 4.1.2. Cupons de Perda de Massa

As trocas de cupons são registradas em sistema informatizado de controle desenvolvido pela operadora do duto. 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 análises baseadas nestas informações. Os resultados estão ilustrados graficamente nas figuras identificadas como Figura 4.1 (plataforma de origem) e Figura 4.2 (plataforma de destino) e as médias calculadas para cada um dos intervalos utilizados no estudo encontram-se compiladas na Tabela 4.4.

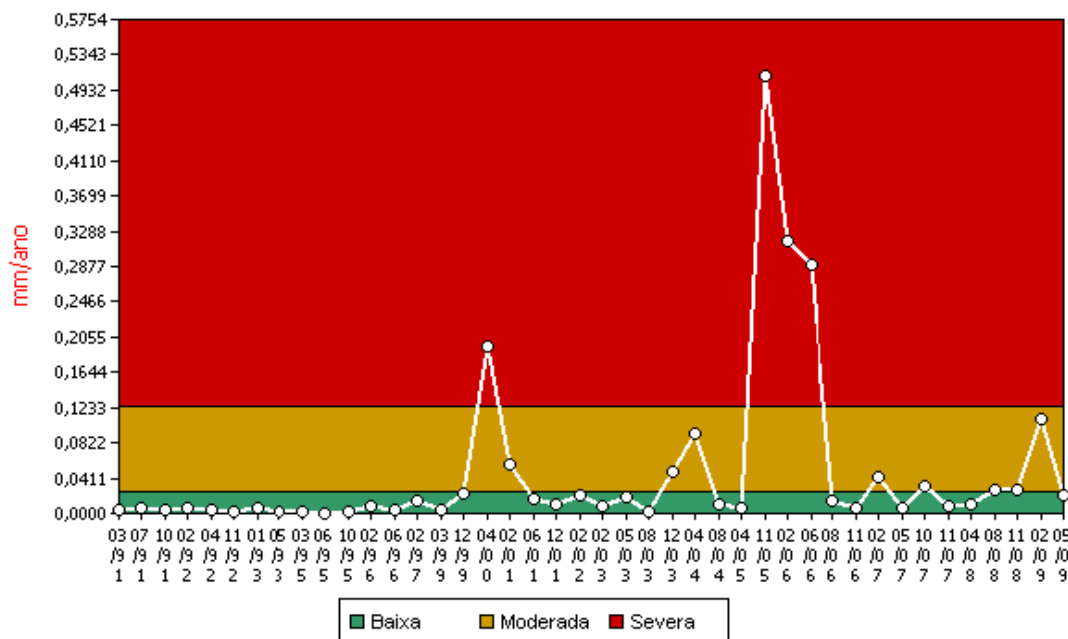
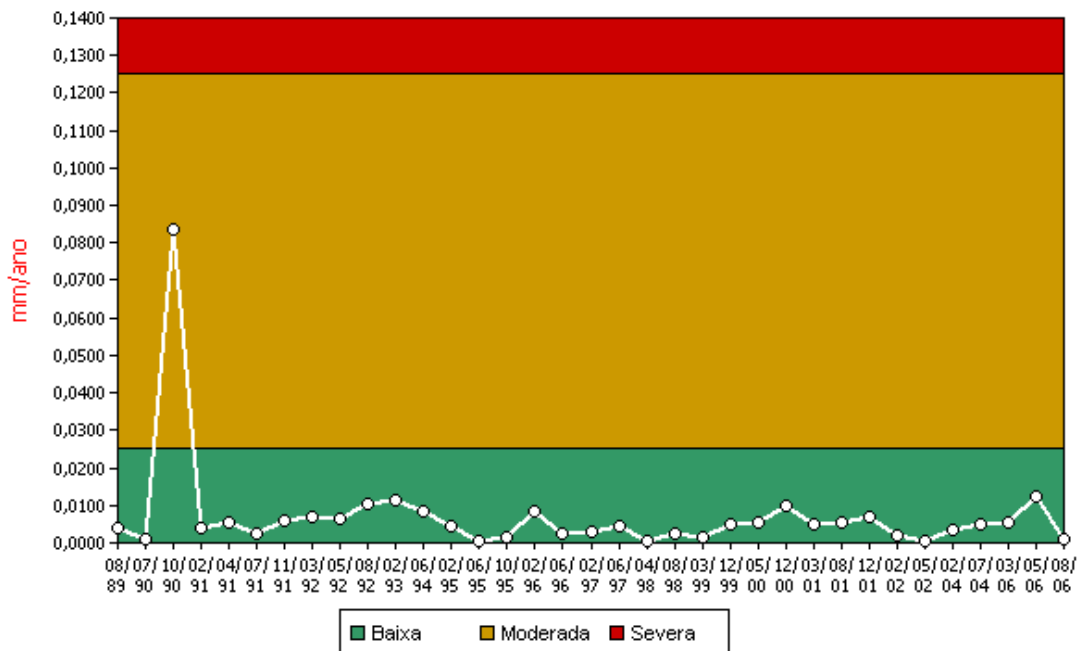


Figura 4.1 - Acompanhamento das taxas de corrosão de cupons de perda de massa na plataforma de origem do oleoduto.



**Figura 4.2 - Acompanhamento das taxas de corrosão de cupons de perda de massa na plataforma de destino do oleoduto.**

Os critérios para a classificação da intensidade do ataque de processos corrosivos é definida pelas normas internas da operadora do duto e são apresentados por intermédio da tabela mostrada abaixo: [13]

**Tabela 4.3 – Critério para classificação da intensidade de processos corrosivos segundo norma interna da operadora do oleoduto estudado.**

Tipo Corrosão	Corrosão Uniforme Taxa		Pite Taxa	
	mpy	mm/ano	mpy	mm/ano
Baixa	< 1,0	< 0,025	< 5	< 0,127
Moderada	1,0 - 5	0,025 - 0,125	5 - 8	0,127 - 0,201
Severa	> 5	> 0,125	> 8	> 0,201

As linhas de tempo em cada uma das figuras representam o início da execução sistematizada da atividade de troca dos cupons de perda de massa nas plataformas de origem e destino.

Dois momentos relevantes são identificados ao se observar o gráfico referente ao monitoramento na plataforma de origem: Dezembro de 1999 a junho de 2001 e abril de 2005 a agosto de 2006. 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. O segundo pico do gráfico é um exemplo de como a interação entre produtos químicos injetados deve ser avaliada. O início do pico coincidiu com o início da injeção de biocida. Este produto provocou acidificação do fluido escoado pelo duto e gerou um acréscimo considerável à severidade do processo corrosivo até que um inibidor de corrosão fosse injetado no sistema. O início dessa ação ocorreu exatamente no mesmo período onde foram registrados os momentos de queda na taxa de corrosão do cupom provocando o retorno dos valores aos níveis considerados aceitáveis segundo critério adotado pela operadora.

Outro fato relevante que pode influenciar positivamente os resultados de MCI e também das inspeções internas com *pigs* instrumentados é o início, a partir de 2004, da rotina semanal de passagem de *pigs* de limpeza no duto. Esta rotina permite que resíduos e água acumulados no interior do duto sejam arrastados impedindo sua estagnação e uma conseqüente contribuição maior para a corrosão interna.

As taxas de corrosão registradas na chegada do duto apresentam níveis inferiores provavelmente devido à turbulência gerada pela subida do fluido pelo *riser*, onde o regime de escoamento multifásico passa a ser do tipo “Bolhas”, ou seja, o contato constante com a fase aquosa do fluido deve deixar de existir neste momento tornando o eletrólito menos propício às reações de corrosão ocorridas ao longo do trecho de fundo. Este comportamento deve se repetir no *riser* de origem, porém como o cupom está localizado a montante do *riser*, não há como realizar uma análise para este trecho com esta técnica.

**Tabela 4.4 - Taxas de corrosão média no oleoduto calculadas a partir dos cupons de perda de massa nos intervalos definidos e sua respectiva classificação segundo critério da operadora.**

Plataforma	Intervalo	Taxa de Corrosão (mm/ano)	Critério de Classificação
ORIGEM	1	0,0159	MODERADA
	2	0,0372	MODERADA
	3	0,0739	MODERADA
DESTINO	1	0,0065	BAIXA
	2	0,0059	BAIXA
	3	0,0047	BAIXA

#### **4.2. Regimes de Escoamento Multifásico**

A análise dos regimes de escoamento multifásico presentes no oleoduto foi, conforme mencionado no item 3.3, baseada em um estudo realizado em 2007 em alguns dutos que operam escoando fluidos multifásicos em seu interior, ou seja, gás, óleo e água. [29]

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. Este perfil confere ao *software* informações sobre o ângulo de inclinação do duto em relação ao plano horizontal – informação crítica para a determinação do tipo de regime de escoamento multifásico.

Os resultados deste estudo mostram que as condições em que o duto opera delimitam uma transição no regime de escoamento multifásico, aproximadamente na distância axial 4,2 km a partir do ponto de origem definido como a válvula de alinhamento do lançador de *pigs* localizado na plataforma de origem. As figuras apresentadas como Figura 4.3, Figura 4.4 e Figura 4.5 mostram os mapas de escoamento multifásico resultantes da simulação computacional realizada.

TAITEL-DUKLER Mapa do Regime de Escoamento nas seguintes condições de P e T: 21.5 Bara & 37.5 C :

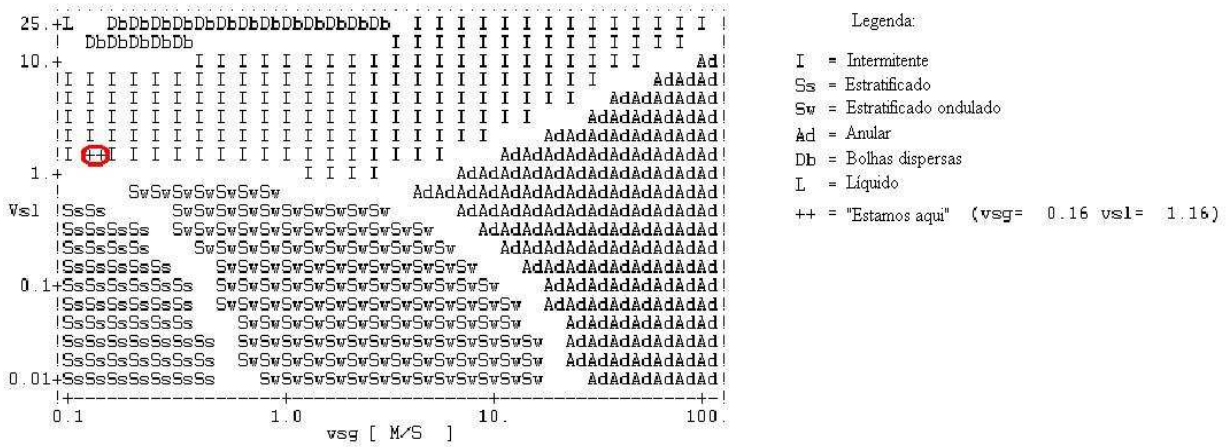


Figura 4.3 - Mapa de regimes de escoamento gerados pelo *software* de simulação computacional utilizado no estudo para o oleoduto desde a origem até o quilômetro 4,2.

TAITEL-DUKLER Mapa do regime de escoamento nas seguintes condições de P e T: 21.5 Bara & 37.5 C :

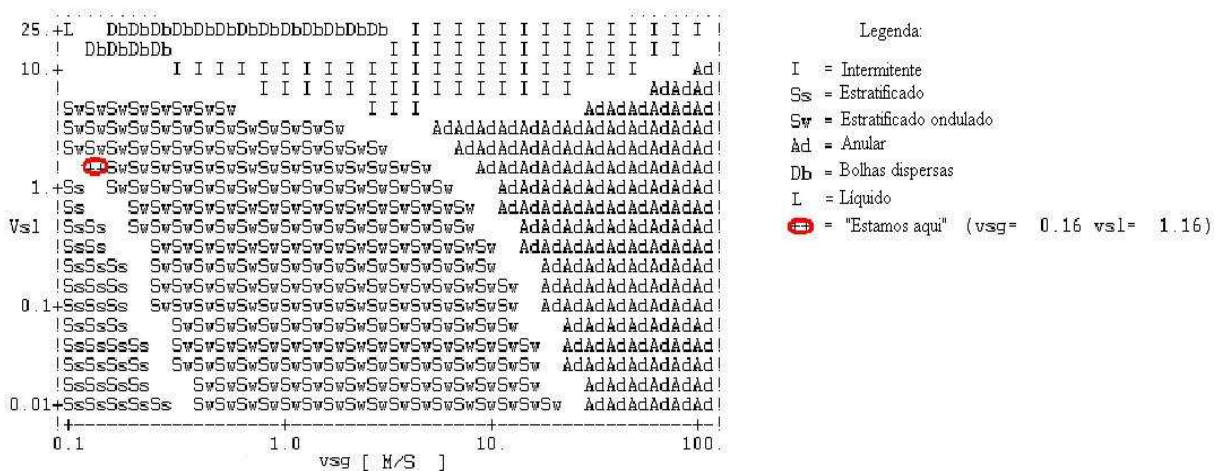
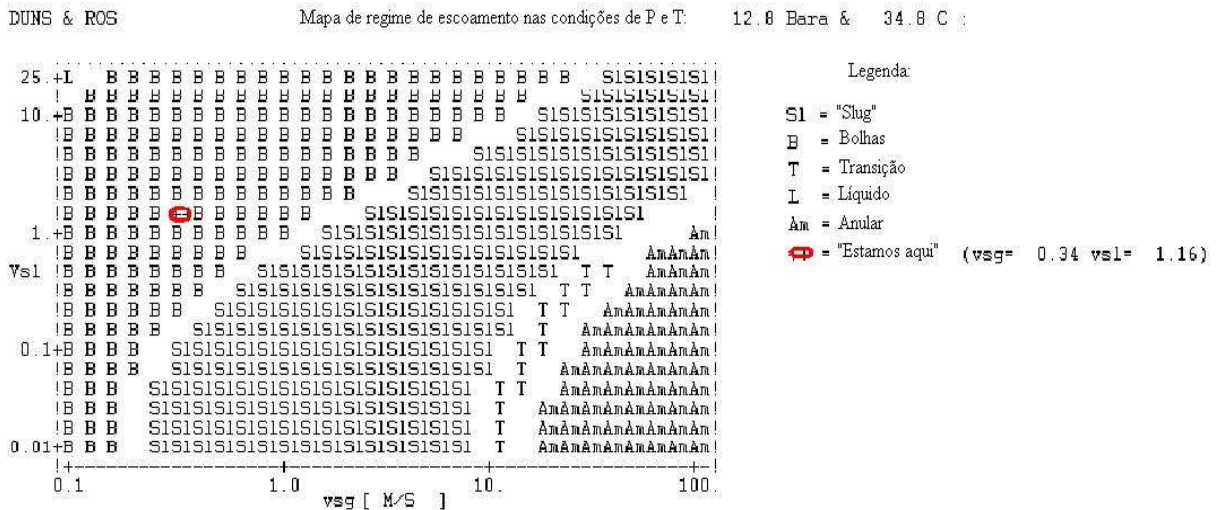


Figura 4.4 - Mapa de regimes de escoamento gerados pelo *software* de simulação computacional utilizado no estudo para o oleoduto desde o quilômetro 4,2 até a subida do *riser* de destino.

Os mapas mostram a mudança no tipo de regime de escoamento multifásico na altura do quilômetro 4,2 a partir da origem. Nota-se que, com as vazões volumétricas informadas, as velocidades superficiais de líquido e gás posicionam o escoamento perto das zonas de transição.

Isso significa que pequenas alterações nas condições podem fazer com que os regimes de escoamento identificados passem a se Estratificado ondulado e Estratificado, aumentando ainda mais as condições para a ação dos processos corrosivos existentes no oleoduto.

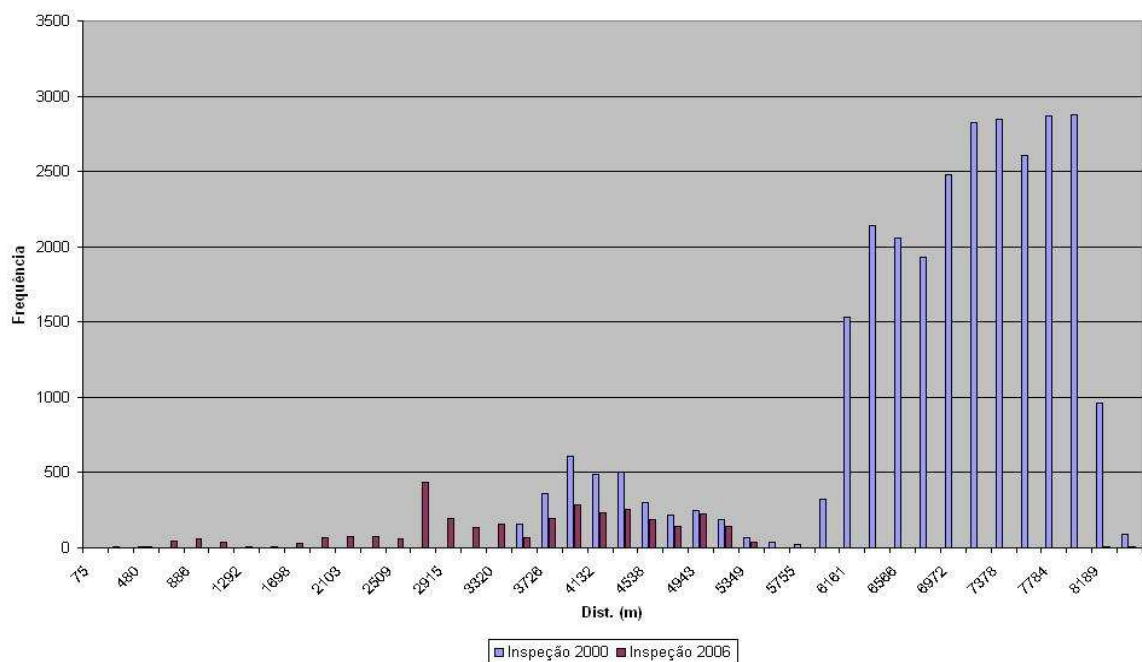


**Figura 4.5 - Mapa de regimes de escoamento gerados pelo *software* de simulação computacional utilizado no estudo para o *riser* de destino do oleoduto.**

É importante observar a mudança no mapa para os regimes de escoamento vertical. As velocidades obtidas localizam o ponto do regime de escoamento no tipo Bolhas e este ponto está relativamente distante da zona de transição para “Slug”, ou seja, pequenas alterações nas condições de velocidade das fases presentes no escoamento podem não imprimir uma mudança no tipo de escoamento deste trecho do oleoduto.

### ***4.3. Inspeção Interna com Pigs Instrumentados***

As análises de distribuição axial de defeitos ao longo do oleoduto, ou seja, desde o lançador de *pigs* localizado na plataforma de origem até o receptor de *pigs* localizado na plataforma de destino estão apresentadas nas figuras identificadas como Figura 4.6 a Figura 4.8.



**Figura 4.6 - Distribuição do número de defeitos ao longo do oleoduto.**

É possível perceber no gráfico apresentado na Figura 4.6, duas populações distintas na inspeção de 2000, isto pode indicar a existência de dois tipos diferentes de processos corrosivos ou níveis diferenciados de intensidade do ataque à parede metálica do duto. A grande disparidade na quantidade de defeitos identificadas nas duas inspeções é explicada pela diferença na acurácia das ferramentas utilizadas nas duas inspeções. A ferramenta utilizada na segunda inspeção (2006) possui capacidade de detecção de defeitos inferior a utilizada na primeira (2000). A substituição do trecho de 3,5 km do duto por um trecho com aproximadamente o dobro da espessura do anterior também influenciou de forma significativa na capacidade de detecção durante a segunda inspeção. Como o resultado da inspeção com *pigs* instrumentados que utilizam tecnologia MFL são indicações dimensionadas por uma perda percentual da espessura de parede do duto, a espessura elevada do trecho novo fez com que muito poucas indicações atingissem o nível utilizado para a análise uma vez que a saturação magnética necessária a adequada detecção dos defeitos pode ter sido prejudicada por este aumento de espessura.

A ausência de defeitos identificados a partir de 5300m do oleoduto, na inspeção de 2006, é a indicação do início do trecho novo onde o processo corrosivo pode não ter sido detectado.

Outro fator a ser considerado é o registro de danos sofrido por alguns componentes do *pig* nos momentos finais da inspeção executada em 2006, mais especificamente após a passagem pelo quilômetro 8 do duto. [30]

Outra observação relevante é a possibilidade do aumento do número de indicações a partir dos 6000 m na primeira inspeção representar um nível mais elevado da corrosividade do fluido escoado por conta da segregação da fase aquosa da oleosa. A separação das duas fases líquidas, resultado da diferença de densidade entre as mesmas, deve ocorrer apenas algum tempo depois do início da condição de estratificação do regime de escoamento. Esta possibilidade será melhor apresentada durante a análise dos trechos gerados a partir das segmentações impostas ao duto.

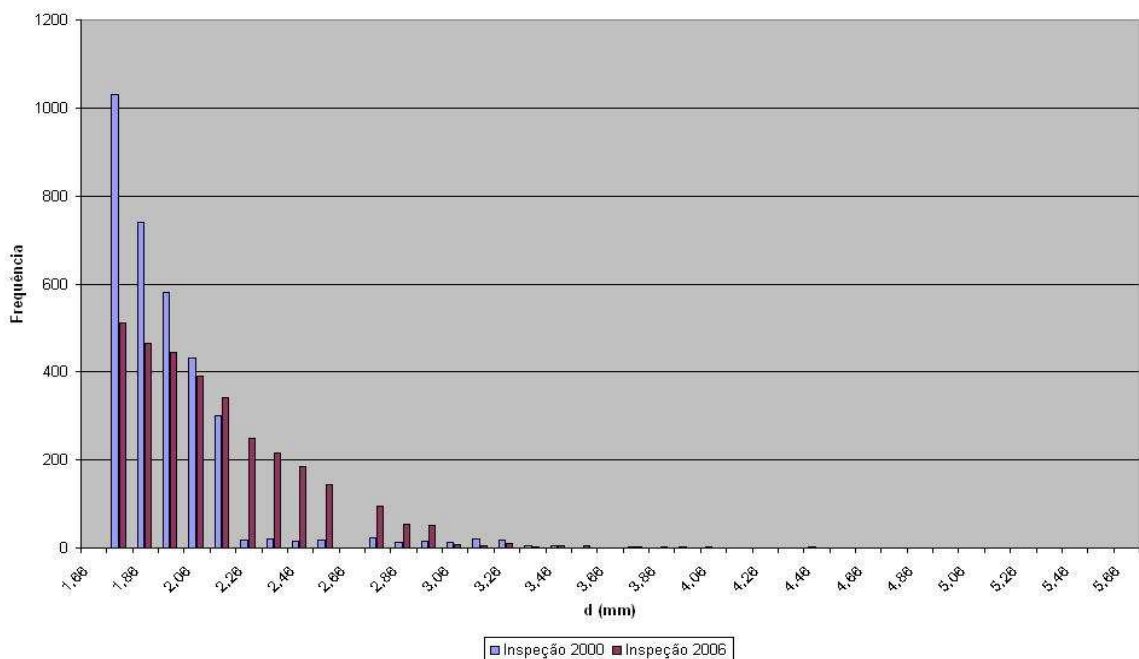


Figura 4.7 - Distribuição da profundidade dos defeitos detectados.



A distribuição da profundidade dos defeitos mostrada na Figura 4.7 nos permite avaliar superficialmente a maneira com que as perdas metálicas se deram ao longo do oleoduto. A inspeção realizada em 2000 indicou uma dispersão menor de profundidade de defeitos sugerindo uma uniformidade do processo corrosivo, por outro lado, a existência de pequenas quantidades de defeitos com profundidades bem mais elevadas em relação ao conjunto principal (composto por defeitos entre 1,76 e 2,26 mm) pode representar a existência de regiões onde o processo corrosivo apresenta maior severidade, sugerindo a possibilidade de existência de corrosão localizada no duto.

A distribuição referente à inspeção realizada em 2006 possui uma dispersão bem maior nas profundidades dos defeitos indicando um possível aumento na deterioração do duto de forma localizada. Deve-se atentar para o fato de que este aumento pode significar o crescimento de indicações existentes ou na formação de novas indicações na parede do duto.

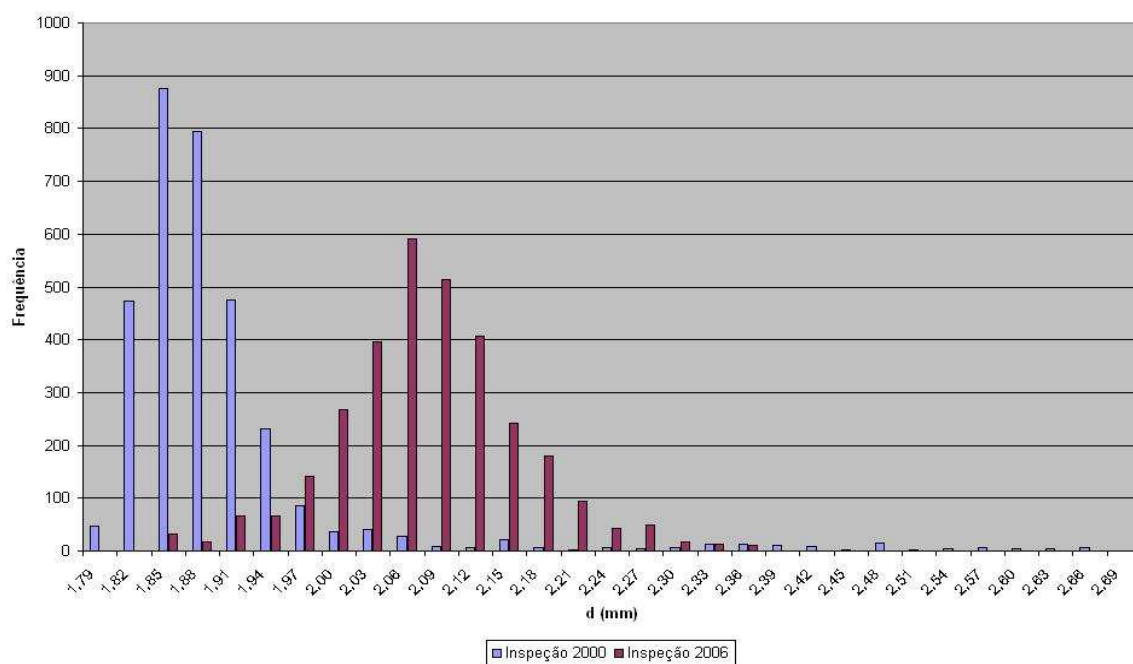


Figura 4.8 - Aplicação do tratamento estatístico nos defeitos detectados no oleoduto.

A Figura 4.8 mostra o benefício do tratamento estatístico para a visualização da população de defeitos registrados nas inspeções com *pigs* instrumentados. É possível perceber com clareza o efeito normalizador que o método confere à massa de dados. Uma profundidade de defeito média pode ser extraída e a dispersão da profundidade em torno da média pode ser utilizada como mais um parâmetro para análise. Para o oleoduto estudado, fica clara a evolução do processo corrosivo pelo deslocamento da curva para a direita, representando o aumento da profundidade média do defeito. O aumento na dispersão dos defeitos em torno da média mostra a evolução natural do processo corrosivo ao longo do duto. Na inspeção de 2000, é observada uma assimetria da curva, ou seja, o seu lado direito possui decaimento mais suave que o lado esquerdo, isto indica existência de pequenos grupos de indicações com profundidades maiores – comportamento característico de corrosão localizada no duto. É importante ressaltar, entretanto que o comportamento localizado da corrosão não ocorre necessariamente em toda a extensão do oleoduto. Deve ser considerada a possibilidade da existência de corrosão uniforme e localizada atuando predominantemente em diferentes regiões do oleoduto.

A taxa de corrosão média calculada para todo o oleoduto e baseada nas profundidades médias de defeito é apresentada na Tabela 4.5. Os intervalos 1, 2 e 3 compreendem:

1. Entrada em operação do duto e a primeira inspeção (12,67 anos);
2. Entrada em operação do duto e a segunda inspeção (18,59 anos), e;
3. Primeira e a segunda inspeção realizada (5,92 anos).

O intervalo 3 não foi calculado para todo o oleoduto devido à intervenção ocorrida para substituição de um trecho com comprimento de 3,5 km. Esta substituição fez com que a evolução do processo corrosivo ao longo do tempo sofresse uma descontinuidade que inutiliza qualquer valor calculado para o período compreendido entre as duas inspeções.

**Tabela 4.5 - Valor apresentado para cálculo de taxa de corrosão média para o oleoduto e sua respectiva classificação segundo critério da operadora.**

Intervalo	Taxa de Corrosão (mm/ano)	Critério de Classificação
1 (1987-2000)	0,1803	SEVERA
2 (1987-2006)	0,1111	MODERADA

Nota-se a queda na taxa de corrosão, ocasionada possivelmente pela evolução nas ações de controle implantadas a partir de 2000, aproximadamente (injeção de inibidor de corrosão, biocida, rotina de passagem de *pigs* de limpeza, entre outras).

#### **4.3.1. Estratégia de Segmentação Considerando o Trecho Substituído**

A segmentação indicada na Figura 3.3 gerou um conjunto característico de dados para cada um dos segmentos. A análise destes segmentos é apresentada neste item.

##### **4.3.1.1. Trecho 1**

Este trecho engloba o início do duto (representado pelo seu lançador de *pigs*) o trecho de superfície localizado nas instalações industriais pertencentes à plataforma de origem e o *riser* de descida até o leito submarino. Como o filtro utilizado para o tratamento dos dados das inspeções foi o erro da ferramenta utilizada na inspeção de 2006 (15%), apenas um defeito neste trecho em cada uma das inspeções foi relacionado. As distâncias indicadas estão referenciadas à válvula do lançador de *pigs*.

- Inspeção 2000: 1,78 mm a 105,95 m;
- Inspeção 2006: 2,00 mm a 74,55 m.

As taxas de corrosão para o trecho seriam então representadas por estes defeitos e estão apresentadas na Tabela 4.6.

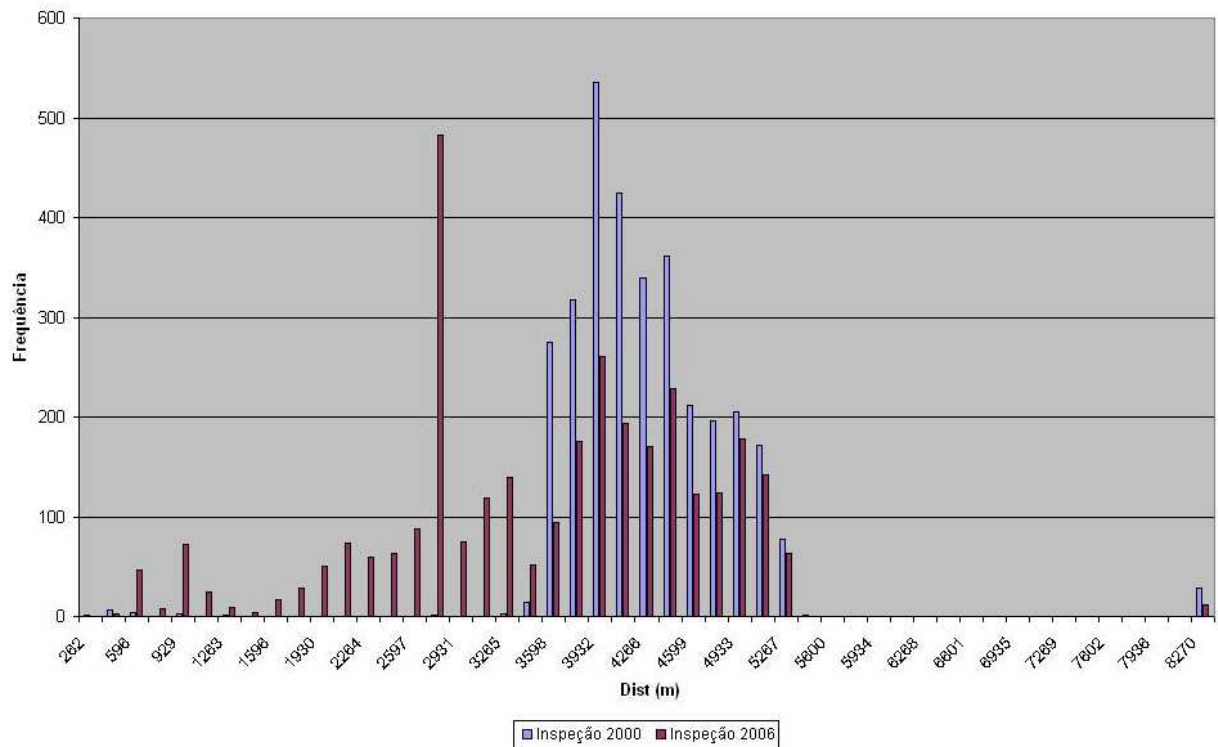
**Tabela 4.6 - Valor apresentado para cálculo de taxa de corrosão média para o trecho 1 e sua respectiva classificação segundo critério da operadora.**

Intervalo	Taxa de Corrosão (mm/ano)	Critério de Classificação
1 (1987 – 2000)	0,1405	SEVERA
2 (1987 – 2006)	0,1076	MODERADA
3 (2000-2006)	0,0372	MODERADA

#### 4.3.1.2. Trecho 2

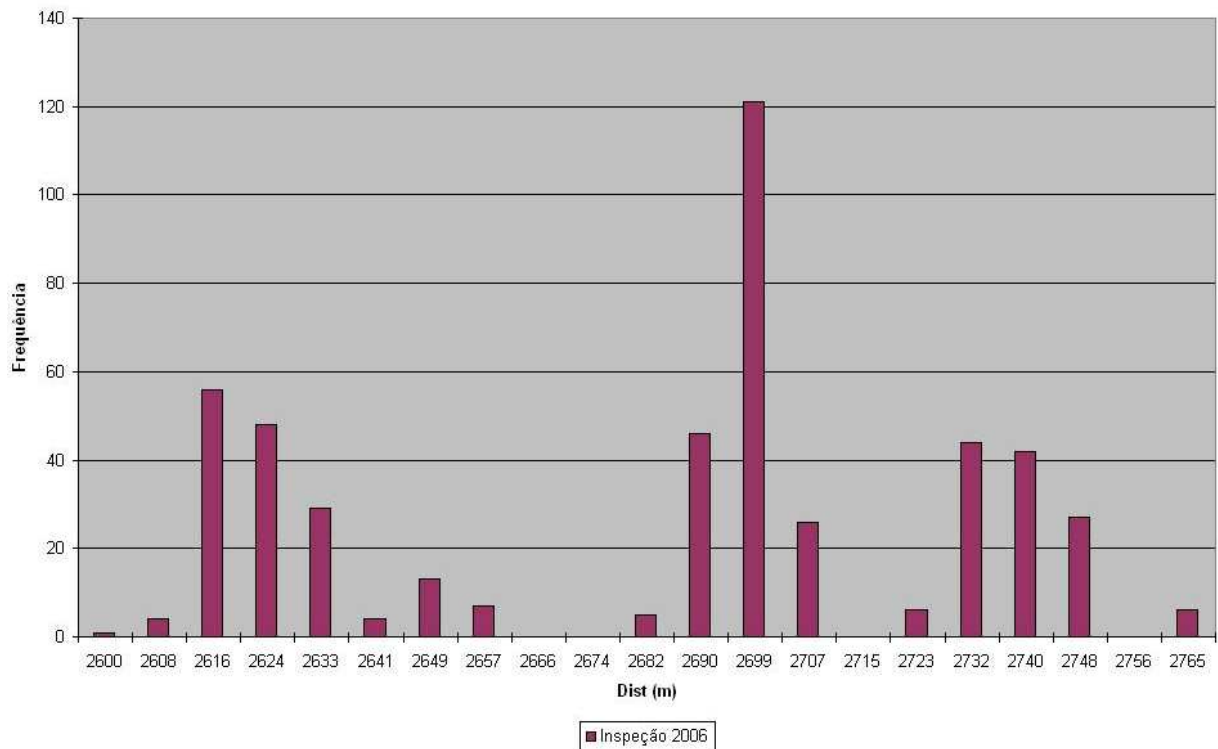
Trecho compreendido entre o final do *riser* de origem, o início do trecho substituído além de um pequeno trecho utilizado para interligação do trecho de fundo com o *riser* de subida à plataforma de destino. Este trecho possui aproximadamente 5 km de extensão, excluindo os 30 metros referentes ao *spool* de interligação, concentrando 11% das indicações referentes à primeira inspeção e 99% das indicações referentes à segunda inspeção.

As figuras identificadas como Figura 4.9 a Figura 4.13 mostram o comportamento dos defeitos registrados nas inspeções realizadas.



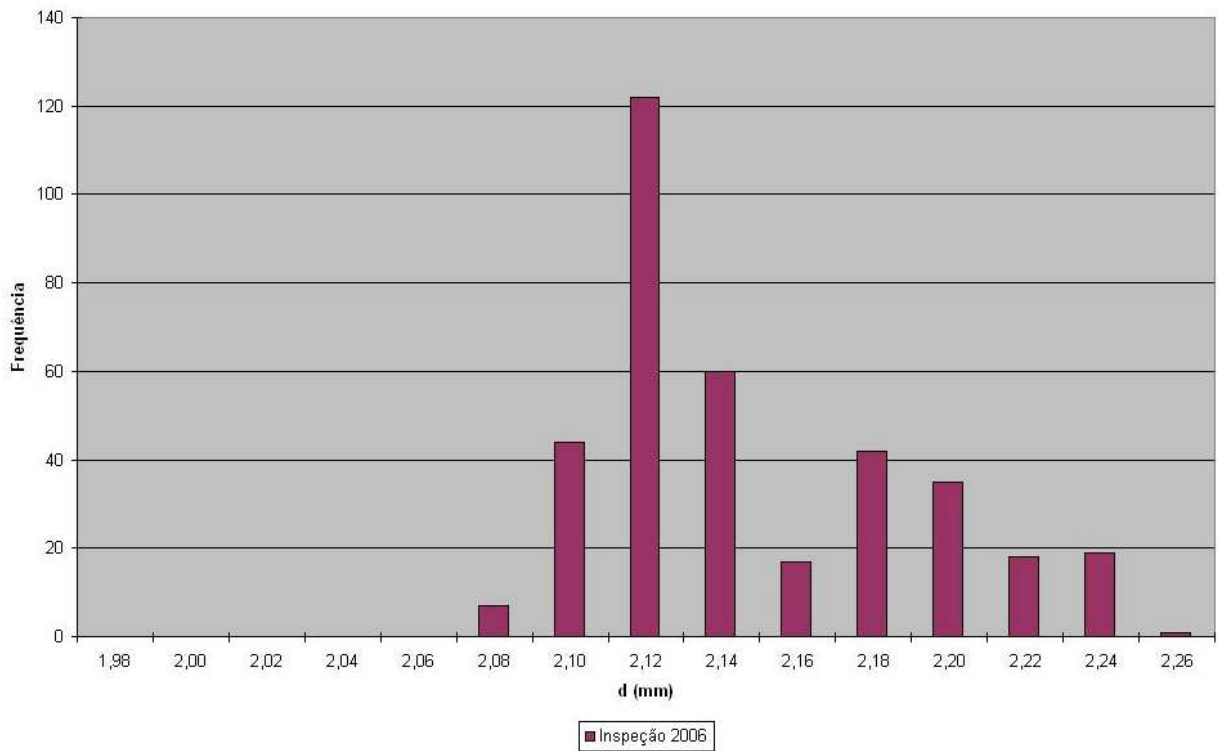
**Figura 4.9 - Distribuição dos defeitos identificados nas duas inspeções ao longo do trecho 2.**

O gráfico da Figura 4.9 mostra em maiores detalhes a população de defeitos referente a primeira inspeção apresentada na Figura 4.6. Como este trecho concentra a virtual totalidade das indicações registradas na segunda inspeção, podemos perceber a semelhança, com exceção da escala, da distribuição apresentada na mesma Figura 4.6. Neste gráfico nota-se com maior nitidez um comportamento anômalo na distribuição de frequência das indicações próximo ao quilômetro 2,9 do duto. Este segmento foi separado para uma análise específica e é mostrado nas figuras identificadas como Figura 4.10 e Figura 4.11.



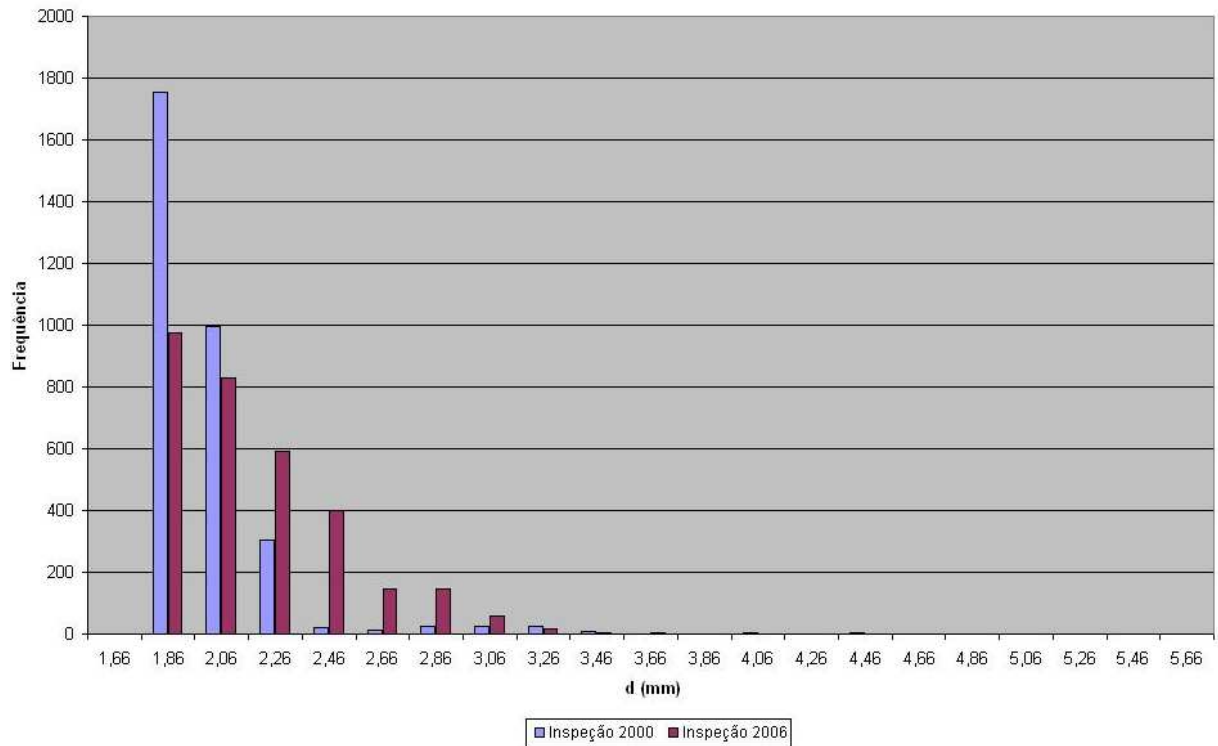
**Figura 4.10 - Distribuição dos defeitos ao longo do trecho pertencente ao trecho 2 onde foi identificada uma anomalia.**

Este detalhamento permitiu observar três populações distintas de defeitos distribuídas neste pequeno trecho de pouco mais de 150 metros de comprimento. Esse comportamento sugere uma atividade corrosiva diferenciada e necessitaria de informações mais específicas como as simulações de escoamento mencionadas anteriormente para avaliar se é possível determinar suas causas.



**Figura 4.11 - Aplicação do critério de Atividade Local na pequena partição do trecho 2 onde foram identificados dois picos nas distribuições.**

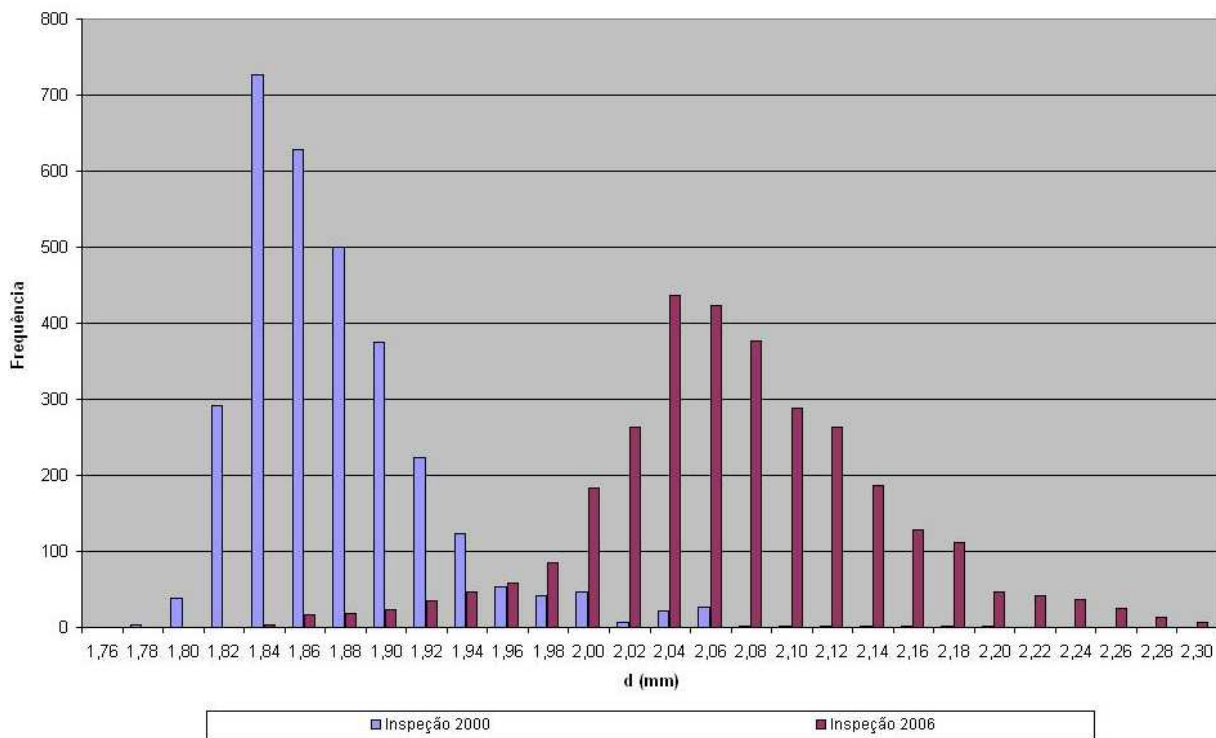
A identificação dos dois picos mostrados na Figura 4.10 reforça a hipótese de que mecanismos ou intensidades diferentes atuem neste pequeno trecho.



**Figura 4.12 - Distribuição da profundidade dos defeitos identificados nas duas inspeções ao longo do trecho 2.**

O comportamento da distribuição da profundidade dos defeitos no trecho 2 acompanhou a tendência apresentada para o duto. Percebe-se a dispersão mais acentuada na inspeção de 2006 em relação a inspeção de 2000. As frequências relativas foram utilizadas para proporcionar uma melhor visualização do comportamento dos defeitos nas duas inspeções.

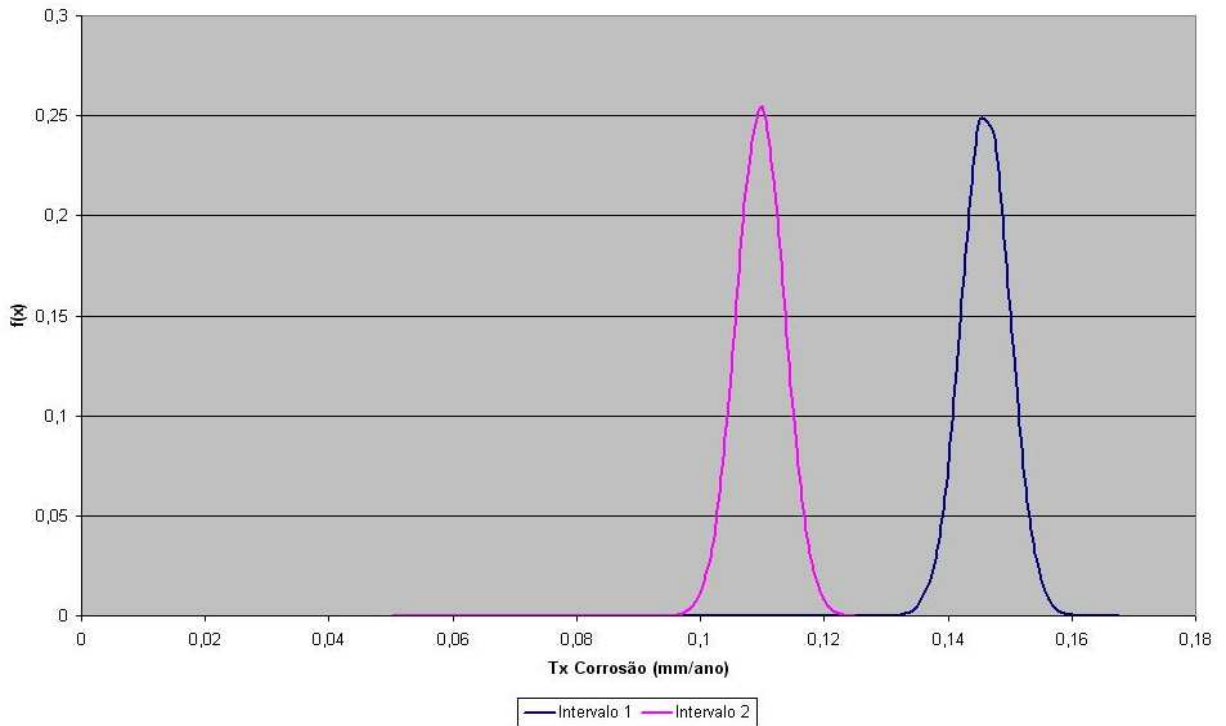




**Figura 4.13 - Aplicação do tratamento estatístico aos dados gerados nas duas inspeções ao longo do trecho 2.**

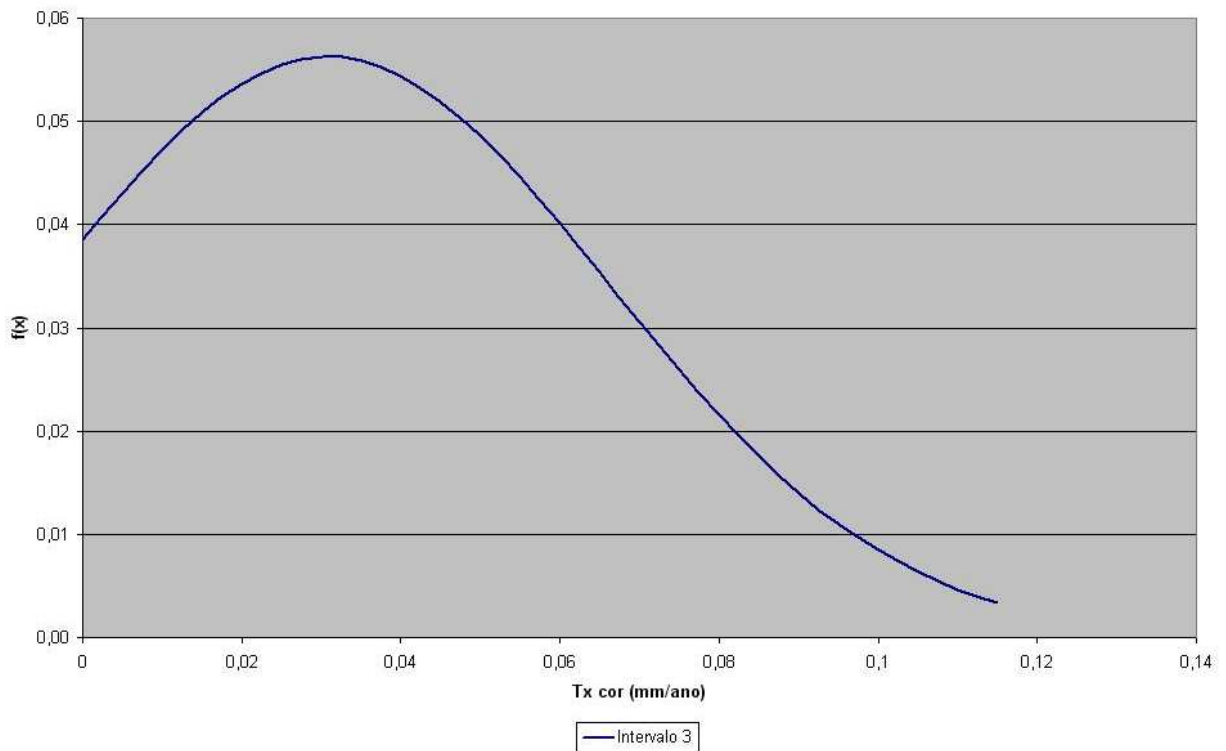
Novamente é possível identificar a reprodução do comportamento dos defeitos para todo o duto. Este fato é previsível por conta da representatividade da população de defeitos do trecho 2 em relação a totalidade dos dados. Tal como na Figura 4.8, nota-se o benefício do efeito normalizador conferido pelo tratamento estatístico para a visualização das populações de defeitos registradas. A evolução do defeito médio no trecho é facilmente percebida pelo deslocamento do pico das curvas relativas a cada uma das inspeções. Esta visualização também mostra a assimetria da curva relativa a primeira inspeção sugerindo a existência de corrosão localizada no duto. Neste caso, a utilização da média de profundidade da população de defeitos registrados pode não ser a mais adequada.

As distribuições de probabilidade de ocorrência das taxas de corrosão nos intervalos 1 e 2 estão apresentadas na Figura 4.14 e foram obtidas a partir das frequências de ocorrência das profundidades de defeitos mostradas na Figura 4.13.



**Figura 4.14 - Distribuições de probabilidade de ocorrência de taxas de corrosão geradas a partir das duas inspeções ao longo do trecho 2 (Intervalo 1=1987-2000; Intervalo 2=1987-2006).**

A Figura 4.14 permite uma visualização gráfica da taxa de corrosão mais elevada no período compreendido entre o início de operação do oleoduto e a primeira inspeção do que no período entre o início da operação e a segunda inspeção com *pig*. Esta diminuição na taxa representa a influência das ações mitigadoras dos efeitos da degradação do duto. A Figura 4.15 apresenta o modelo de distribuição de probabilidades de taxa de corrosão para o intervalo entre as duas inspeções no trecho 2. Este modelo foi gerado a partir dos dados representados pelas duas curvas mostradas na Figura 4.14.



**Figura 4.15 - Distribuição da probabilidade de ocorrência de taxas de corrosão para o trecho 2 no intervalo 3 (intervalo entre as inspeções com *pigs* realizadas).**

Novamente a visualização gráfica da taxa de corrosão definida para o trecho 2 é disponibilizada. Como taxas de corrosão negativas conceitualmente não podem existir, apenas a seção da curva mostrada é utilizada.

A taxa de corrosão calculada para o trecho 2 é apresentada na Tabela 4.7.

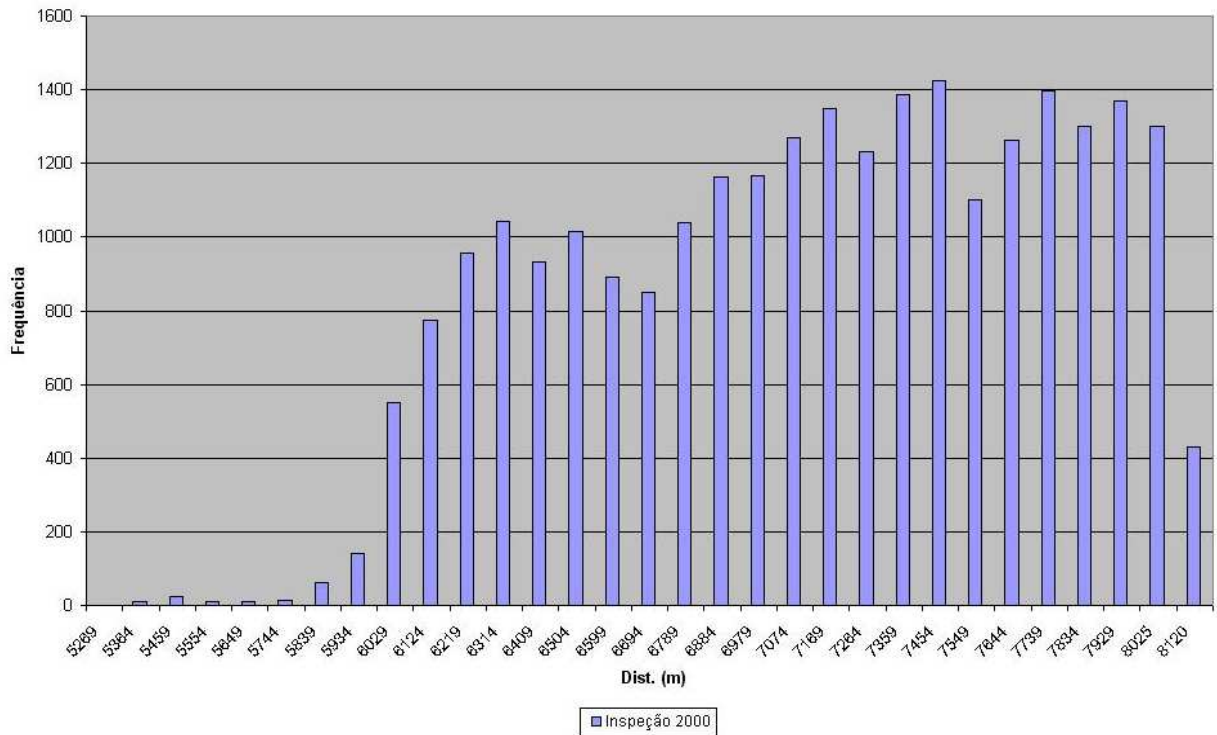
Tabela 4.7 - Valor apresentado para cálculo de taxa de corrosão média para o trecho 2 e sua respectiva classificação segundo critério da operadora.

Perda de espessura utilizada	Intervalo	Taxa de Corrosão (mm/ano)	Critério de Classificação
Média	1	0,1473	SEVERA
Média	2	0,1110	MODERADA
Média	3	0,0334	MODERADA

Os valores obtidos e apresentados na Tabela 4.7 serão utilizados como insumo para a comparação com as taxas oriundas das trocas de cupons de perda de massa.

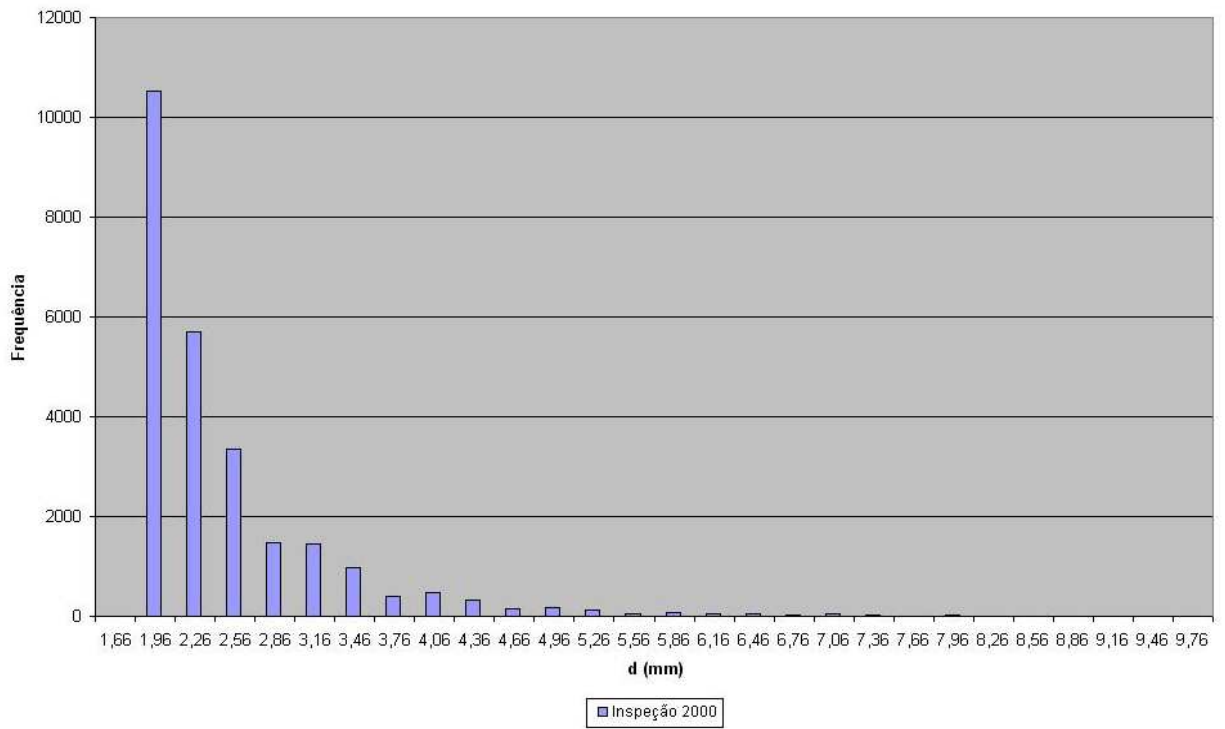
#### 4.3.1.3. Trecho 3

Este segmento compreende a substituição do trecho corroído do oleoduto. Este trecho possui um histórico operacional bastante distinto do duto original. Para a análise foi considerada apenas a inspeção realizada em 2000, pois o tempo decorrido entre a entrada em operação do trecho novo e a segunda inspeção não foi suficiente para o registro de indicações de corrosão em profundidade equivalente ao filtro utilizado para as análises (15% da espessura de parede do duto referente a resolução da ferramenta de inspeção utilizada em 2006). Este trecho contém 89% das indicações referentes a todo o oleoduto na inspeção de 2000 e apenas 4 indicações que superaram o patamar de 15%. A análise é compreendida pelas figuras denominadas Figura 4.16 a Figura 4.19.



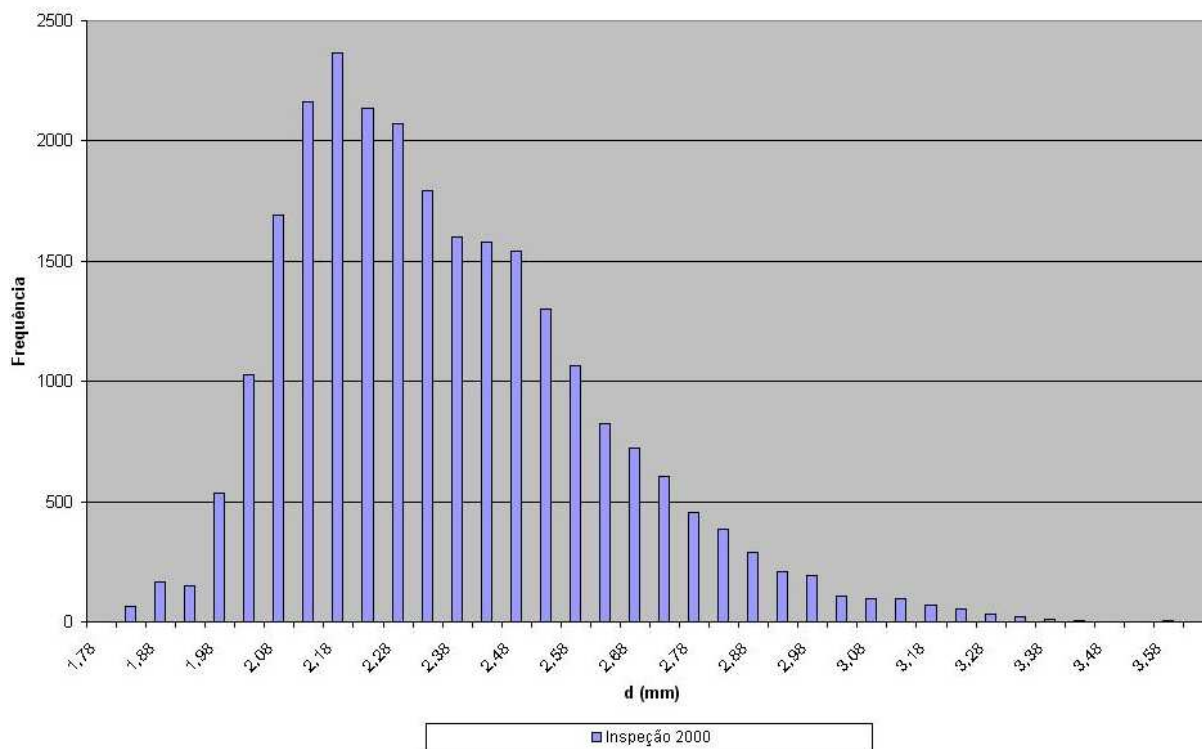
**Figura 4.16 - Distribuição dos defeitos registrados na inspeção de 2000 ao longo do trecho 3.**

A Figura 4.16 mostra a intensa atividade corrosiva sofrida pelo trecho durante o período definido pela entrada em operação do duto e a realização da primeira inspeção. Conforme mencionado anteriormente, o aumento expressivo na ocorrência de defeitos a partir do quilômetro 6,0 pode estar associado ao início da segregação da água e do óleo presentes na fase líquida escoada no interior do duto. Esta hipótese é reforçada pela predominância das indicações detectadas localizadas entre as posições referentes a 3 e 9 horas do relógio circunferencial.



**Figura 4.17 - Distribuição da profundidade dos defeitos registrados na inspeção de 2000 ao longo do trecho 3.**

A grande variação da profundidade dos defeitos é outro indicativo da corrosividade do fluido atuante no período o que pode ser visualizado na Figura 4.17.



**Figura 4.18 - Tratamento estatístico dos defeitos registrados na inspeção de 2000 ao longo do trecho 3.**

O tratamento estatístico realizado para o trecho 3, apresentado na Figura 4.18 indica a dispersão de profundidades de defeitos e mostra a assimetria da curva gerada. Esta assimetria comprova que o efeito normalizador não foi alcançado na aplicação do ajuste utilizado. A aplicação de uma distribuição de valores extremos pode ser mais indicada, pois esta distribuição representa melhor o comportamento localizado da corrosão.

As taxas de corrosão para o trecho 3 no intervalo 1 (12,67 anos) obtidas a partir da média da população de defeitos estão apresentadas na Tabela 4.8.

**Tabela 4.8 - Valor apresentado para cálculo de taxa de corrosão média para o trecho 3 e sua respectiva classificação segundo critério da operadora.**

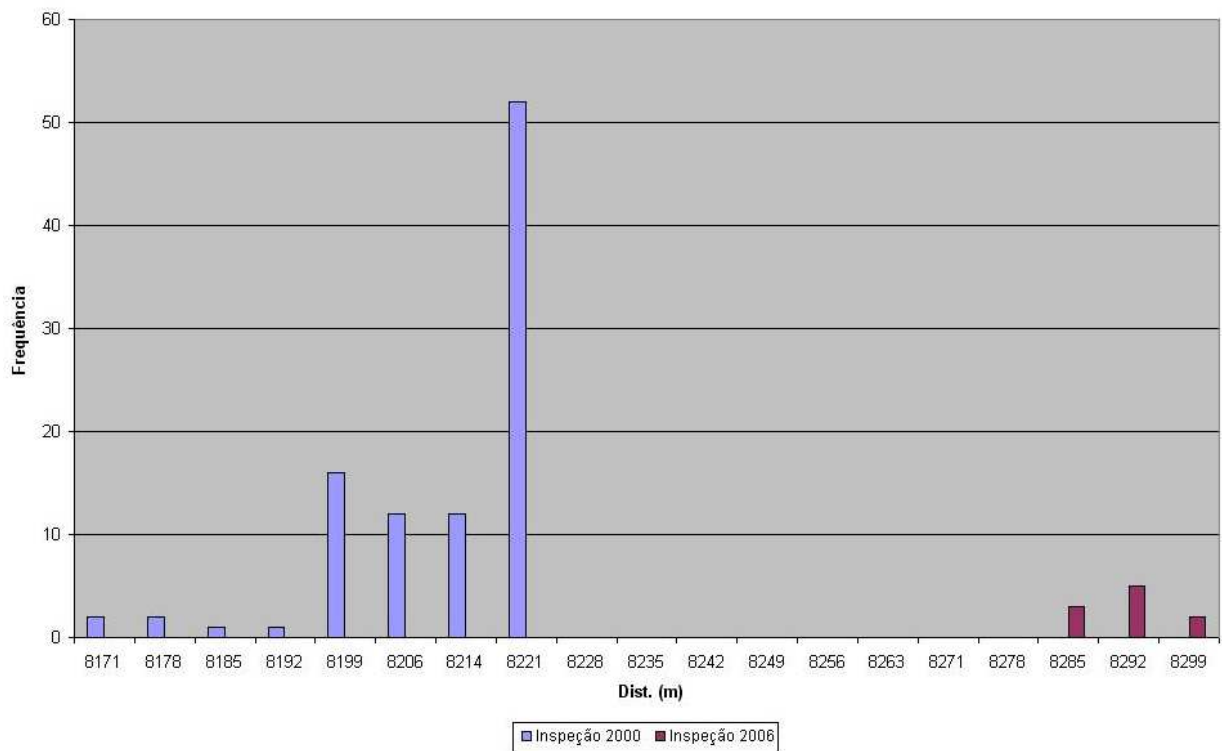
Perda de espessura utilizada	Intervalo	Taxa de Corrosão (mm/ano)	Critério de Classificação
Média dos defeitos	1	0,1843	SEVERA

Com o aumento na profundidade do defeito, obtém-se uma pequena elevação no valor da taxa de corrosão encontrada para o trecho 3.

#### 4.3.1.4. Trecho 4

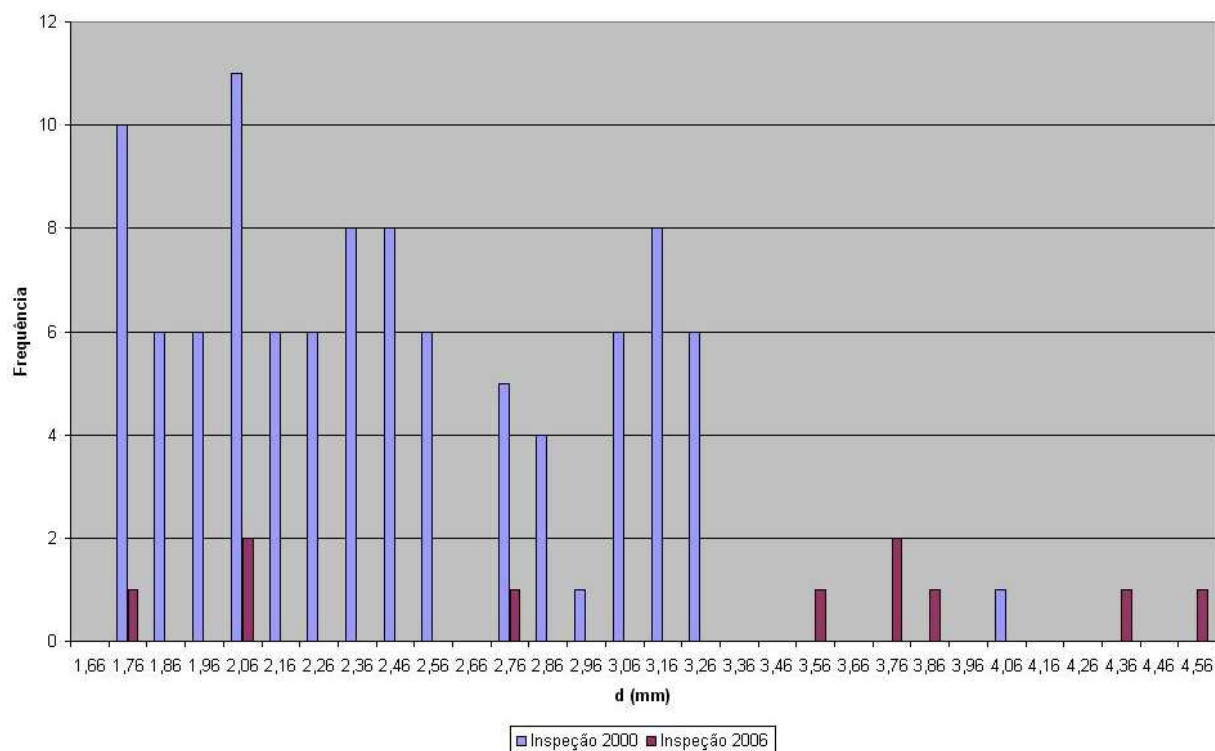
O trecho 4 inclui o *riser* de subida à plataforma de destino e o trecho de superfície localizado na plataforma com o seu respectivo recebedor de *pigs* indicando a extremidade final do duto. Este trecho possui aproximadamente 130 metros de comprimento e contém 0,3% das indicações referentes a inspeção de 2000 e apenas 10 indicações referentes a inspeção de 2006.





**Figura 4.19 - Distribuição de frequência dos defeitos registrados na inspeção de 2000 e 2006 ao longo do trecho 4.**

Esta distribuição, mostrada na Figura 4.19, aponta uma disparidade nos registros realizados entre as inspeções. Considerando os defeitos indicados, observa-se uma redução na quantidade de defeitos registrados na segunda inspeção. Esta redução pode ser explicada pela diferença na resolução das ferramentas utilizadas nas duas inspeções e no dano provocado por alguns sensores da ferramenta referente a inspeção realizada em 2006. Este dano foi registrado no relatório final da empresa responsável pela inspeção.



**Figura 4.20 - Distribuição de frequência da profundidade dos defeitos registrados nas inspeções de 2000 e 2006 ao longo do trecho 4.**

A Figura 4.20 mostra a diferença nos registros entre as inspeções. O comportamento das indicações na inspeção realizada em 2006 não caracteriza a evolução no processo corrosivo ocorrida. É importante observar que profundidades maiores foram registradas em 2006, sugerindo processos corrosivos localizados. A pequena quantidade de defeitos detectados, entretanto dificulta a elaboração de uma hipótese para o trecho. Estes registros reforçam a possibilidade de problemas de detecção ocasionados pelo dano sofrido no *pig* no momento final da operação de passagem do mesmo no oleoduto.

A taxa de corrosão para o trecho foi calculada e é apresentada na Tabela 4.9, mas seu valor é questionável devido à probabilidade de problemas na detecção conforme mencionado.

**Tabela 4.9 - Valor apresentado para cálculo de taxa de corrosão média para o trecho 4 e sua respectiva classificação segundo critério da operadora.**

Intervalo	Taxa de Corrosão (mm/ano)	Critério de Classificação
1	0,1878	SEVERA
2	0,1714	SEVERA
3	0,1361	SEVERA

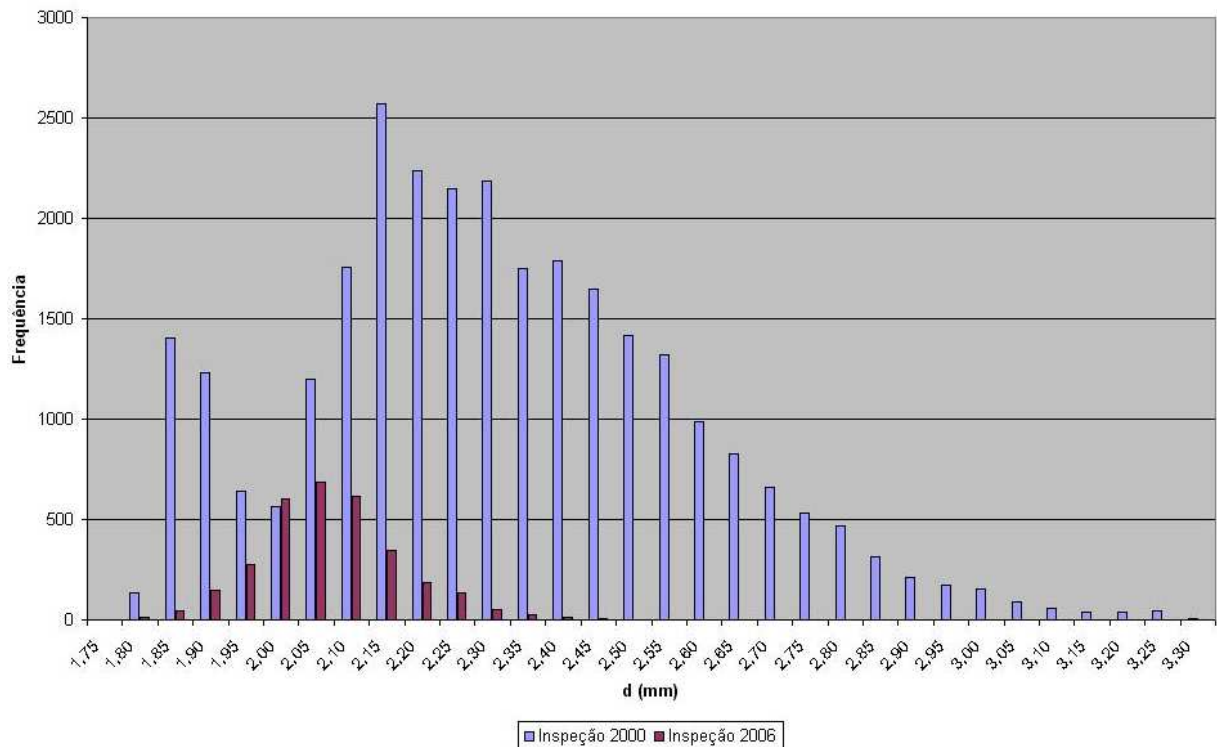
A estratégia de segmentação apresentada permitiu identificar um conjunto de indicações anômalo em relação ao comportamento dos registros analisados. A ocorrência de um aumento na severidade da taxa de corrosão no trecho 3 indica a presença de condições diferenciadas para os processos corrosivos atuantes no duto. Os critérios definidos para a delimitação das populações de defeitos (indicações superiores a 15% da espessura de parede do duto) fizeram com que os trechos referentes às extremidades do duto ficassem carentes de informações e os valores apresentados para estes trechos podem não corresponder à realidade.

#### ***4.4. Estratégia de Segmentação Considerando o Regime de Escoamento***

A segmentação considerando o estudo de regimes de escoamento multifásico elaborado para o oleoduto [29] será, conforme mencionado anteriormente, utilizada para visualizar a diferença no comportamento da distribuição das populações de defeitos registradas nas inspeções. A Figura 3.4 apresenta ilustração do oleoduto com os diferentes regimes de escoamento multifásico identificados no estudo. A análise dos dados de inspeção será focada nos regimes intermitente e estratificado por conta da representatividade das populações de defeitos e pelos efeitos destes regimes no processo corrosivo interno de dutos. Como pode ser observado na Figura 3.4, os trechos onde estes regimes de escoamento ocorrem são os que compõem o trecho

de fundo do duto, ou seja, o intervalo compreendido entre as interligações dos *risers* nas duas extremidades do oleoduto.

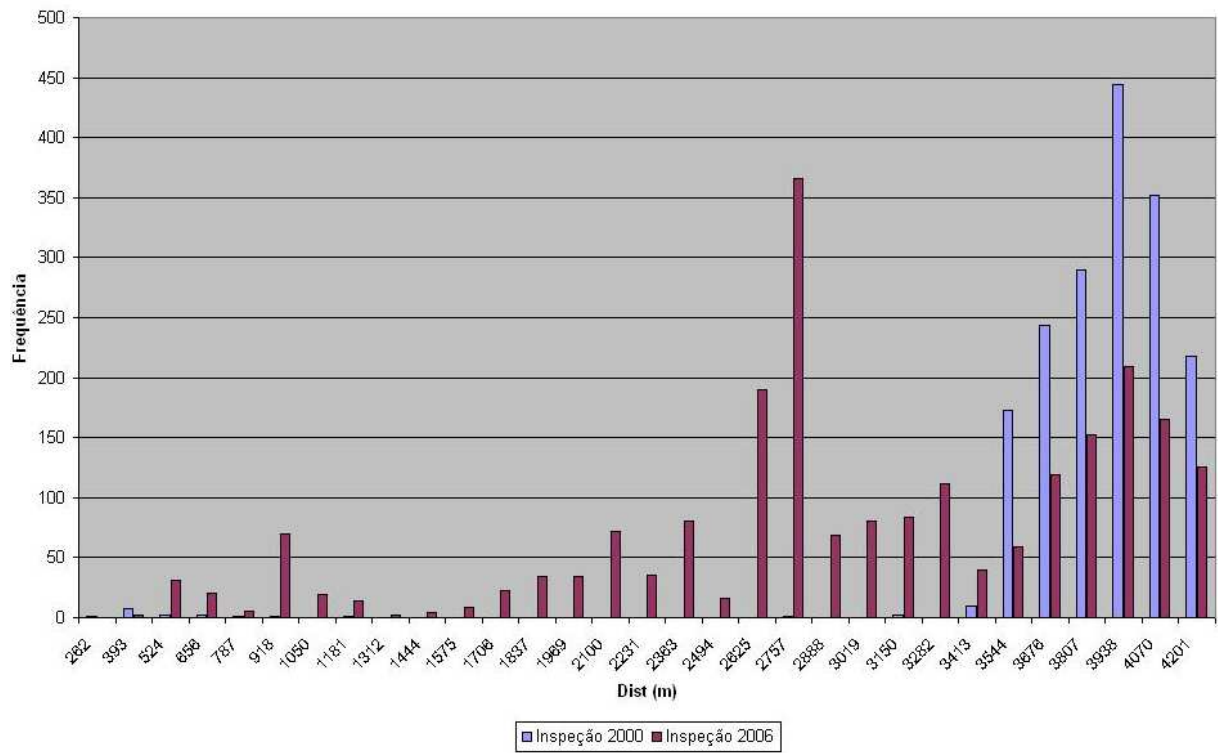
Para um melhor entendimento dos segmentos estudados, a análise do trecho de fundo do duto será apresentada na Figura 4.21 e servirá como referencial a ser utilizado para comparação.



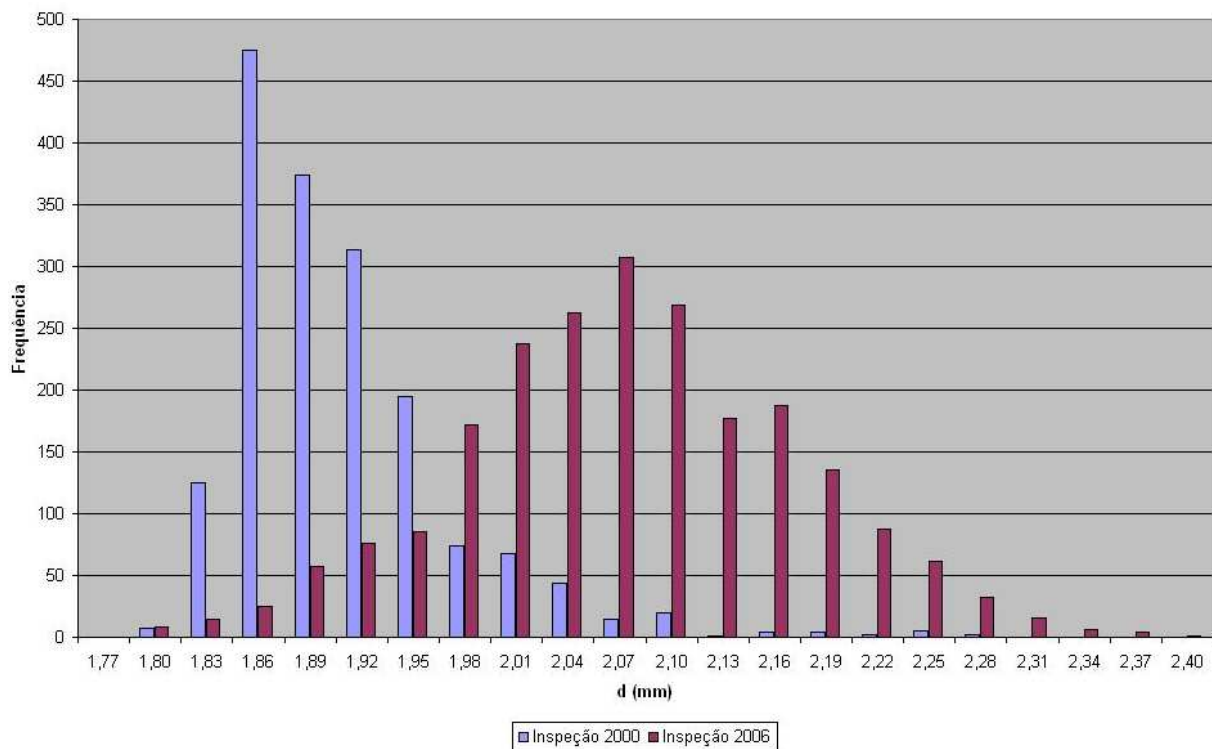
**Figura 4.21 - Distribuição de frequência da profundidade dos defeitos registrados nas inspeções de 2000 e 2006 ao longo do trecho de fundo do oleoduto.**

#### 4.4.1. Regime Intermitente

Este segmento é definido pelo final do *riser* de origem até a distância de 4200 metros a partir da válvula do lançador de *pigs* localizado na plataforma de origem. Uma comparação entre a quantidade de defeitos identificadas nas duas inspeções ao longo do trecho exposto ao regime intermitente de escoamento multifásico e entre os registros tratados estatisticamente das duas inspeções são apresentadas nas figuras identificadas como Figura 4.22 e Figura 4.23 respectivamente.



**Figura 4.22 - Distribuição da frequência de defeitos registrados nas inspeções de 2000 e 2006 ao longo do trecho sob o regime de escoamento do tipo intermitente.**



**Figura 4.23 - Tratamento estatístico aplicado a população de defeitos registrados nas inspeções de 2000 e 2006 ao longo do trecho sob o regime de escoamento do tipo intermitente.**

A Figura 4.22 mostra como a intensificação do processo corrosivo ocorre a partir dos 3500 metros do duto até a época em que foi realizada a primeira inspeção. Nota-se a diferença no comportamento da deterioração nos seis anos seguintes. Defeitos surgindo em trechos totalmente novos e, particularmente no trecho referente a distância de 2800 metros, em quantidades equivalentes às geradas nos mais de 12 anos de operação até a primeira inspeção.

A Figura 4.23 permite a visualização, tal qual a Figura 4.13, da evolução da profundidade média do defeito no trecho. A curva mais aberta na inspeção de 2006 sugere uma maior faixa de profundidades de defeitos existentes, fazendo com que uma hipótese de ataques localizados à parede metálica do duto possa ser proposta.

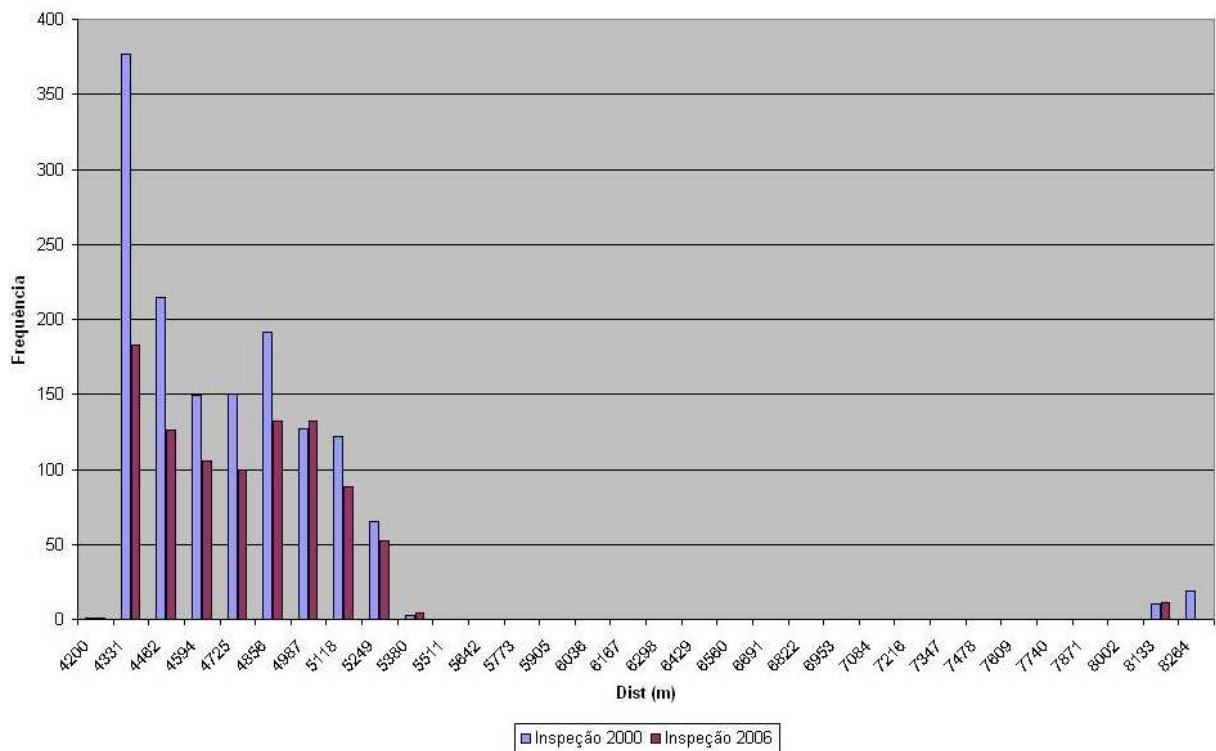
As taxas de corrosão calculadas para o trecho estão expressas na Tabela 4.10.

**Tabela 4.10 - Valor apresentado para cálculo de taxa de corrosão média para o trecho intermitente e sua respectiva classificação segundo critério da operadora.**

Intervalo	Taxa de Corrosão (mm/ano)	Critério de Classificação
1	0,1471	SEVERA
2	0,1107	MODERADA
3	0,0330	MODERADA

#### **4.4.2. Regime Estratificado**

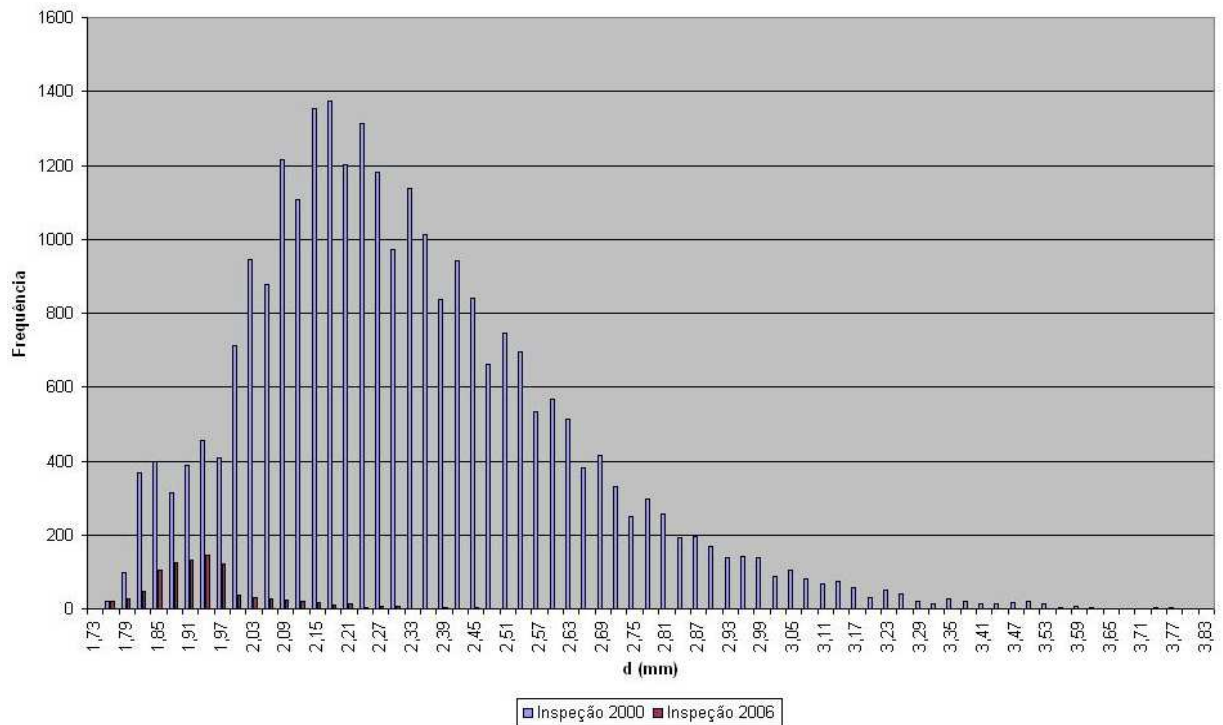
O trecho submetido ao regime estratificado é definido pelo documento interno da operadora do oleoduto com tendo início do marco 4,2 km até a interligação do trecho de fundo com o *riser* de subida do duto à plataforma de destino. O trecho referente a intervenção realizada no duto foi retirado da análise para que o processo de evolução dos defeitos existentes e a nucleação de novos defeitos fossem corretamente visualizados nos gráficos contidos nas figuras denominadas Figura 4.24 e Figura 4.26. A Figura 4.25 permite verificar a influência dos dados pertencentes ao trecho retirado na distribuição dos defeitos.



**Figura 4.24 - Distribuição de frequência de defeitos registrados nas inspeções de 2000 e 2006 ao longo do trecho sob o regime de escoamento do tipo estratificado.**

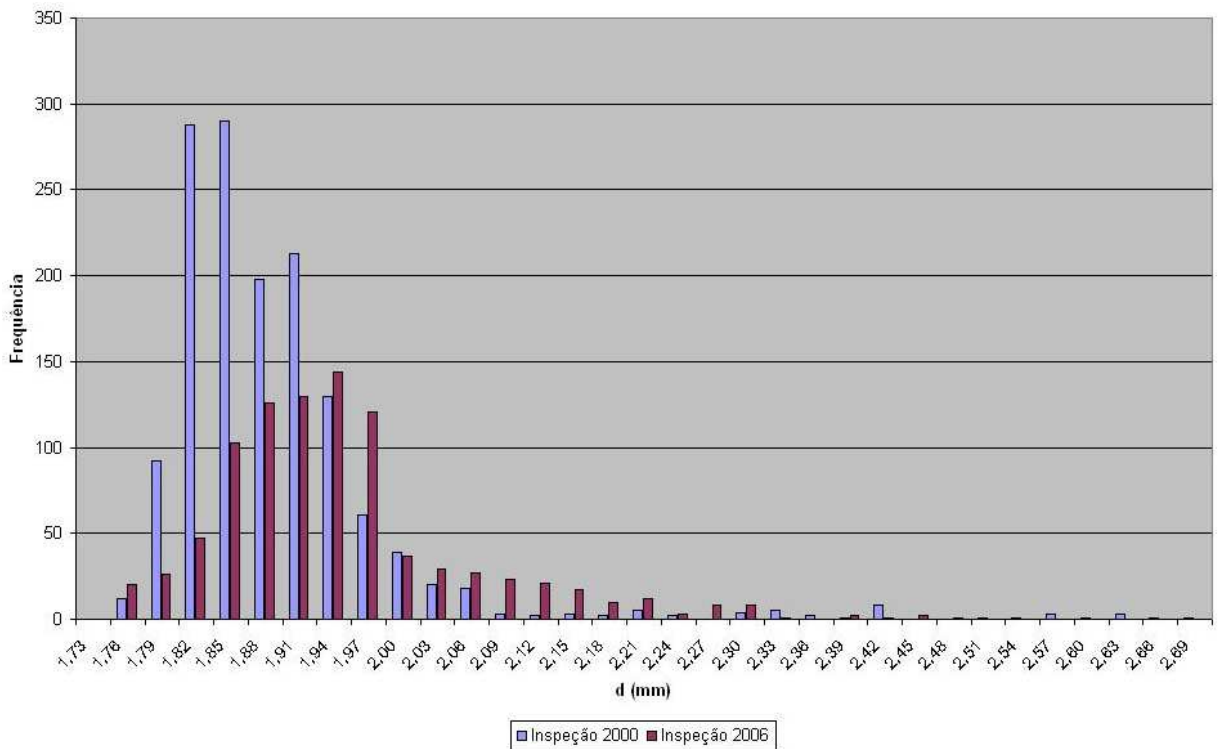
A distribuição de frequência dos defeitos no trecho estratificado entre as duas inspeções apresenta, até certo ponto, alguma similaridade. O maior número de defeitos registrados na inspeção de 2000 na parte inicial do trecho quando comparado com a inspeção de 2006 pode ser ocasionado pela diferença na capacidade de efetuar a saturação magnética da parede do duto ou pela sensibilidade das ferramentas de inspeção utilizadas. O trecho retirado é percebido pela ausência de indicações entre os quilômetros 5,3 e 8,1 do duto.





**Figura 4.25 - Tratamento estatístico aplicado a população de defeitos registrados nas inspeções de 2000 e 2006 ao longo do trecho sob o regime de escoamento do tipo estratificado (dados referentes ao trecho substituído incluídos).**

A grande diferença percebida neste gráfico demonstra o impacto do reparo realizado na recuperação da integridade estrutural do oleoduto. As grandes quantidades e o amplo espectro de profundidade de defeitos registrados permitem inferir que o processo corrosivo foi de grande intensidade e a assimetria das curvas sugerem um ataque de forma localizada neste trecho.



**Figura 4.26 - Tratamento estatístico aplicado a população de defeitos registrados nas inspeções de 2000 e 2006 ao longo do trecho sob o regime de escoamento do tipo estratificado (trecho substituído excluído da análise).**

Realizando a análise sem os dados pertencentes ao trecho retirado do duto após a inspeção de 2000, ainda é possível perceber a semelhança no comportamento da distribuição de frequência de profundidade dos defeitos. Este fato indica uma continuidade das características do processo corrosivo para o trecho.

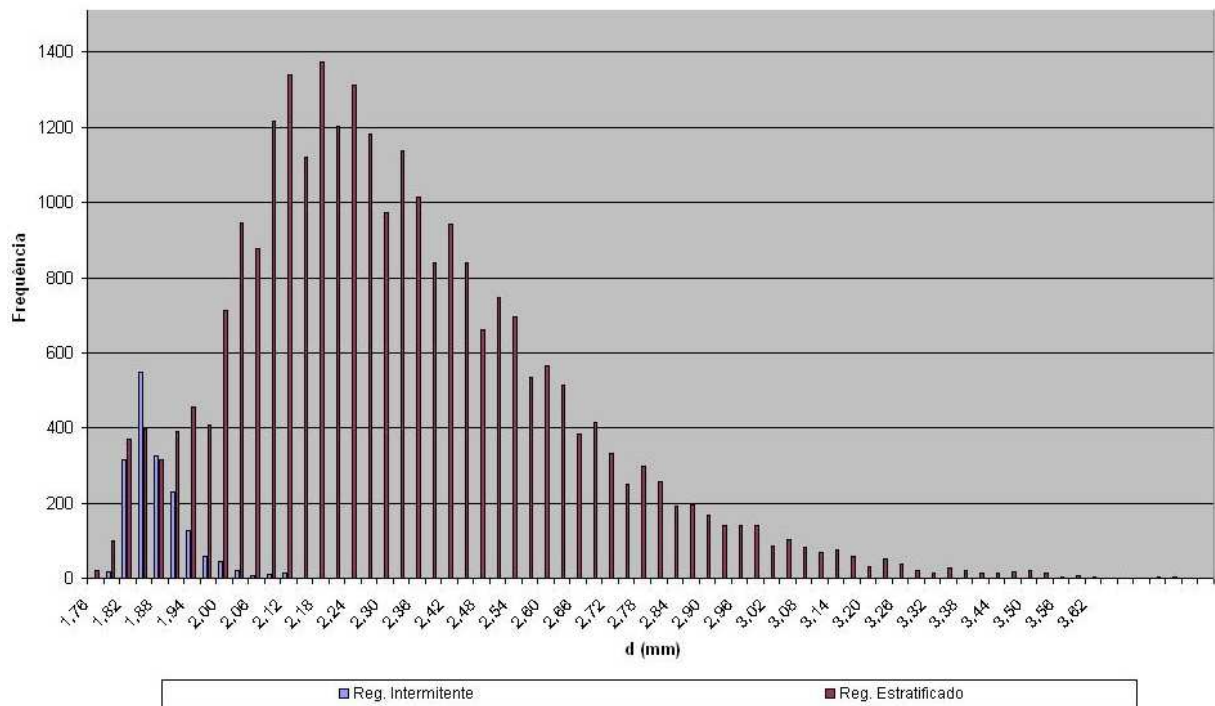
As taxas de corrosão calculadas para o trecho em regime estratificado estão apresentadas na Tabela 4.11.

**Tabela 4.11 - Valor apresentado para cálculo de taxa de corrosão média para o trecho estratificado e sua respectiva classificação segundo critério da operadora.**

Método	Intervalo	Taxa de Corrosão (mm/ano)	Critério de Classificação
Média	1	0,1482	SEVERA
Média	2	0,1119	MODERADA
Média	3	0,0341	MODERADA

#### 4.4.2.1. Regime Intermitente vs Estratificado

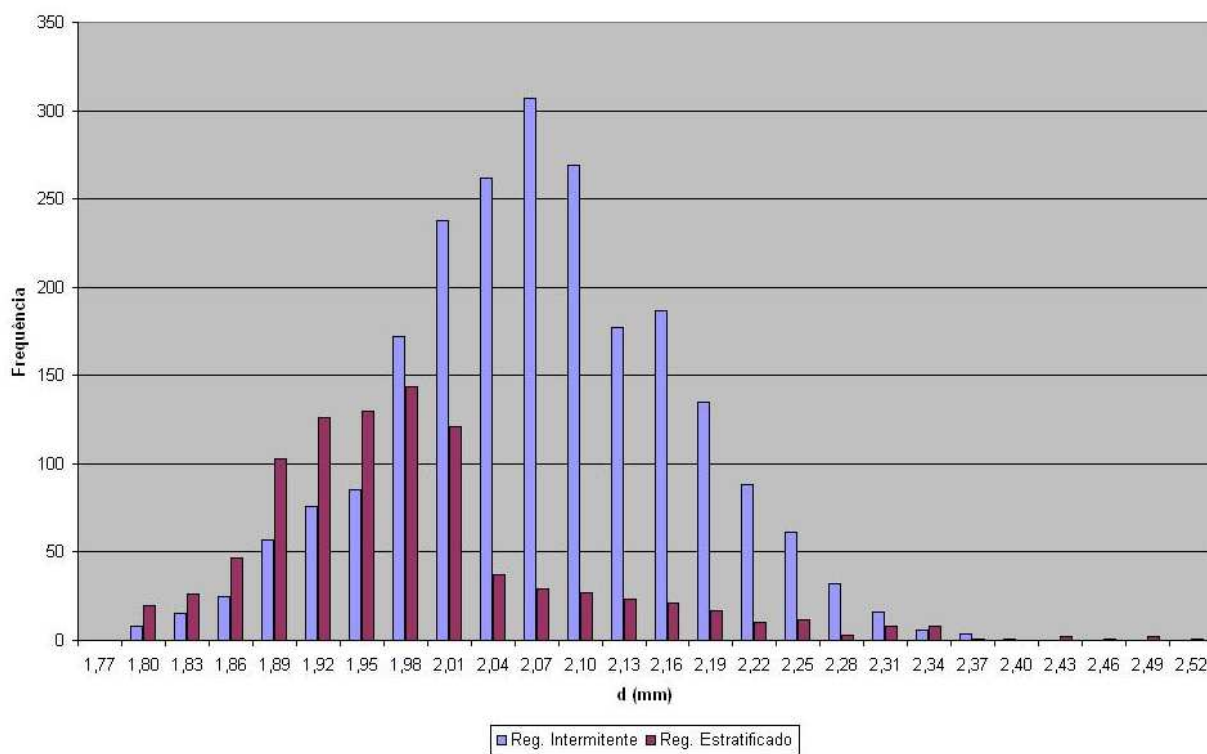
Esta comparação foi realizada com o intuito de estudar a mudança no comportamento das populações de defeitos pertencentes a cada um dos trechos definidos pela mudança no regime de escoamento multifásico do oleoduto em uma mesma inspeção. Os gráficos das figuras identificadas como Figura 4.27 e Figura 4.28 são o resultado desta comparação. O cálculo de taxas de corrosão neste caso não é aplicável devido a inexistência de intervalo de tempo de qualquer espécie.



**Figura 4.27 - Tratamento estatístico aplicado às populações de defeitos referentes aos trechos Intermitente e Estratificado na inspeção de 2000.**

As diferenças no comportamento dos defeitos contidos nos trechos submetidos aos dois regimes de escoamento sobressaem de forma muito clara na análise apresentada pela Figura 4.27. As frequências de ocorrência e a amplitude de profundidades dos defeitos registrados indicam uma diferença marcante na agressividade do processo corrosivo nos dois trechos.

É possível perceber como estas populações, pertencentes a uma mesma inspeção, se assemelham ao estudo que apresentou a evolução do processo corrosivo no trecho estratificado entre as duas inspeções realizadas no oleoduto (Figura 4.25). Esta semelhança, entretanto pode não representar nenhuma relação concreta entre os fenômenos envolvidos. As frequências de ocorrência e a faixa de profundidades registradas no regime estratificado em 2006 possuem relação muito maior com os 3,5 quilômetros de tubos substituídos – não retirados na composição do gráfico apresentado na Figura 4.25, ou seja, ainda sem apresentar processos corrosivos suficientes para gerar indicações com a profundidade tomada como referência para os estudos (15% da espessura de parede do duto).



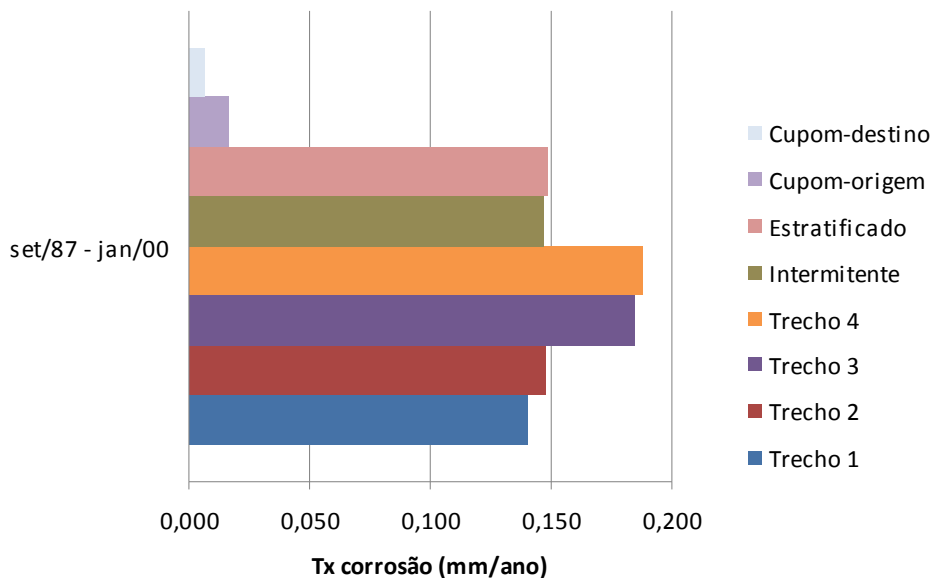
**Figura 4.28 - Tratamento estatístico aplicado às populações de defeitos referentes aos trechos Intermitente e Estratificado na inspeção de 2006.**

As distribuições apresentadas na Figura 4.28 mostram que a diferença nas populações, conforme mencionado anteriormente é resultado do reparo realizado no duto. Isto fez com que o quantitativo de indicações de corrosão registradas na inspeção 2006 fosse bem menor que em 2000, principalmente no trecho estratificado do duto que tem seu trecho inserido em grande parte justamente na região substituída.

Mesmo assim, é possível observar com clareza a mudança na simetria das distribuições, confirmando a hipótese de agressividade elevada do processo corrosivo no trecho submetido a regime de escoamento multifásico do tipo estratificado.

#### 4.4.3. Comparação das Taxas

Os resultados de taxas de corrosão obtidas com as análises realizadas a partir das inspeções internas com *pigs* instrumentadas 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 como 1 (início de operação até a primeira inspeção), 2 (início de operação até a Segunda inspeção) e 3 (intervalo entre inspeções).

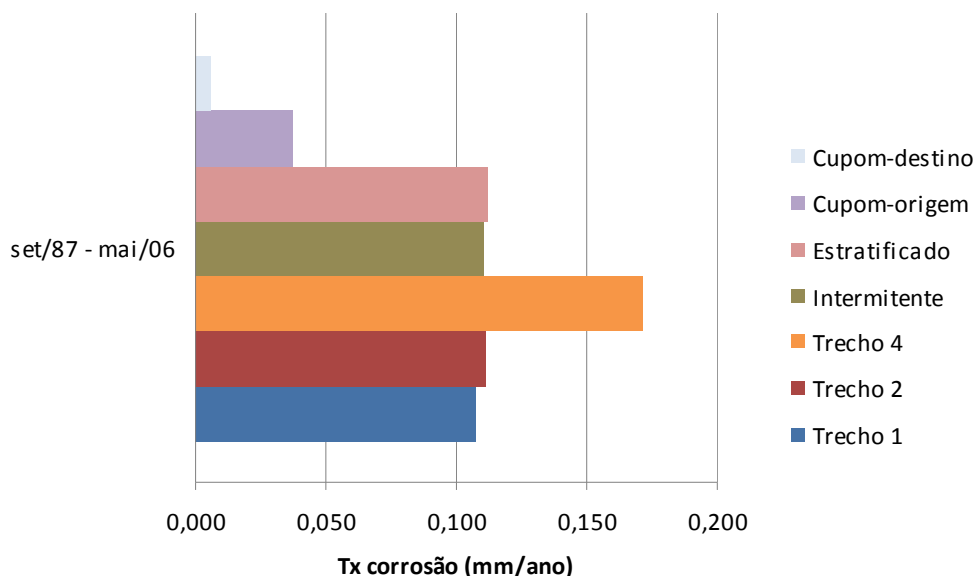


**Figura 4.29 - Comparação entre as taxas de corrosão obtidas das análises das inspeções com *pigs* e de cupons de perda de massa para o intervalo 1.**

A afirmação de que os valores de taxa de corrosão obtidos por intermédio de cupons de perda de massa podem ser menores que os valores representativos no trecho de fundo de um duto submarino em operação pode ser comprovada ao se observar a Figura 4.29 e a Figura 4.30. Os níveis mais altos de taxas de corrosão apresentados nos trechos 3 e 4 são resultado da diferença das populações de defeitos utilizados para a geração da profundidade de defeito representativa necessária ao cálculo das taxas de corrosão. Estes trechos utilizam toda a população referente a primeira inspeção executada ainda com o trecho excessivamente corroído operando. Esta pode ser a mesma razão pela qual não se observou diferenças marcantes entre as taxas calculadas para os

trechos referentes aos regimes de escoamento multifásico intermitente e estratificado. Estas taxas foram calculadas com os dados pertencentes ao trecho substituído excluído das populações de defeitos.

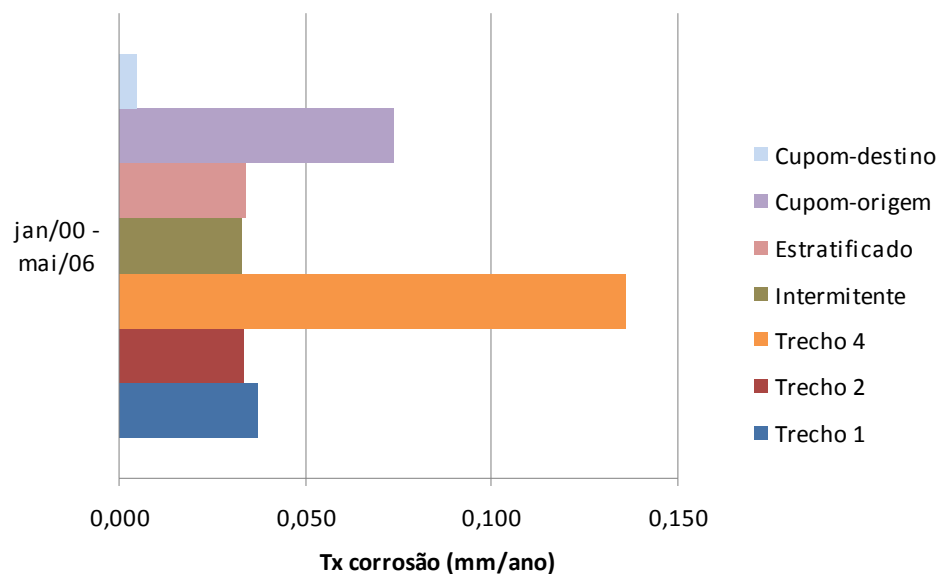
Como os altos níveis de corrosividade no oleoduto tem sua origem nos níveis de BSW da emulsão escoada, é possível entender a razão pela qual a taxa de corrosão nos cupons neste intervalo ainda são tão inferiores aos valores pertencentes ao trecho de fundo do oleoduto. A quantidade de água e sedimentos no fluido escoado começa a aumentar bastante somente após o início dos anos 90. Além disto, a influência do regime de escoamento na corrosividade de um fluido com alto BSW como o encontrado é determinante. Desta maneira, ao se analisar os pontos onde são posicionados os cupons, pode-se formular a hipótese de que os mesmos podem não estar sofrendo exatamente as mesmas condições do trecho de fundo. As perturbações sofridas pelo escoamento ao passar pelos *risers* e acidentes diversos dos trechos de superfície nas plataformas podem desfazer a segregação bem definida das fases aquosa e oleosa protegendo assim a parede metálica do duto.



**Figura 4.30 - Comparação entre as taxas de corrosão obtidas das análises das inspeções com *pigs* e de cupons de perda de massa para o intervalo 2.**

O aumento nos valores da taxa de corrosão no cupom posicionado na plataforma de origem podem estar relacionados com o aumento nos níveis de BSW ocorrido nos últimos anos.

No ponto de chegada do duto (plataforma de destino), sabe-se que não há tempo para um regime multifásico estratificado se formar por conta da pouca distância da saída do escoamento do riser até o ponto de monitoramento. Mesmo que a velocidade do escoamento defina um número de Reynolds dentro do regime laminar, uma distância mínima sem qualquer acidente na tubulação deve existir para o completo desenvolvimento deste regime de escoamento. O valor discrepante da taxa de corrosão no trecho 4 pode estar relacionado a problemas na geração dos dados em que foram baseados estes cálculos, as populações de defeitos registradas são pequenas e o dano sofrido pelo pig na região próxima ao recebimento pode ter prejudicado a confiabilidade das informações.

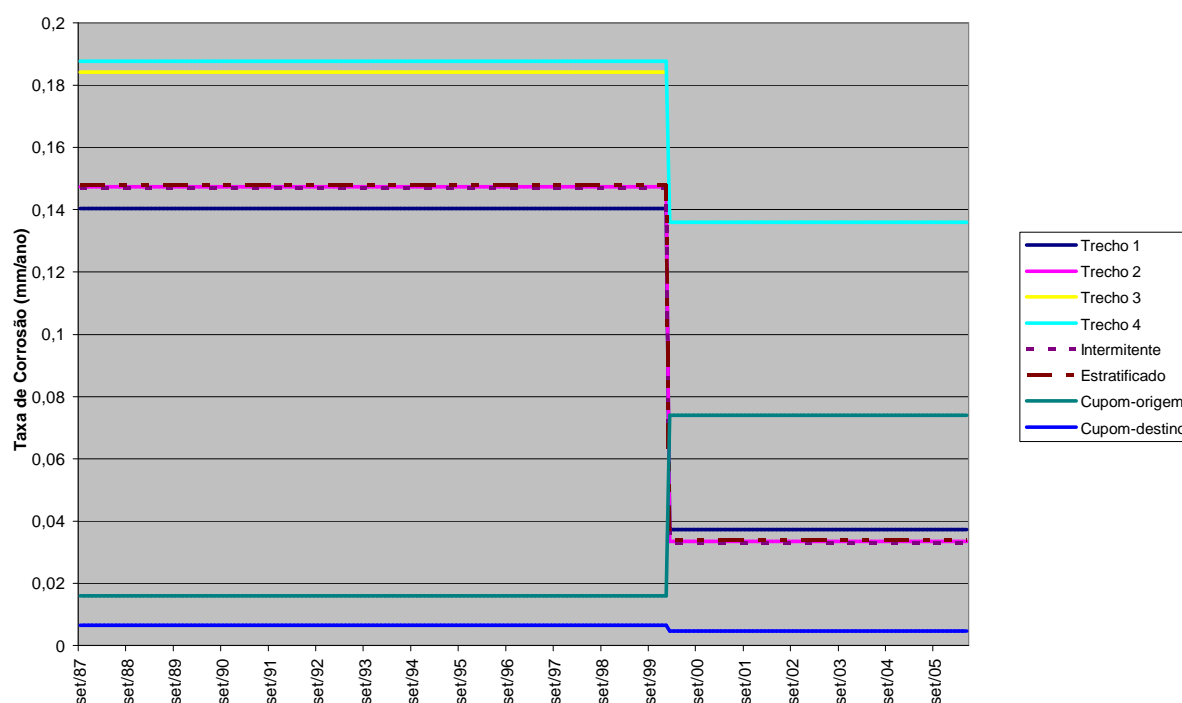


**Figura 4.31 - Comparação entre as taxas de corrosão obtidas das análises das inspeções com pigs e de cupons de perda de massa para o intervalo 3.**

A Figura 4.31 mostra a situação atípica em que a taxa de corrosão de um cupom na superfície encontra-se maior do que as calculadas para o trecho de fundo do oleoduto. Este fato está relacionado a alguns fatores que podem ter contribuído em diversos níveis no resultado



apresentado. Um deles está associado ao pico observado na Figura 4.1, causado por problemas na injeção do inibidor de corrosão realizado em plataforma a montante do oleoduto estudado. Outro fato é o reposicionamento do cupom na geratriz inferior do duto a partir de 2002. O aumento na taxa de corrosão não é identificado pelas inspeções com *pig*, sugerindo que esta situação pode ter sido uma particularidade das condições de corrosividade no trecho de superfície da plataforma de origem ou que a perturbação na corrosividade não tenha gerado indicações de corrosão interna suficientes para que uma taxa média, obtida no intervalo entre duas inspeções com *pig*, a identificasse com clareza.



**Figura 4.32 - Comparação entre as taxas de corrosão obtidas das análises das inspeções com *pigs* e de cupons de perda de massa para tempo de operação do duto (intervalos 1 e 2).**

O gráfico mostrado na Figura 4.32 apresenta a progressão dos valores de taxas de corrosão calculados no trabalho ao longo do tempo de operação do duto até o fim do ano de 2006. É possível perceber que as taxas calculadas a partir dos dados de inspeções internas assumem comportamento decrescente após a primeira inspeção. As curvas referentes aos trechos 1, 2,

Intermitente e Estratificado estão apresentando comportamentos bastante similares: As curvas refletem o processo de formação e evolução das populações de defeitos identificadas: a maior parte ocorrendo no intervalo 1 (1987-2000), e uma evolução de alguns décimos de milímetro para o intervalo 3 (2000-2006).

Conforme mostrado ao longo do trabalho, o trecho 3 conta com registros apenas até o momento de sua substituição. O patamar da curva gerada pelos resultados obtidos para o trecho 3 é acompanhada apenas pelo trecho 4, porém não existem fatores conhecidos que mostrem relação entre os trechos, maiores estudos são necessários antes de afirmar que esta semelhança é apenas obra do acaso. Para os altos valores apresentados, torna-se aconselhável entretanto, uma análise da estimativa de vida remanescente para que o plano de inspeção do duto seja atualizado (diminuindo o intervalo entre inspeções, por exemplo) se necessário.

A curva representativa da taxa de corrosão oriunda das trocas de cupons de perda de massa possui comportamentos distintos para cada uma das extremidades do oleoduto. O ponto localizado na plataforma de origem tem identificado as perturbações existentes no processo. Os dois picos de corrosividade encontram-se justamente dentro do período compreendido pelo intervalo 3, e estes picos foram os responsáveis pelo elevado valor de taxa de corrosão identificado no gráfico da Figura 4.31. O desenvolvimento das taxas de cupons sugere uma tendência de intensificação do processo corrosivo no período do segundo pico. Este comportamento realça a capacidade da análise das trocas de cupons complementarem as informações disponibilizadas pelas inspeções internas com *pigs* instrumentados detectando a influência dos produtos químicos na corrosividade do fluido. Como os valores das taxas retornaram aos patamares aceitáveis no início do ano de 2007, caberá a próxima inspeção com *pig* avaliar se estas altas taxas realmente se traduziram em novas indicações de corrosão.

Os baixos valores nas taxas pertencentes ao ponto de monitoramento da plataforma de destino mostram como as condições do escoamento são críticas para a corrosividade do fluido escoado por este duto, uma vez que o fluido não sofre nenhuma alteração em sua composição básica, ou seja, nenhum outro fluido passa a fazer parte do escoamento do duto durante seu trajeto.

A comparação entre as taxas de corrosão realizadas são específicas para o oleoduto estudado. Além disto, os eventos relativos ao histórico operacional do duto, particularmente a troca dos 3,5 quilômetros do duto, fizeram com que os trechos utilizados para o cálculo das taxas fossem analisados de forma diferenciada, isto pode ser observado em especial no trecho relativo ao escoamento estratificado, onde as indicações pertencentes ao segmento reparado tiveram que ser retiradas alterando o histórico formado pela acumulação dos defeitos ao longo de sua vida operacional.

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

As diferenças detectadas nas taxas de corrosão obtidas a partir das inspeções com *pigs* instrumentados e das trocas de cupons de perda de massa ocorrem devido às condições específicas dos trechos de superfície e de fundo do oleoduto, que promovem alterações nos seguintes fatores:

- Corrosividade do fluido escoado;
- Regime de escoamento, e;
- Parâmetros operacionais.

Os resultados obtidos validam a técnica de monitoramento da corrosão interna como ferramenta a ser utilizada para o acompanhamento da corrosividade do fluido em intervalos de tempo menores que os praticados pela inspeção interna com *pigs*. Este acompanhamento permite que as alterações no fluido que venham a gerar processos corrosivos internos sejam detectados mais rapidamente minimizando as perdas de espessura provocadas pela corrosão através da implantação de medidas mitigadoras ou corretivas capazes de manter o fluido dentro dos parâmetros adequados a classificação baixa do potencial de corrosividade (segundo critérios internos da operadora) [11].

## 6. CONCLUSÃO

- As taxas de corrosão oriundas das trocas de cupons de perda de massa podem ser utilizadas com o objetivo de subsidiar a avaliação do potencial de corrosividade do fluido escoado por um oleoduto e não para a avaliação direta de vida remanescente do duto como um todo.
- A análise dos dados referentes às inspeções com *pigs* instrumentados permitiu o cálculo de taxas de corrosão de segmentos específicos do duto. Além disso, foi possível avaliar o impacto da utilização de distribuições de probabilidade para a obtenção de defeitos representativos, em cada um dos segmentos definidos, sem a necessidade de empregar métodos de correlação dos defeitos registrados entre as inspeções. Além disto, as curvas geradas através das funções de densidade de probabilidade podem ser utilizadas para análises de integridade (cálculo de probabilidades de falha, por exemplo). Estas análises podem ser obtidas com ferramentas computacionais acessíveis e com confiabilidade bastante adequada aos propósitos das equipes responsáveis pela integridade estrutural de dutos, dentre eles, a obtenção das estimativas de vida remanescente dos dutos para atualização dos seus planos de inspeção.
- A tendência de aumento das taxas de corrosão após 2000 obtidas a partir dos cupons de perda de massa reflete o aumento na corrosividade do fluido durante o período em que a injeção de inibidor de corrosão foi suspensa. O oleoduto teve sua proteção contra corrosão reduzida pela interrupção na injeção de inibidor associada a continuidade da injeção de biocida, de caráter ácido, aumentando seu potencial de corrosividade significativamente.
- O posicionamento dos pontos de monitoramento nas plataformas é crítico para a detecção de processos corrosivos oriundos da segregação de fases provocada por regimes de escoamento multifásico. Observar as distâncias dos acidentes mais próximos e o comprimento de tubulação horizontal para que se verifique o desenvolvimento completo do regime de escoamento são fatores determinantes na capacidade de detecção deste tipo de corrosão.

- 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.

## 7. SUGESTÕES

- Outros oleodutos com mais de uma inspeção interna com *pigs* instrumentados realizadas e com a atividade de MCI implementada de forma estável devem ser analisados para que o comportamento relativo entre as taxas oriundas das duas técnicas (MCI e inspeção interna) seja plenamente conhecido.
- Para a consideração dos regimes de escoamento na avaliação da corrosão interna em dutos, é essencial que os especialistas em escoamento de fluidos e os responsáveis pela integridade do duto trabalhem em conjunto para garantir que o resultado fornecido representará adequadamente as condições presentes no duto.
- A próxima inspeção com *pig*, a ser realizada em 2011, permitirá avaliar se a tendência de elevação da taxa de corrosão mostrada pelo cupom será efetivamente identificada. Um estudo similar ao executado precisa ser realizado para a obtenção desta avaliação.
- Nos segmentos onde se verificou a existência de processos corrosivos localizados, sugere-se a utilização de ferramentas específicas para a obtenção de curvas de densidade de probabilidade que retornem valores de profundidade de defeito e, conseqüentemente, de taxas de corrosão que representem melhor as populações de indicações de corrosão registradas, como as distribuições de valores extremos, por exemplo.

## 8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

- 1 Gentil, Vicente, Corrosão, Livros Técnicos e Científicos Ed., 4ª ed., 2003.
- 2 Nešić, Srdjan, Key issues related to modelling of internal corrosion of oil and gas pipelines – A review. Institute for Corrosion and Multiphase Technology, Ohio University, EUA Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com>> Acessado em: 15 abr 2009.
- 3 Roberge, P.R. (2000). Handbook of Corrosion Engineering. (pp:187 a 210 ). McGraw-Hill. Disponível em: <[http://knovel.com/web/portal/browse/display?\\_EXT\\_KNOVEL\\_DISPLAY\\_bookid=656&VerticalID=0](http://knovel.com/web/portal/browse/display?_EXT_KNOVEL_DISPLAY_bookid=656&VerticalID=0)> Acessado em : 10 jul 2009.
- 4 Shreir, L.L.; Jarman, R.A.; Burstein, G.T. (1994). Corrosion (3rd Edition) Volumes 1-2. (pp: 20:1 a 20:37). Elsevier. Disponível em: <[http://knovel.com/web/portal/browse/display?\\_EXT\\_KNOVEL\\_DISPLAY\\_bookid=713&VerticalID=0](http://knovel.com/web/portal/browse/display?_EXT_KNOVEL_DISPLAY_bookid=713&VerticalID=0)> Acessado 11 jul 2009.
- 5 FRANZOI, A. R. et al. Comparação do Resultado de 3 Técnicas de Inspeção com Pigs Instrumentados em um Mesmo Oleoduto da Bacia de Campos. In: RIO PIPELINE CONFERENCE & EXPOSITION, 2005, Rio de Janeiro. **Trabalho Técnico**. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, 2004.
- 6 Torres, Eduardo da Silva. Cinética de parâmetros microbiológicos na formação de biofilmes/ Eduardo da Silva Torres. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2001.
- 7 VAN LOOSDRECHT, M. C. M.; LYKLEMA, J.; NORDE, W; SEHNDER, A. J. B. *Influence of Interfaces on Microbial Activity*. Microbiol. Rev. (1990). Vol. 54, No. 1, 75-87.
- 8 Fernando B. Mainier, Arlindo de Almeida Rocha, H<sub>2</sub>S: Novas Rotas de Remoção Química e Recuperação de Enxofre. Em: 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, 2003, Rio de Janeiro.
- 9 Salvador, A. D.; Freitas, N. R., Módulo Básico de Corrosão (2006), PETROBRAS.
- 10 M.J.J. Simon Thomas, L.H. Prager, C.V.M. Voermans, B.P. Miglin, B.F.M. Pots, I.J. Rippon, Deterministic Pipeline Integrity Assessment To Optimize Corrosion Control And Reduce Cost, Em: Corrosion (2002), Denver, NACE International.



---

11 PETROBRAS, Monitoração, Interpretação e Controle da Corrosão Interna em Dutos, Rev. A, Rio de Janeiro 2004 (PETROBRAS N-2785).

12 <http://www.roxar.com/getfile.php/Files/Product%20Datasheets/CorrOcean/coupons.pdf>. Acessado em: 23/10/2009.

13 PETROBRAS, Avaliação de Corrosão Interna Através de Cupom de Perda de Massa, Rev. A, Rio de Janeiro 2003 (PETROBRAS N-2364).

14 <http://www.roxar.com/getfile.php/Files/Product%20Datasheets/CorrOcean/coupons.pdf>, acessado em: 18/07/2009

15 Oliveira, P. R. P, Relatório de Monitoração da Corrosão Interna Oleoduto PVM-2/ PVM-3, Rio de Janeiro, E&P, UN-BC, 2005 1 v. Relatório Interno (VM2-00105).

16 Cobucci, José Carlos S., Apostila – Curso de Formação de Técnicos de Inspeção Rio de Janeiro, (2004), ÍNTEGRA - Cooperativa dos Profissionais de Engenharia em Integridade de Equipamentos Ltda

17 Per Olav Gartland, Jan Erik Salomonsen, A Pipeline Integrity Management Strategy Based On Multiphase Fluid Flow And Corrosion Modelling, Em: Corrosion 1999, Houston, NACE International.

18 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.

19 Yehuda Taitel, Brief Communication Flow Pattern Transition In Rough Pipes, Int. L MuMphase Flow, Vol. 3, pp. 597-601. Pergamon/Elsevier, 1977

20 Guo, Boyun; Song, Shanhong; Chacko, Jacob; Ghalambor, Ali Offshore Pipelines. (pp: ). Elsevier.  
Online version available at:  
[http://knovel.com/web/portal/browse/display?\\_EXT\\_KNOVEL\\_DISPLAY\\_bookid=1258&VerticalID=0](http://knovel.com/web/portal/browse/display?_EXT_KNOVEL_DISPLAY_bookid=1258&VerticalID=0), Acessado em: 05/07/2009.

21 José Luiz H. Faccini, Silvia B. G. Cesar, Jorge A. Coutinho, Sergio Carlos Freitas, Pedro N. Addor, Dimensionamento de uma Seção de Testes de Simulação de Escoamentos Bifásicos Água-Ar, Em: Encontro Nacional de Física de Reatores – ENFIR, 2002, Rio de Janeiro.

---

22 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.

23 Thomas Beuker, Johannes Palmer, Manuel Quack, Advantages of Combining Magnetic Flux Leakage and Ultrasonic Inspection Technologies in In-Line Inspection Solutions, Rio Pipeline Conference, 2007, Rio de Janeiro, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP.

24 Thomas Beuker, Bryce Brown, Axial Flaw Detector Pig Design Improves Pipeline Integrity, Pipeline & Gas Journal, December 2003, p. 12-19.

25 Derek Storey, A Service Company's Experience with Pipeline Integrity Management, disponível em: [http://www.roseninspection.net/MA/papers/200411\\_PipelineIntegrityManagement.pdf](http://www.roseninspection.net/MA/papers/200411_PipelineIntegrityManagement.pdf), acessado em: 25/07/2009.

26 Santim, Jorge Luiz, Ultra-som: técnica e aplicação, Artes Gráficas e Editora Unificado, Curitiba (2003).

27 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.

28 Eline Terezinha Antunes de Souza, Orlandemberg Pereira Silva, Patrícia Íris da Silva Peres, Relatório de Monitoração da Corrosão Interna, Oleoduto PVM-3/ PPG-1, 2005, Petrobras/E&P, VM3-00105.

29 Arlindo de Mattos, Carlos Magno B. de M. Nascimento, Identificação de Padrões de Fluxo na Malha de Oleodutos (Multifásicos) das plataformas de Vermelho e Carapeba, 2007, Relatório Interno, Petrobras, E&P.

30 Anne A. Araújo, Relatório de Inspeção por *Pig* MFL, 2006, Relatório interno, Petrobras/E&P, RL-3503.00-6510-973-EJC-016.