

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPIRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

PROJETO DE GRADUAÇÃO

Integridade Estrutural e Avaliação da Corrosão de Dutos Por Métodos Semi-Empíricos

ESTEVÃO GUAITOLINI DA SILVA

FABRICIO DIAS DE OLIVEIRA

VITÓRIA
AGOSTO DE 2013

ESTEVÃO GUAITOLINI DA SILVA

FABRICIO DIAS DE OLIVEIRA

Integridade Estrutural e Avaliação da Corrosão de Dutos Por Métodos Semi-Empíricos

Projeto de Graduação apresentado ao Corpo Docente do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal do Espírito Santo como parte dos requisitos para obtenção do Título de Engenheiro Mecânico. Orientador: Prof. D. Sc. Geraldo Rossoni Sisquini.

**VITÓRIA
AGOSTO DE 2013**

AGRADECIMENTOS

A Deus, que nos fortaleceu e sustentou! E, por sabermos que nenhum obstáculo é grande demais quando estamos com ele.

Às nossas famílias, pelo auxílio e dedicação constante.

Aos parentes e amigos, pela compreensão por eventuais ausências para a elaboração deste trabalho.

Aos Professores Geraldo Rossoni Sisquini e Fernando César Meira Menandro, pela orientação e compromisso durante a elaboração deste trabalho.

A professora Carmen Faria Santos, por ter contribuído e auxiliado nosso projeto.

Ao pessoal da TRANSPETRO, principalmente aos Engenheiros Nicolas Girelli Boing e Paulo Nascimento Martins por auxiliar em nosso caso de estudo.

RESUMO

Com o aumento da demanda mundial por fontes de energia que usa o petróleo e seus derivados, surge a necessidade de transportá-los de maneira econômica e segura, sendo que a utilização de dutos é destaque neste sentido. Para verificar a integridade de um duto, diversas inspeções são realizadas periodicamente, o que geram manutenções corretivas e/ou preventivas quando se detecta qualquer problema, mediante análise dos dados. Um dos métodos de inspeção é o visual, que busca identificar erros notáveis. Outro método é realizado internamente com um Pig instrumentado, que é um coletor de dados, tais como espessura de parede do tubo, geometria de defeitos e outros. Somado aos dados coletados pelo Pig, podemos usar métodos semi-empíricos, a fim de estimar o restante da vida útil do duto após perda de material de sua parede devido à corrosão. Este trabalho apresenta e compara três métodos semi-empíricos de inspeção de integridade de dutos, avaliando e definindo qual o melhor tipo que avalia a condição do duto.

Palavras - chave: Integridade de Dutos, Métodos Semi-Empíricos, Corrosão.

ABSTRACT

With increasing global demand of energy sources that use oil and its derivatives, the need arises to transport them safely and cost effectively mainly through pipelines. To ensure continuity of pipelines with a reasonable level of security inspection methods have been developed for structural evaluation of the same. One method is called visual inspection which aims to identify any glaring errors. Another method is performed internally with a pig instrumented which is a data collector, such as pipe wall thickness, geometry of the defect, and others. Additionally, ownership of the data collected by the pig, we can use semi-empirical methods in order to estimate the remaining life-time of the pipe after material loss of its wall due to corrosion. This paper presents and compares three semi-empirical methods of inspection of pipeline integrity evaluating and defining which one is adequate for our case.

Key words: Pipeline Integrity, Semi-Empirical Methods, Corrosion.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 –Corrosão Uniforme em uma Placa.....	13
Figura 2.2 – Pite em Placa.....	13
Figura 2.3 –Corrosão em Placas.....	13
Figura 2.4 –Corrosão alveolar.....	13
Figura 2.5 –Corrosão Filiforme.....	16
Figura 2.6 –Corrosão em Fresta.....	16
Figura 2.7 –Representação Esquemática de Célula de Corrosão.....	21
Figura 2.8 –Proteção Catódica pelo Método da Corrente Impressa.....	24
Figura 4.1 – Pig Instrumentado Após Corrida em Gasoduto.....	30
Figura 4.2 – Esquema Geral do Pig Detector de Vazamentos.....	31
Figura 4.3 – Gráfico Esquemático dos Níveis de Pressão.....	31
Figura 4.4 – Esquema de Montagem do Pig Acústico.....	32
Figura 4.5 – Sinal Esperado para o Vazamento.....	32
Figura 5.1 – Equilíbrio Axial.....	37
Figura 5.2 – Equilíbrio Circunferencial.....	38
Figura 5.3 – Tensões Axial e Circunferencial.....	39
Figura 5.4 – Aproximação Dimensional dos Defeitos de Corrosão.....	40
Figura 5.5 – Procedimento para Análise de um Duto Corroído.....	43
Figura 5.6 – Corte Longitudinal Esquemático da Fatia de um Duto.....	44
Figura 5.7 – Representação da Área Longitudinal de Material Perdido.....	45
Figura 6.1 – Gráfico da Distribuição dos Defeitos.....	51
Figura 6.2 – Dimensões e Localização de um Defeito Genérico.....	52

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Classificação das Taxas de Corrosão.....	20
Tabela 4.1 – Requisitos de Resistência para os Aços API 5L.....	28
Tabela 6.1 – Dados Operacionais do Duto	50
Tabela 6.2 – Pontos de Defeito de Corrosão no Gasoduto	51
Tabela 6.3 – Características do Defeito Escolhido para Estudo	53
Tabela 6.4 – Resumo dos Dados	56

LISTA DE SÍMBOLOS

- Q** – taxa de corrosão;
- K** – constante usada na expressão do cálculo de taxa de corrosão;
- ΔM – diferença de massa antes e após exposição ao meio corrosivo;
- A_{ec}** – área exposta do corpo de prova;
- T_e** – tempo de exposição;
- y** – profundidade máxima dos pites;
- E** - módulo de elasticidade longitudinal;
- G** – módulo de cisalhamento
- M** – fator de Folias, ou fator de dilatação do defeito;
- v** – coeficiente de Poisson;
- u_x** – componente do vetor deslocamento **u** na direção cartesiana **x**;
- u_y** – componente do vetor deslocamento **u** na direção cartesiana **y**;
- u_z** – componente do vetor deslocamento **u** na direção cartesiana **z**;
- ε_{xx}** – deformação normal na direção **x**;
- ε_{yy}** – deformação normal na direção **y**;
- ε_{zz}** – deformação normal na direção **z**;
- ε_{xy}** – deformação cisalhante ou distorção angular no plano **xy**;
- ε_{xz}** – deformação cisalhante ou distorção angular no plano **xz**;
- ε_{yz}** – deformação cisalhante ou distorção angular no plano **yz**;
- λ** – primeira constante de Lamé;
- μ** - segunda constante de Lamé;
- σ_{xx}** – tensão axial;
- σ_{yy}** – tensão circunferencial;
- σ_{esc}** – tensão de escoamento de engenharia;
- σ_u** – tensão última de engenharia;
- σ_{verd}** – tensão verdadeira;
- ε_{verd}** – deformação específica verdadeira;
- ε_{eng}** – deformação específica de engenharia;
- σ_{flow.}** – tensão de escoamento média no material;
- σ_{circ}** – tensão circunferencial

r – raio da seção transversal;

L – comprimento longitudinal do defeito;

t – espessura da parede do duto;

l – largura do defeito;

D – diâmetro externo do duto;

R – raio externo do duto;

d – profundidade do defeito da corrosão;

A – área longitudinal de material perdida na região do defeito;

A_o – área longitudinal original da região corroída;

α - fator empírico que leva em conta a geometria do defeito de corrosão;

PMOA – pressão máxima de operação admissível;

P – pressão interna atuante no duto;

P_a – pressão admissível;

σ_{rup.} – tensão circunferencial da parede do duto no instante da ruptura, numa região fora do defeito;

P_{rup.} – pressão de ruptura para o duto corroído;

FS – fator de segurança;

ERF – Fator de Reparo Estimado

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	13
1.1 - CONTEXTUALIZAÇÃO E MOTIVAÇÃO	13
1.2 – OBJETIVO	13
1.2 – DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO	13
CAPÍTULO 2 – REFERENCIAL TEÓRICO	13
2.1 – A CORROSÃO	14
2.1.1 – A IMPORTÂNCIA DO ESTUDO DA CORROSÃO	14
2.2 - FORMAS DE CORROSÃO	14
2.2.1 - Corrosão Uniforme	15
2.2.2 - Corrosão por Pite	15
2.2.3 - Corrosão por Placas	15
2.2.4 - Corrosão Alveolar	16
2.2.5 - Corrosão Filiforme	16
2.2.6 - Corrosão em Frestas	16
2.2.7 – Corrosão por Hidrogênio	17
2.2.8 – Corrosão Galvânica	17
2.2.9 – Corrosão Sob Tensão	18
2.2.10 – Corrosão em Torno do Cordão de Solda	18
2.2.11 – Corrosão Biológica	18
2.3 – FATORES QUE INFLUENCIAM A CORROSÃO	18
2.4 – TAXAS DE CORROSÃO	20
2.5 – TÉCNICAS DE CONTROLE DE CORROSÃO EM DUTOS	21
2.5.1 – Superfície Externa	21
2.5.1.1 – Revestimentos	22

2.5.1.2 - Proteção Catódica.....	23
2.5.2 – Superfície Interna	24
2.5.2.1- Inibidores de Corrosão	24
CAPÍTULO 03 - DEFEITOS MECÂNICOS E POR SOLDAGEM	26
3.1 – OVALIZAÇÃO.....	26
3.2 – AMASSAMENTO/MOSSA	26
3.3 - CAVA	26
3.4 - DEFEITOS RELACIONADOS À SOLDA.....	27
3.5 - TRINCAS.....	27
CAPÍTULO 4 – DUTOS E TÉCNICAS DE INSPEÇÃO	28
4.1 – OS DUTOS.....	28
4.2 - TÉCNICAS DE INSPEÇÃO	29
4.2.1 - MEDIÇÃO DE ESPESSURA.....	29
4.2.2 - INSPEÇÃO VISUAL.....	29
4.2.3 - TESTE HIDROSTÁTICO	29
4.2.4 - INSPEÇÃO ATRAVÉS DE PIGS.....	30
4.2.4.1- Princípio de Funcionamento dos Pigs para Oleodutos.....	30
4.2.4.2 - Princípio de Funcionamento dos Pigs para Gasodutos	31
CAPÍTULO 05 – MÉTODOS PARA AVALIAÇÃO DE RESISTÊNCIA DOS DUTOS ...	33
5.1 - MECÂNICA DOS SÓLIDOS.....	33
5.1.1 – EQUAÇÃO DEFORMAÇÃO-DESLOCAMENTO.....	33
5.1.2 – EQUAÇÃO CONSTITUTIVA	35
5.1.3 – TUBO CILÍNDRICO DE PAREDE FINA DE COMPRIMENTO INFINITO COM EXTREMIDADES FECHADAS SUBMETIDO À PRESSÃO INTERNA.....	37
5.1.3.1 - Equilíbrio Axial.....	37

5.1.3.2 - Equilíbrio Circunferencial.....	38
5.2 - MÉTODOS ANALÍTICOS SEMI-EMPÍRICOS	39
5.2.1 – MÉTODO ASME B31G	41
5.2.2 – MÉTODO 0,85 DL.....	46
5.2.3 – MÉTODO RPA	47
5.2.4 - FATOR ESTIMADO DE REPARO (ERF)	49
CAPÍTULO 06 - ESTUDO PROPOSTO	50
6.1 – APRESENTAÇÃO DOS DADOS NA INSPEÇÃO POR PIG INSTRUMENTADO DE PERDA DE ESPESSURA	50
6.1.1 – INFORMAÇÕES SOBRE A CORRIDA COM PIG INSTRUMENTADO DE PERDA DE ESPESSURA.....	50
6.1.2 – ANÁLISE DO DEFEITO ESCOLHIDO COM MAIOR CRITICIDADE NESTE TRECHO.	52
6.1.3 – DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....	55
6.1.4 – CONSIDERAÇÕES FINAIS	56
6.1.5 – SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	57
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	58

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

1.1 - CONTEXTUALIZAÇÃO E MOTIVAÇÃO

O transporte e distribuição do petróleo e seus derivados são feitos, em sua grande parte, por dutos metálicos que operam dia e noite interligando regiões produtoras, unidades de refino e consumidores. Além de ser a maneira mais segura e econômica de transporte, os dutos contribuem também para aumentar a segurança nas estradas e diminuir a poluição causada pelo tráfego de caminhões. De modo a garantir a eficiência e segurança da rede de dutos, empresas responsáveis necessitam fazer inspeções periódicas à procura de sinais de corrosão ou defeitos.

1.2 - OBJETIVO

O principal objetivo do trabalho é determinar a pressão de ruptura e pressão admissível através da metodologia semi-empírica, para que mediante a avaliação da integridade estrutural de dutos corroídos, possamos comparar resultados e escolher dentre os três métodos o mais eficaz. Logo, tempo de paradas para realização de reparos poderão ser redefinidos e custos com sobressalentes poderão ser minimizados.

1.3 - DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO

Em virtude de trabalharmos com um duto corroído, vamos subdividir a abordagem da seguinte forma: No capítulo dois falaremos sobre corrosão, mencionando desde formas de corrosão até técnicas de controle. No capítulo três mostraremos os principais defeitos mecânicos e os defeitos devido à soldagem. No quarto capítulo, vamos abordar técnicas de inspeção existentes. No quinto capítulo, falaremos da temática que leva aos métodos semi-empíricos, onde aqui será abordado o ASME B31G, 0,85dL e o RPA. O último capítulo será dedicado ao caso proposto, com resultados, discussões, considerações e sugestões para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2 – REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 - A CORROSÃO

Num aspecto muito difundido e aceito universalmente, pode-se definir corrosão como a deterioração de um material, geralmente metálico, por ação química ou eletroquímica do meio ambiente aliada ou não a esforços mecânicos. A deterioração, causada pela interação físico-química entre o material e o seu meio operacional, representa alterações prejudiciais indesejáveis sofridas pelo material, tais como desgaste, variações químicas ou modificações estruturais tornando-o inadequado para seu uso (GENTIL, 2003).

2.1.1 - A Importância do Estudo da Corrosão

Os problemas de corrosão são frequentes e ocorrem nas mais variadas atividades, como por exemplo, na indústria química, petrolífera, petroquímica, naval, de construção civil, automobilística, nos meios de transporte aéreo, etc. (GENTIL, 2003). Em virtude disso, precisa-se utilizar maiores coeficientes de segurança em projetos, necessita-se de manutenção preventiva (exemplo a pintura) e corretiva, usa-se materiais mais “nobres” e caros, entre outros. Obviamente todos estes itens envolvem aspectos econômicos que geram razões suficientes para se evitar a corrosão.

2.2 - FORMAS DE CORROSÃO

A corrosão pode ocorrer sob diferentes formas, e o conhecimento das mesmas é muito importante no estudo dos processos corrosivos. As formas de corrosão podem ser apresentadas considerando-se a aparência ou forma de ataque, além de seus mecanismos.

A caracterização da forma de corrosão auxilia bastante no esclarecimento do mecanismo e na aplicação de medidas adequadas de proteção, daí serem apresentadas a seguir as características fundamentais das diferentes formas de corrosão (GENTIL, 2003).

2.2.1 - Corrosão Uniforme: É a forma menos agressiva de corrosão. O ataque se estende de forma homogênea sobre toda a superfície metálica, e sua penetração média é igual em todos os pontos, com conseqüente diminuição de espessura conforme ilustrado na figura 2.1.



Figura 2.1 – corrosão uniforme

Fonte: ABRACO (2006)

2.2.2 - Corrosão por Pite: Processo de corrosão em pontos ou em pequenas áreas localizadas na superfície metálica produzindo pites, que tratam-se de cavidades que apresentam o fundo em forma angulosa e profundidade geralmente maior do que o seu diâmetro, conforme observado na figura 2.2.

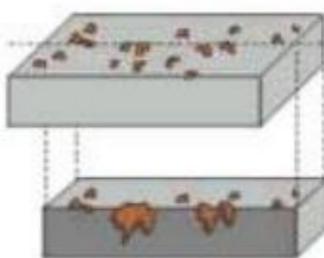


Figura 2.2 – (Pite) em placa.

Fonte: ABRACO (2006)

2.2.3 - Corrosão por Placas: A corrosão localiza-se em regiões da superfície metálica e não em toda a sua extensão, formando placas com escavações de acordo com a figura 2.3.

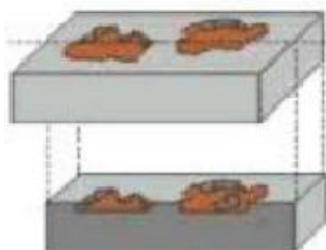


Figura 2.3 – Corrosão em placas

Fonte: ABRACO (2006)

2.2.4 - Corrosão Alveolar: A corrosão processa na superfície metálica produzindo sulcos ou escavações semelhantes a alvéolos, apresentando fundo arredondado e profundidade geralmente menor que o seu diâmetro, conforme visto na figura 2.4.

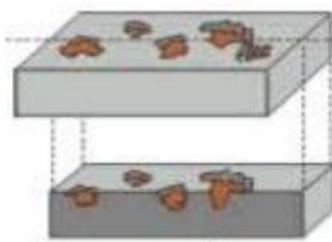


Figura 2.4 – Corrosão alveolar
Fonte: ABRACO (2006)

2.2.5 - Corrosão Filiforme: É a corrosão em forma de finos filamentos que se propagam em diferentes direções e que não se cruzam. Ocorrem geralmente em superfícies metálicas revestidas com filmes poliméricos, tintas ou metais, ocasionando o deslocamento do revestimento conforme figura 2.5 (GENTIL, 2003).



Figura 2.5 – Corrosão Filiforme
Fonte: ABRACO (2006)

2.2.6 - Corrosão em Frestas: A corrosão em frestas é uma forma localizada de corrosão que ocorre quando pequenas quantidades de um meio corrosível fica retida ou estagnada em frestas, cavidades ou qualquer espaço confinado, como visto na figura 2.6.



Figura 2.6 – Corrosão por Fresta
Fonte: CASTRO

2.2.7 - Corrosão por Hidrogênio: O hidrogênio atômico penetra no material metálico e, por ter pequeno volume atômico, difunde-se rapidamente em regiões com descontinuidades, como inclusões e vazios. Assim, ele se transforma em hidrogênio molecular (H_2), exercendo pressão e originando a formação de bolhas, daí o nome de empolamento por hidrogênio. A prevenção é feita:

- Utilizando de revestimentos (metálicos, inorgânicos ou orgânicos) que não deverão ser permeáveis ao hidrogênio para que sejam eficientes;
- Utilizando de inibidores;
- Substituindo ligas: Aços contendo Ni e ligas a base de Ni apresentam uma baixa taxa de difusão para o hidrogênio.

2.2.8 - Corrosão Galvânica: Denomina-se corrosão galvânica o processo corrosivo resultante do contato elétrico de materiais diferentes ou dissimilares. Este tipo de corrosão será tão mais intensa quanto mais distante forem os materiais na tabela de potenciais eletroquímicos, ou seja, em termos de nobreza no meio considerado. Desta forma pode-se dizer que haverá esse tipo de corrosão sempre que houver uma diferença de potencial (ddp) no sistema. São os seguintes fatores determinantes da corrosão galvânica:

- Potencial de corrosão de cada um dos metais;
- Natureza e condutividade do meio;
- Reações catódicas na superfície do metal mais nobre (catodo) e reações anódicas na superfície do metal mais ativo (anodo);
- Fatores geométricos, como área relativa dos metais constituintes do par e etc.

Prevenção:

- Usar metais próximos da série galvânica;
- Isolar juntas e flanges;
- Adicionar inibidores de corrosão;
- Instalar um terceiro metal mais ativo do que ambos;
- Não usar juntas rosqueadas (preferir soldas).

2.2.9 - Corrosão sob tensão: A corrosão sob tensão acontece quando um material, submetido a tensões de tração (aplicadas ou residuais), é colocado em contato com um meio corrosivo específico. As condições metalúrgicas do material, como dureza, encruamento, fases presentes, são fatores decisivos.

É importante salientar que a corrosão sob tensão não precisa, necessariamente, de uma tensão mecânica aplicada para se manifestar. Tensões residuais (provocadas por tratamentos térmicos, trabalho a frio, entre outros) também induzem este tipo de ataque. Os principais critérios de proteção aqui são:

- Abaixar a tensão a um valor menor que a crítica, quando ele existe;
- Uso de ligas menos suscetíveis;
- Proteção catódica;
- Adição de inibidores.

2.2.10 - Corrosão em torno do cordão de solda: Após a solda de algum material, teremos a formação de corrosão em torno da solda. Ocorre a poucos milímetros do local onde foi aplicada a solda e é mais comum em aços inox não estabilizado ou com teores de carbono inferiores a 0,03%.

2.2.11 - Corrosão Biológica: Os organismos vivos são mantidos por reações químicas, isto é, ingerem um reagente ou alimento e eliminam produtos que podem ser agressivos. Esses processos podem afetar a corrosão metálica através de algumas maneiras, como:

- Influenciando diretamente as reações anódicas e catódicas;
- Influenciando as películas protetoras formadas sobre o metal;
- Criando condições corrosivas.

2.3 - FATORES QUE INFLUENCIAM A CORROSÃO

Diversos fatores podem influenciar o fenômeno da corrosão. No caso de equipamentos de processo, na maioria das vezes, o meio corrosivo é o próprio fluido de trabalho. As características do fluido que influenciam no processo de corrosão são: *temperatura, concentração, impurezas, umidade, velocidade.*

- **Concentração e Impurezas:** Em geral a corrosão é mais severa para as altas concentrações de fluidos, contudo, para fluido ácidos, pode haver violenta corrosão dos materiais mesmo para pequenas concentrações. A presença de impureza no fluido pode agravar a corrosão. A presença do oxigênio é benéfica se o metal puder ser passivado pela formação de óxidos, caso contrário, o oxigênio agrava a corrosão. A presença de gases dissolvidos ou sólidos em suspensão no fluido, em geral, agrava a contaminação.
- **Temperatura:** O aumento da temperatura agrava a corrosão. Cabe ressaltar que temperaturas acima da temperatura de orvalho, as formas de corrosão eletroquímicas não ocorrem. Contudo, quando os equipamentos são desligados, a temperatura decresce e pode ficar menor que a temperatura de orvalho, causando intensa corrosão neste momento.
- **Umidade:** para que a corrosão eletroquímica ocorra é necessária à presença de umidade. Assim, a umidade agrava a corrosão. Vale ressaltar que a umidade pode reagir com gases poluentes da atmosfera gerando ácidos. Quando a velocidade do fluido é baixa e sem turbilhonamento, aparecerá na parede do material a camada de aderência, na qual serve de proteção contra a corrosão. Contudo, se a velocidade for muito baixa ou nula, poderá ocorrer à corrosão por frestas.
- **Velocidade:** Para velocidade acima de certo valor, ocorrendo ou não o turbilhonamento, essa arrancará as crostas e escamas formados na superfície do material, agravando a corrosão. De forma geral quando o material metálico for sujeito a corrosão sob tensão, ela será agravada caso a frequência cíclica das tensões for aumentada ou se a própria tensão de tração for elevada.
- **Acabamento Superficial:** Quanto melhor o acabamento, menor a corrosão. As regiões de interface com gases (líquido-gás e solo-gás) sempre estão mais sujeitas a presença do fenômeno de corrosão, pois nestas regiões haverá a dissolução dos gases. Também, nesta interface (líquido-gás e solo-gás) haverá a diferença de potencial causada pela diferença entre a parte seca e a parte molhada da peça (Prof. Milton - UNIANCHIETA).

2.4 - TAXAS DE CORROSÃO

As taxas de corrosão expressam a velocidade do desgaste verificado na superfície metálica. A avaliação correta das taxas de corrosão é, de modo geral, de grande importância para a determinação da vida útil provável de equipamentos e instalações industriais. Os valores das taxas de corrosão podem ser expressos por meio da redução de espessura do material por unidades de tempo, geralmente em **mm/ano** (N-2364 – PETROBRAS). Para calcular a taxa de corrosão, são feitas medições periódicas utilizando corpos de prova de aço carbono (cupons) e efetuados os seguintes cálculos:

- Para o caso de corrosão uniforme: Taxa de corrosão (Q):

Onde:

$$Q = \frac{(K \times \Delta M)}{(Ac \times Te \times \rho)}$$

- K: constante (mm/ano) = $8,76 \times 10^4$
- ΔM : diferença de massa (g) **antes** e **após** exposição ao meio corrosivo;
- Ac: área exposta do corpo de prova (cm²);
- Te: tempo de exposição (horas);
- ρ : massa específica (aço-carbono = 7,86 g/cm³).

- Para corrosão por pites: Taxa de corrosão(Q):

$$Q = \frac{(365 \times y)}{Te}$$

Onde:

- y: profundidade máxima dos pites (mm);
- Te: tempo de exposição (dias).

Segundo a norma N – 2364 da Petrobrás, temos a seguinte classificação para taxa de corrosão:

Tabela 2.1 – Classificação das Taxas de Corrosão.

Tipo de Corrosão	Corrosão Uniforme (Taxa)		Pite Taxa	
	mpy	mm/ano	mpy	mm/ano
Baixa	< 1,0	< 0,025	< 5	< 0,305
Moderada	1,0 - 4,9	0,025 - 0,125	5 - 7,9	0,305 - 0,610
Severa	5,0 - 10,9	0,126 - 0,254	8 - 15,0	0,635 - 2,438
Muito Severa	> 10,0	> 0,254	< 15	> 2,438

2.5 - TÉCNICAS DE CONTROLE DE CORROSÃO EM DUTOS.

A corrosão em dutos se dá de duas formas: na superfície externa e/ou superfície interna. Externamente, a corrosão advém de danos no revestimento associados à falha na proteção catódica do duto. Já a interna, é, de maneira geral, uma consequência da presença de água e impurezas no produto transportado.

2.5.1 - Superfície Externa

Ao ser enterrado, o duto entra em contato com um eletrólito (solo ou água), e com o decorrer do tempo, os potenciais elétricos podem variar de um ponto da tubulação para outro, devido à existência de áreas anódicas e catódicas originadas pela própria heterogeneidade do aço. Essas áreas anódicas e catódicas possuem potenciais elétricos diferentes e são a base para a formação de uma célula de corrosão. Mediante o surgimento dos seguintes fatores, temos uma célula de corrosão, que trata-se (GENTIL, 2003):

- Um anodo e de um catodo;
- Diferença de potencial entre o anodo e o catodo;
- Existência de um caminho metálico conectando eletricamente o anodo e o catodo;
- O anodo e o catodo devem estar imersos num eletrólito eletricamente condutivo.

A Figura a seguir mostra de forma esquemática:

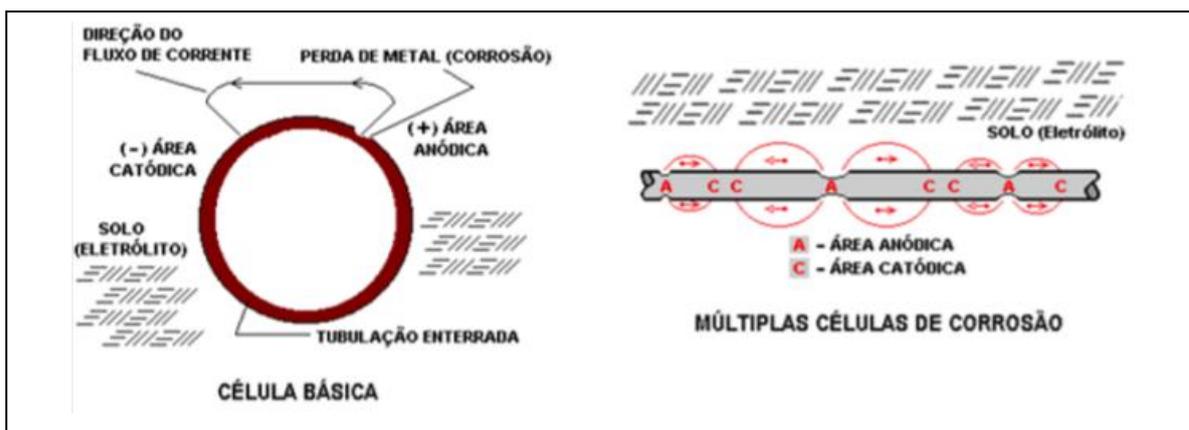


Figura 2.7 – Representação Esquemática de Célula de Corrosão

Fonte: ABRACO 2008.

Logo, para que haja garantia na integridade dos dutos, devem-se adotar técnicas para controle da corrosão. É possível mapear possíveis defeitos no duto antes que estes se transformem em vazamentos ou causem grandes acidentes (ABRACO, 2008). A seguir serão descritos os principais métodos existentes para proteção anticorrosiva dos dutos.

2.5.1.1 - Revestimentos

Os dutos enterrados devem possuir revestimento externo para proteção contra corrosão. Esse revestimento representa a primeira barreira contra a corrosão externa, pois trata-se da interposição de uma camada entre a estrutura metálica e o meio corrosivo, ou seja, forma-se uma película protetora contra a corrosão, impedindo o contato entre o duto e o eletrólito. No entanto, todos os revestimentos são passíveis de deterioração com o tempo devido à absorção de água, pressões e/ou abrasões geradas pela compactação do solo, danos causados por raízes, ataques bacteriológicos, entre outras causas. Um revestimento será um meio efetivo de interromper a corrosão se:

- O material de revestimento for um efetivo isolante elétrico;
- Puder ser aplicado sem interrupções ou descontinuidades, e resistir íntegro durante o transporte, instalação e operação de enterramento;
- O revestimento prover inicialmente de um filme quase perfeito e assim permanecer ao longo do tempo.

Como a proteção é somente por barreira, tão logo o eletrólito chegue à superfície metálica, iniciará o processo corrosivo. Entretanto, se houver um mecanismo adicional de proteção, por exemplo, proteção catódica, haverá um prolongamento da vida do duto. Numa tubulação tipicamente bem revestida, a instalação completa deve ter uma eficiência de revestimento, melhor do que 99%.

Os revestimentos podem ser metálicos ou não metálicos, inorgânicos ou orgânicos e sua utilização dependerá do meio corrosivo ao redor. Os principais tipos de revestimentos usados em dutos enterrados são (NUNES, 2006):

- **Esmalte de alcatrão de hulha:** Existem duas espessuras, sendo de revestimento simples ou duplo. A aplicação destes depende da agressividade do meio em que o duto se encontra.

- **Fitas plásticas:** Fita de polietileno (possuem melhor desempenho), fitas de PVC; fitas de poliéster.
- **Revestimento com polietileno extrudado:** É um dos revestimentos mais modernos, onde utiliza o polietileno de baixa densidade extrudado sobre o duto que se quer proteger.
- **Revestimento misto a base de epóxi e polietileno extrudado:** É considerado o melhor revestimento anticorrosivo atualmente, por ser de excelente desempenho e durabilidade.

2.5.1.2 - Proteção Catódica

A proteção catódica, virtualmente, atua como uma segunda barreira de defesa contra a corrosão externa, pois tem por objetivo proteger a tubulação. O princípio básico é tornar o elemento metálico a ser protegido - um aqueduto, por exemplo - em um cátodo de uma célula de corrosão, o que pressupõe a presença de um ânodo. Assim, o processo natural de perda de elétrons da estrutura para o meio, fenômeno que causa a corrosão, é compensado pela ligação da estrutura metálica a um ânodo de sacrifício, em geral, um eletrodo de cobre/sulfato. O direcionamento da corrente elétrica preserva a estrutura metálica, ocorrendo corrosão controlada no ânodo (PINIWEB).

É bom lembrar que a proteção catódica é o único processo capaz de eliminar a corrosão eletroquímica e eletrolítica, mesmo em estruturas não-revestidas.

Os mecanismos de proteção catódica para estruturas metálicas são dois: galvânica, onde é feita a instalação de um ânodo galvânico paralelo à tubulação, e o outro, feito por corrente impressa, onde a estrutura metálica é ligada a um retificador de corrente elétrica. No decorrer da vida da estrutura, como o revestimento externo perde eficiência por causa da interação com o eletrólito, torna-se necessário aumentar a intensidade da corrente de proteção produzida pelo retificador. Os períodos de revisão/manutenção da estrutura e do sistema de proteção são estimados em 20 anos para corrente impressa e cinco anos para proteção galvânica (PINIWEB).

- **Instalação:** Os sistemas de proteção catódica podem ser instalados tanto antes quanto depois da execução da estrutura ou do assentamento da tubulação. A proteção catódica de tubulações deve ser precedida de um levantamento de campo na fase de projeto para garantir que a corrente de proteção não se transforme na corrente de corrosão de

tubulações de terceiros. Esse fenômeno é agravado porque, em geral, existem correntes elétricas de interferência em regiões urbanizadas, em virtude dos sistemas de tração das ferrovias e do metrô.

- **Aplicação:** O processo de controle da corrosão por meio de proteção catódica aplica-se a toda e qualquer estrutura metálica, enterrada ou submersa, mas não a componentes aéreos ou completamente isolados do meio eletrolítico. Uma tubulação aérea deve ter a superfície interna protegida por mecanismo anticorrosivo passivo, que cria uma barreira isolante eletricamente, conforme vista na figura 2.8.

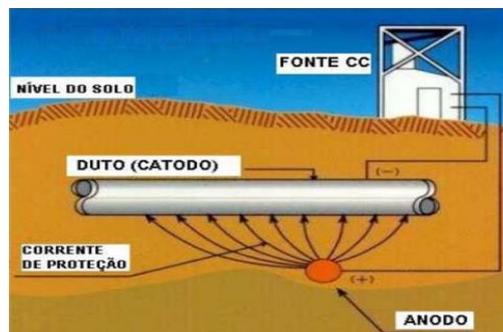


Figura 2.8 - Proteção catódica pelo método da Corrente Impressa.

Fonte: Acervo Técnico da Petrobras

2.5.2 - Superfície Interna

Tubulações enterradas ou submersas, como adutoras, gasodutos, oleodutos e minerodutos são exemplos de dutos na forma cilíndrica com superfície interna e externa. Na maioria dos casos, a interna é a que mais sofre com a corrosão por estar em contato contínuo com o agente corrosivo.

2.5.2.1 - Inibidores de Corrosão

São substâncias ou misturas de substâncias que, quando presente em concentrações adequadas no meio corrosivo, reduz ou elimina a corrosão. (MAINIER, 2001).

Todos os dutos que tenham potencial de corrosividade maior que 0,125 mm/ano ou potencial de corrosividade localizada maior que 0,201 mm/ano devem ter injeção de inibidores de corrosão. O aumento da resistência à corrosão pelo uso dos inibidores constitui-se em uma técnica muito utilizada, especialmente quando o meio corrosivo é líquido e trabalha em

circuito fechado. Quando os inibidores são adicionados ao meio corrosivo, diminuem a sua agressividade por meio dos seguintes mecanismos (MAINIER, 2001):

- **Inibição anódica (inibidores anódicos):** São compostos que formam produtos insolúveis nas áreas anódicas, produzindo uma polarização anódica. Estes inibidores são também chamados de passivadores (Exemplo: hidróxidos, carbonatos, fosfatos, silicatos, boratos de metais alcalinos, nitrito de sódio e cromatos de potássio e sódio).
- **Inibição catódica (inibidores catódicos):** São compostos que formam produtos insolúveis nas áreas catódicas, produzindo uma polarização catódica (Exemplo: sulfatos de zinco, magnésio ou níquel).
- **Inibição por barreira (inibidores por adsorção):** São compostos que têm a propriedade de formar películas por adsorção à superfície metálica, criando assim uma película protetora sobre áreas anódicas e catódicas (Exemplo: sabões de metais pesados, aminas, uréia, etc.).
- **Seqüestradores de oxigênio:** São compostos que reagem com o oxigênio promovendo a desaeração do meio.

CAPÍTULO 03 - DEFEITOS MECÂNICOS E POR SOLDAGEM

Qualquer tipo de descontinuidade ou imperfeição que possa comprometer a integridade física do duto ou de seus componentes ou complementos.

3.1 - OVALIZAÇÃO

A ovalização caracteriza-se pela perda da circularidade de forma não abrupta, causada por algum carregamento externo do tubo. Não existem estudos limitando a ovalização de dutos em operação. Entretanto, na fase de construção, a norma canadense (Canadian Standart Z662-99) recomenda limites de 3 a 6% do diâmetro do duto. As normas americanas e australianas limitam a ovalização a 5% do diâmetro do duto. É recomendável reparar ovalização maiores que 6%.

3.2 - AMASSAMENTO/MOSSA

Depressão na superfície de um duto caracterizada pela alteração na curvatura de sua parede, que originou do contato com um corpo externo, sem contudo, apresentar perda de material ou redução de espessura de parede resultando numa deformação plástica. A profundidade da mocha é definida pela máxima redução de diâmetro comparada com o diâmetro original ($D_{\text{nominal}} - D_{\text{mínimo}}$).

3.3 - CAVA

Cava é definida como um dano na superfície do duto, causado pelo contato com um objeto externo que arranha o duto, resultando em perda de metal. As cavas são tratadas com precaução, pois podem estar associadas a mochas, principalmente quando os defeitos se encontram na metade superior do tubo. A área da cava pode ter sua ductilidade reduzida e formar trincas.

Um das principais causas de acidentes é o dano mecânico conhecido com interferência externa ou por terceiros. Mochas contendo defeitos como corrosão ou cava são mais severos que mochas ou defeitos simples. Eles podem falhar por pressões bem abaixo da pressão de projeto ou ter vida curta a fadiga. Portanto mochas combinadas com outros defeitos são consideradas como os mais severos dos danos mecânicos. As mochas podem ser

avaliadas segundo as normas apresentadas a seguir, entretanto a PETROBRAS procura seguir as recomendações das normas ASME B31.4 e B31.8.

3.4 - DEFEITOS RELACIONADOS À SOLDA

Os principais defeitos relacionados à solda são:

- **Falta de fusão** – fusão incompleta entre a zona fundida e o metal de base ou entre os passes e a zona fundida;
- **Falta de penetração** – insuficiência de metal na raiz da solda;
- **Mordedura** – depressão formada sob a forma do entalhe, do metal de base acompanhado a margem de solda;
- **Trincas** – defeitos planares causados pela baixa qualidade no controle de soldagem, pobreza dos materiais utilizados, etc.

3.5 - TRINCAS

Trincas são defeitos planares e podem aparecer isoladas ou em combinação com outros defeitos. Podem ainda estar dentro da parede do duto ou na superfície.

As trincas podem ser produzidas durante a fabricação, transporte, construção e operação do duto. A presença de trincas pode ser um indicativo de propriedades pobres dos materiais, excesso de carregamento ou presença de ambiente favorável à formação de trincas.

CAPÍTULO 4 – DUTOS E TÉCNICAS DE INSPEÇÃO

4.1 - OS DUTOS

Um duto caracteriza por ser uma linha de condução de produtos (geralmente fluidos ou minérios), composto por vários segmentos, os tubos, unidos normalmente por soldas circunferências.

Ainda em dutos, temos o oleoduto, que é destinado ao transporte de petróleo e seus derivados líquidos, podendo também transportar outras variedades de líquidos, como o álcool. O gasoduto, por sua vez, é destinado ao transporte de grandes volumes de gases, principalmente o gás natural.

Os dutos podem ser fabricados com uma imensa variedades de materiais. As duas categorias principais são: metálicos e não metálicos. Dentre os materiais metálicos, encontram-se os ferrosos e não ferrosos. Os aços-carbono são materiais ferrosos, a base de ferro e carbono, podendo apresentar adição de outras ligas para melhorar determinadas propriedades, sendo então chamados aços-liga. Os tubos de aço-carbono são de uso geral devido ao seu baixo custo, excelentes qualidades mecânicas e facilidade de solda. Na fabricação dos tubos para a indústria de óleo e gás natural, segue em grande parte a norma API (American Petroleum Institute – 1999 e 2000) e também em menor quantidade a norma ASME (American Society of Mechanical Engineers – 1995).

A norma API 5L (2000) possui especificações em relação ao material e processo de fabricação dos tubos. A tabela 4.1 abaixo apresenta valores de tensão de escoamento e tensão de ruptura para diversos aços que se enquadram dentro da classe dos aços API 5L, que servirá de base para consulta em nossos cálculos futuros.

Tabela 4.1 - Requisitos de Resistência para os Aços API 5L

API 5L	Mínima Tensão de Escoamento		Máxima Tensão de Escoamento		Mínima Tensão de Ruptura		Máxima Tensão de Ruptura	
	(Kpsi)	Mpa	(Kpsi)	Mpa	(Kpsi)	Mpa	(Kpsi)	Mpa
B	35	241	65	448	60	414	110	758
X42	42	290	71	496	60	414	110	758
X46	46	317	76	524	63	434	110	758
X52	52	359	77	531	66	455	110	758
X56	56	386	79	544	71	490	110	758
X60	60	414	82	565	75	517	110	758
X65	65	448	87	600	77	531	110	758
X70	70	483	90	621	82	565	110	758
X80	80	552	100	690	90	621	120	827

Fonte: API 2000

4.2 - TÉCNICAS DE INSPEÇÃO

Inspecionar um duto visa avaliar as suas condições de integridade estrutural quanto ao processo corrosivo tanto interno quanto externo, além de outros problemas como danos mecânicos da tubulação, estado de revestimento, sistema de proteção catódica, sistema de monitoração da corrosão, sistema de proteção operacional entre outros. Fatores como: ambiente, intensidade de utilização, vida útil do duto, produto transportado influenciam na determinação do tempo e técnicas de inspeção. As técnicas de inspeção podem ser associadas e devem ter sua periodicidade planejada.

4.2.1 - Medição de Espessura

A medição de espessura é efetuada quando há evidência de redução na espessura do duto ou como complemento de outra técnica de inspeção. Ela deve ser realizada por ultra-som para avaliar as condições físicas da parede do duto quanto ao processo corrosivo interno e externo, ou outras descontinuidades.

4.2.2 - Inspeção Visual

É um método utilizado para avaliar as condições físicas e de conservação de superfícies acessíveis ou expostas, como suportes e acessórios. Visa detectar a presença de descontinuidades superficiais como corrosão externa, amassamentos, entre outros, utilizando-se da própria visão ou ainda com o auxílio de simples instrumentos como lupas. Uma desvantagem deste método está no fato das grandes distâncias a serem percorridas, incluindo trechos de difícil acesso.

4.2.3 - Teste Hidrostático

Método aplicado a dutos onde a integridade estrutural é desconhecida ou onde o dimensionamento das descontinuidades e a localização são inviáveis, como no caso de trincas por corrosão sob tensão interna ou externa. É feito aqui um teste ou ensaio de pressão com água para verificar se o duto possui resistência mecânica compatível com suas especificações ou suas condições operacionais.

4.2.4 - Inspeção Através de Pigs

Um importante método de inspeção é através de elementos chamados Pigs. Tratam de dispositivos que passam pelo interior dos dutos, impulsionados pelo fluido transportado ou eventualmente por um sistema tracionador, sendo conforme a finalidade: separador, raspador, calibrador, de limpeza interna, de remoção de líquidos, de inspeção, de mapeamento, de verificação do perfil de pressão e temperatura, etc.



Figura 4.1 - Pig Instrumentado.
Fonte: SIMONSEN

Os Pigs Instrumentados são ferramentas poderosas que fornecem informações sobre o estado do duto, as quais não seriam possíveis de obter por outro método de inspeção. A inspeção com pig instrumentado de corrosão tem dois objetivos distintos: a detecção e o dimensionamento dos defeitos. A incerteza de medição nas dimensões dos defeitos é inversamente proporcional ao custo da inspeção.

4.2.4.1 - Princípio de Funcionamento dos Pigs para Detecção de Vazamentos em Oleodutos

O princípio de funcionamento do pig para oleodutos é baseado em variações de pressão. A idéia principal aqui é localizar o vazamento através da queda de pressão que o vazamento gera dentro do duto. A alta incompressibilidade do óleo é uma propriedade que nos incentiva a utilizar esta técnica, pois sua despressurização é grande e rápida para pequenas perdas de produto. No caso de oleodutos a queda de pressão na seção de um vazamento é baixa, pois o volume vazado é muito menor que o volume total do duto. Por isso, a detecção de vazamentos por sensores de pressão instalados ao longo do duto só é eficiente para grandes vazamentos,

quando o volume vazado se compara ao volume bombeado. O esquema a seguir apresenta uma visualização geral do pig.

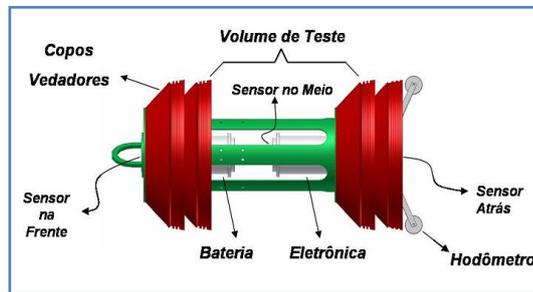


Figura 4.2 – Esquema Geral Pig Detector de Vazamentos em Oleodutos.

Fonte: Arquivos Técnicos PUC-RIO

Através do registro da distância percorrida e do perfil de pressão, temos a posição precisa do vazamento no duto. O pig apresenta três sensores de pressão, o sensor P1, localizado na frente, o sensor P2 no meio e o P3 atrás. O sensor do meio monitora a pressão do volume de teste e os das extremidades servem como referência. Em regiões sem vazamentos, deve ocorrer um gradiente de pressão crescente de P1 a P3, proveniente do diferencial de pressão responsável pelo deslocamento do pig. Em regiões com vazamento, P2 deve cair bruscamente e depois se restabelecer lentamente conforme figura 4.3.

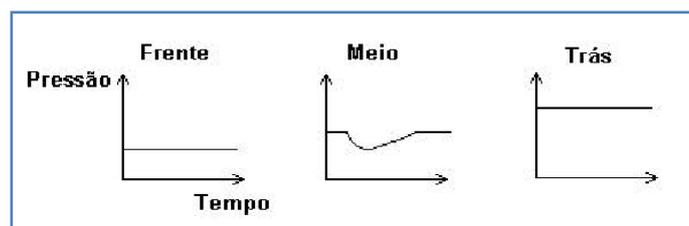


Figura 4.3 – Gráficos Esquemáticos dos Níveis de pressão na condição com vazamento.

Fonte: Arquivos Técnicos PUC-RIO

4.2.4.2 - Princípio de Funcionamento dos Pigs para Detecção de Vazamentos em Gasodutos

Foi escolhida uma tecnologia alternativa à do registro da queda de pressão para ser usada em gasodutos: A do registro da energia acústica emitida por um vazamento. De maneira geral, existem diferentes formas de se usar a energia acústica para detectar e localizar vazamentos. Dois principais fenômenos são geralmente utilizados: A repentina e instantânea onda de

impacto sonora gerada no exato momento em que a parede do duto se rompe; e o contínuo ruído gerado durante o vazamento do fluido pelo orifício. A detecção acústica com pig faz uso desta última, a energia sonora é associada ao escapamento de gás altamente pressurizado através da ruptura no duto. A idéia aqui é equipar o pig com um microfone especial capaz de “escutar” o som propagado no gás gerado pelo vazamento. Com uma boa interpretação da assinatura acústica deste fenômeno, é possível detectar o vazamento ao longo do duto conforme mostrado na figura 4.4 e 4.5.

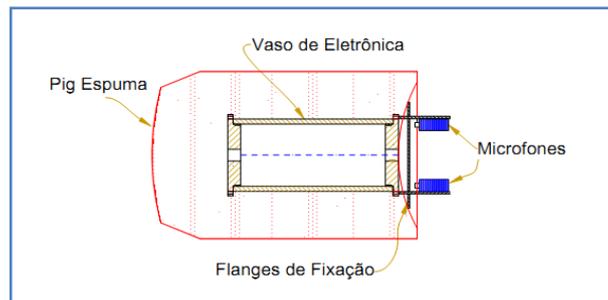


Figura 4.4– Esquema de Montagem do Pig Acústico.

Fonte: Arquivos Técnicos PUC-RIO

O gráfico a seguir apresenta a variação de energia acústica esperada no ponto do vazamento.

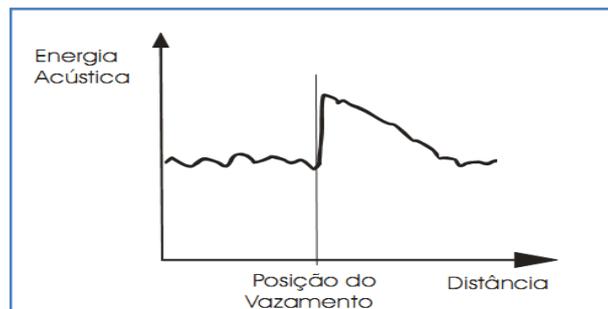


Figura 4.5– Sinal esperado para o vazamento.

Fonte: Arquivos Técnicos PUC-RIO

CAPÍTULO 05 – MÉTODOS PARA AVALIAÇÃO DE RESISTÊNCIA DOS DUTOS

A metodologia abordada para avaliar a resistência dos dutos, ASME B31G, 0,85dL e RPA, está fundamentada na mecânica dos sólidos. Vale ressaltar que na teoria os defeitos de corrosão não são considerados, daí serem relações semi-empíricas. Em virtude disso, soma-se ao caso ideal (acadêmico) a parte defeituosa (por meio de parâmetros).

5.1 - MECÂNICA DOS SÓLIDOS

Na Teoria da Elasticidade, na mecânica dos Meios Contínuos, busca-se desenvolver modelos matemáticos que possam representar a situação física real de componentes sujeitos a esforços mecânicos. No contexto da Mecânica dos Sólidos, apresentaremos as equações de deformação-deslocamento, as equações constitutivas para materiais isotrópicos e a formulação para tubo cilíndrico de parede fina de comprimento infinito com extremidades fechadas submetido à pressão interna.

5.1.1 - EQUAÇÃO DEFORMAÇÃO-DESLOCAMENTO

Os deslocamentos referentes a um sistema de coordenadas podem ser observados fisicamente, calculados ou medidos para um determinado corpo elástico deformado. Para cada deslocamento consideram-se duas componentes, uma uniforme através da estrutura (movimento de corpo rígido) e a outra devido a movimentos relativos ou distorções na estrutura. As relações entre deslocamentos e as distorções correspondentes são formuladas pelas equações denominadas de deformações-deslocamentos.

As deformações em qualquer ponto podem ser calculadas a partir do campo vetorial de deslocamentos. Sendo as deformações bem pequenas (décimos de milésimos), as equações deformações-deslocamentos para a elasticidade linear são eficazes em representá-las. Seguem estas equações conforme Gould (1994):

$$\begin{aligned}
 \text{a) } \varepsilon_{xx} &= \frac{\partial u_x}{\partial x} ; & \text{b) } \varepsilon_{yy} &= \frac{\partial u_y}{\partial y} ; & \text{c) } \varepsilon_{zz} &= \frac{\partial u_z}{\partial z} ; \\
 \text{d) } \varepsilon_{xy} = \varepsilon_{yx} &= \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_x}{\partial y} + \frac{\partial u_y}{\partial x} \right); & \text{e) } \varepsilon_{xz} = \varepsilon_{zx} &= \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_x}{\partial z} + \frac{\partial u_z}{\partial x} \right); & & \\
 & & \text{f) } \varepsilon_{yz} = \varepsilon_{zy} &= \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_y}{\partial z} + \frac{\partial u_z}{\partial y} \right) & &
 \end{aligned} \tag{5.1}$$

Onde u_x , u_y e u_z são as componentes do vetor deslocamento u nas direções cartesianas x, y e z , respectivamente. As deformações das equações (5.1 (a), (b) e (c)) são deformações normais (causam alongamento) e as das equações (5.1 (d), (e) e (f)) são deformações cisalhantes ou distorções angulares (causam rotações nas fibras do material). As equações 5.1 podem ser colocadas na forma matricial,

$$\boxed{\{\varepsilon\} = [B]\{u\}} \tag{5.2}$$

Ou:

$$\left\{ \begin{array}{l} \varepsilon_{xx} \\ \varepsilon_{yy} \\ \varepsilon_{zz} \\ 2\varepsilon_{xy} \\ 2\varepsilon_{xz} \\ 2\varepsilon_{yz} \end{array} \right\} = \begin{bmatrix} \frac{\partial}{\partial x} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{\partial}{\partial y} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\partial}{\partial z} \\ \frac{\partial}{\partial y} & \frac{\partial}{\partial x} & 0 \\ \frac{\partial}{\partial z} & 0 & \frac{\partial}{\partial x} \\ 0 & \frac{\partial}{\partial z} & \frac{\partial}{\partial y} \end{bmatrix} \left\{ \begin{array}{l} u_x \\ u_y \\ u_z \end{array} \right\} \tag{5.3}$$

5.1.2 - EQUAÇÃO CONSTITUTIVA

O material utilizado para os cálculos estruturais é o aço, no qual pode ser adequadamente aproximado como sendo material isotrópico e completamente definido por duas constantes de engenharia. As equações constitutivas (equações tensões-deformações) para materiais elásticos lineares isotrópicos são dadas pela Lei de Hooke generalizada. Seguem estas equações conforme Gould (1994):

$$\begin{array}{ll} \sigma_{xx} = (\lambda + 2\mu)\varepsilon_{xx} + \lambda\varepsilon_{yy} + \lambda\varepsilon_{zz} & \text{(a)} \\ \sigma_{yy} = \lambda\varepsilon_{xx} + (\lambda + 2\mu)\varepsilon_{yy} + \lambda\varepsilon_{zz} & \text{(b)} \\ \sigma_{zz} = \lambda\varepsilon_{xx} + \lambda\varepsilon_{yy} + (\lambda + 2\mu)\varepsilon_{zz} & \text{(c)} \\ \sigma_{xy} = 2\mu\varepsilon_{xy} & \text{(d)} \\ \sigma_{yz} = 2\mu\varepsilon_{yz} & \text{(e)} \\ \sigma_{zx} = 2\mu\varepsilon_{zx} & \text{(f)} \end{array} \quad (5.4)$$

onde a primeira constante de Lamé pode ser expressa como:

$$\lambda = \frac{\nu E}{(1 + \nu)(1 - 2\nu)} \quad (5.5)$$

E a segunda constante de Lamé (é igual ao módulo de cisalhamento G) por:

$$\mu = G = \frac{E}{2(1 + \nu)} \quad (5.6)$$

Sendo E o módulo de elasticidade longitudinal e ν o coeficiente de Poisson do material, que são as duas constantes de engenharia. As equações (5.4) podem ser colocadas na forma matricial,

$$\{\sigma\} = [C]\{\varepsilon\} \quad (5.7)$$

Ou:

$$\begin{matrix} \left\{ \begin{matrix} \sigma_{xx} \\ \sigma_{yy} \\ \sigma_{zz} \\ \sigma_{xy} \\ \sigma_{yz} \\ \sigma_{zx} \end{matrix} \right\} \\ \\ \\ \\ \\ \\ \end{matrix} = \begin{bmatrix} 2\mu + \lambda & \lambda & \lambda & 0 & 0 & 0 \\ \lambda & 2\mu + \lambda & \lambda & 0 & 0 & 0 \\ \lambda & \lambda & 2\mu + \lambda & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 2\mu & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 2\mu & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 2\mu \end{bmatrix} \begin{matrix} \left\{ \begin{matrix} \varepsilon_{xx} \\ \varepsilon_{yy} \\ \varepsilon_{zz} \\ \varepsilon_{xz} \\ \varepsilon_{yz} \\ \varepsilon_{zx} \end{matrix} \right\} \\ \\ \\ \\ \\ \\ \end{matrix} \quad (5.8)$$

Em notação indicial:

$$\boxed{\sigma_{ij} = 2\mu\varepsilon_{ij} + \lambda\delta_{ij}\varepsilon_{kk}} \quad (5.9)$$

Invertendo-se a equação (5.9) para expressar as deformações em função das tensões, obtém-se:

$$\boxed{\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2\mu}\sigma_{ij} - \frac{\lambda}{2\mu(2\mu+3\lambda)}\delta_{ij}\sigma_{kk}} \quad (5.10)$$

Onde δ_{ij} é o delta de Kronecker:

$$\boxed{\delta_{ij} = \begin{matrix} 0 \rightarrow i \neq j \\ 1 \rightarrow i = j \end{matrix}} \quad (5.11)$$

5.1.3 – TUBO CILÍNDRICO DE PAREDE FINA DE COMPRIMENTO INFINITO COM EXTREMIDADES FECHADAS SUBMETIDO À PRESSÃO INTERNA

Os cilindros de parede fina são bastante utilizados no transporte e armazenamento de líquidos e gases assim como para vasos de pressão. As tensões que se desenvolvem nestas estruturas devido às pressões internas uniformes do líquido ou gás contido no seu interior serão apresentadas nesta seção. Conforme Hibbeler (1997), quando a espessura da parede do tubo t é pequena em relação ao seu raio interno r ($r/t \geq 10$) pode-se considerar o tubo como sendo de paredes finas. Para este caso, a distribuição de tensões através da espessura não varia significativamente, e será assumida como sendo uniforme ou constante. Obtém-se uma solução aproximada suficientemente precisa a partir das equações de equilíbrio segundo Branco (1989): Equilíbrio Axial e Equilíbrio Circunferencial.

5.1.3.1 - Equilíbrio Axial

A força que atua em cada extremidade fechada do cilindro de comprimento infinito e paredes finas devido à pressão interna P é dada pelo produto da pressão pela área em que esta atua, conforme mostrado na figura 5.1:

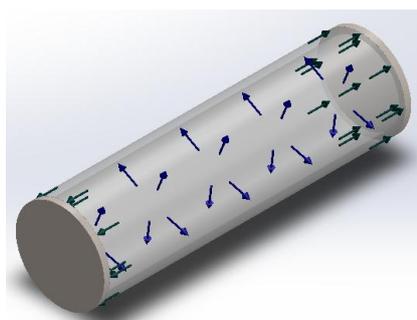


Figura 5.1 – Equilíbrio axial.
Fonte: Própria.

A força axial será igual a $(P\pi r^2)$. O equilíbrio axial ocorre devido à ação da força axial e da tensão axial σ_{xx} no material. A pressão radial não causa nenhuma força resultante. A área da seção transversal do material é aproximadamente $(2 \pi r t)$. Portanto, a força interna é $(\sigma_{xx} 2 \pi r t)$ e no equilíbrio, esta força terá de ser igual a força causada pela pressão interna:

$$\sigma_{xx} = \frac{Pr}{2t} \quad (5.12)$$

5.1.3.2 - Equilíbrio Circunferencial

A figura seguinte representa a metade do cilindro de comprimento unitário cortado por um plano perpendicular ao seu eixo longitudinal, como mostrado na figura 5.2:

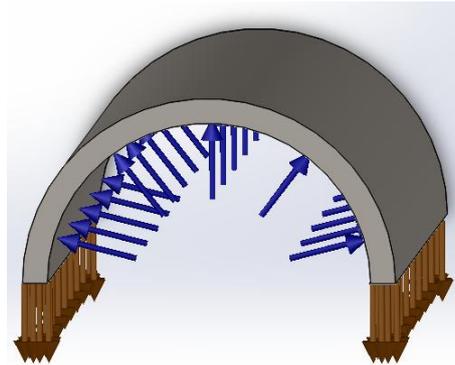


Figura 5.2 – Equilíbrio circunferencial.
Fonte: Própria.

A pressão interna deve estar em equilíbrio com a tensão circunferencial σ_{yy} , o que no elemento representado, dá uma componente vertical da força devido à pressão igual a $(Pr l \text{ sen}\theta d\theta)$, sendo θ o ângulo considerado. Portanto, a força vertical total devido à pressão é:

$$\int_0^x Pr \text{sen}\theta \, d\theta = 2Pr \quad (5.13)$$

Esta equação também pode ser obtida considerando a pressão que atua na área projetada do diâmetro $(2r)$. Isto demonstra que a força vertical é independente da forma do cilindro. A força interna necessária para o equilíbrio pode ser obtida a partir da tensão σ_{yy} que exerce nas duas extremidades da fatia de casca de área $(2t l)$. Deste modo, a força interna é $(\sigma_{yy} 2t l)$. Para haver equilíbrio:

$$\sigma_{yy} = \frac{Pr}{t} \quad (5.14)$$

Comparando as equações 5.12 e 5.14, vê-se que a tensão circunferencial é o dobro da axial. Por esta razão, a tensão circunferencial apresentada é utilizada na formulação dos métodos

analíticos semi-empíricos. A figura 5.3 representa um pequeno elemento de casca, indicando as tensões axiais e circunferenciais.

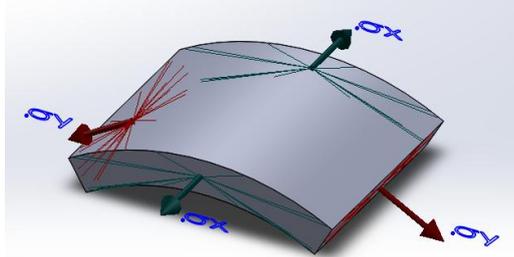


Figura 5.3 – tensões axiais e circunferencial.
Fonte: Própria.

5.2. MÉTODOS ANALÍTICOS SEMI-EMPÍRICOS

O desenvolvimento de métodos para avaliação da integridade de dutos rígidos com defeitos de corrosão foi iniciado pelo *Battelle Memorial Institute*, em conjunto com a *AGA (American Gas Assotiation)*. O objetivo desses estudos era avaliar a relação entre o tamanho de defeitos de corrosão com a pressão de falha. Foram realizados diversos testes de ruptura em dutos de aço carbono, com defeitos reais. A partir desses testes, modelos embasados na mecânica da fratura foram modificados, dando origem a equações matemáticas semi-empíricas. A principal equação gerada neste estudo ficou conhecida como *NG-18 - Surface Flaw Equation*, conforme se segue:

$$\sigma_{rup} = \sigma_{flow} \left(\frac{1 - \left(\frac{A}{A_o}\right)}{1 - \left(\frac{A}{A_o}\right) M^{-1}} \right) \quad (5.2.1)$$

Onde,

σ_{rup} → Tensão circunferencial da parede do duto no instante da ruptura;

σ_{flow} → Tensão de escoamento média do material;

A → Área longitudinal de material perdido na região do defeito;

A_o → Área longitudinal original da região corroída;

M → Fator de Folias, ou fator de dilatação do defeito;

A tensão compreendida entre a tensão de escoamento (σ_{esc}) e a tensão última de tração do material (σ_u), foi denominada de tensão de escoamento média (σ_{flow}). Ela é a tensão na região do defeito no instante da ruptura, ou seja, $\sigma_{esc} < \sigma_{flow} < \sigma_u$.

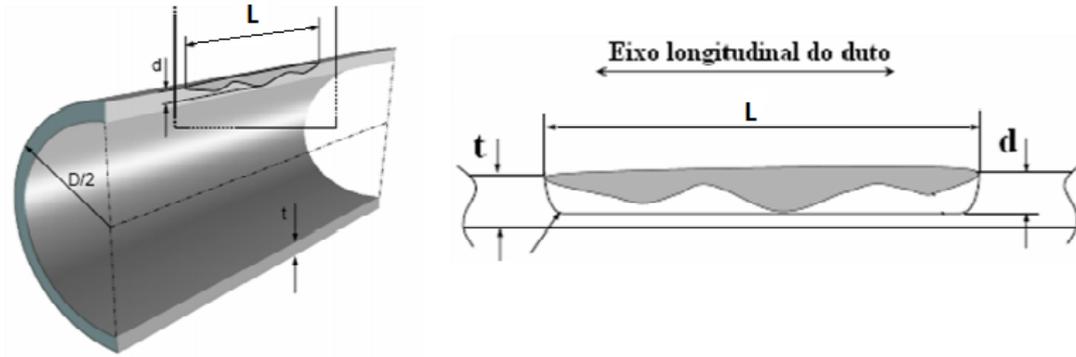


Figura 5.4 – Aproximação dimensional dos defeitos de corrosão.
Fonte:

O Fator de Folias (M) leva em consideração a influência da deformação ocorrida na região do defeito sobre a tensão circunferencial. O fator de Folias pode ser expresso como:

$$M = \sqrt{1 + 0,6275 \left(\frac{L^2}{Dt}\right) - 0,003375 \left(\frac{L^2}{Dt}\right)^2} \quad (5.2.2)$$

Onde,

L → Comprimento Longitudinal do defeito;

D → Diâmetro externo do duto;

t → Espessura da parede do duto;

A tensão circunferencial numa região fora do defeito pode ser calculada conforme a equação:

$$\sigma_{circ} = P \left(\frac{D}{2t}\right) \quad (5.2.3)$$

Onde,

σ_{circ} → tensão circunferencial do duto;

P → Pressão interna atuante no duto;

No momento da ruptura, a tensão circunferencial numa região fora do defeito é igual à tensão de ruptura definida na equação 5.2.1. Substituindo a equação 5.2.3 na equação 5.2.1, tem-se a pressão de ruptura de um duto com defeito de corrosão sendo expressa pela equação abaixo:

$$P_{rup} = \sigma_{flow} \left(\frac{2t}{D} \right) \left(\frac{1 - \left(\frac{A}{A_0} \right)}{1 - \left(\frac{A}{A_0} \right) M^{-1}} \right) \quad (5.2.4)$$

A equação 5.2.4 é a base de nossa metodologia semi-empírica - ASME B31G, 0.85 dL e Método RPA. Esses métodos serão descritos em detalhes a seguir.

5.2.1 – MÉTODO ASME B31G

ASME B31G é um manual para determinação da resistência remanescente de dutos corroídos. Esta metodologia se apresentou como uma excelente ferramenta para determinar se um duto corroído poderia continuar operando ou não. Esta metodologia avalia dutos dentro das seguintes condições:

- Dutos construídos conforme as normas ASME B31.4, ASME B31.8, ASME B31.11;
- Dutos de aço carbono ou aços de alta resistência de baixa liga, do tipo ASTM A 53, A 106, A 381 e norma API 5L;
- Corrosão no corpo do duto, com contornos relativamente suaves que não cause elevada concentração de tensão;
- Não pode ser aplicado para corrosão em soldas longitudinais ou circunferências, áreas afetadas termicamente, danos mecânicos como “gouges” e “grooves” e defeitos introduzidos nas fases de fabricação de tubos ou chapas de aço;
- Duto sujeito apenas a carregamento de pressão interna;
- Defeitos de corrosão com perda de espessura compreendida entre 10% e 80% da parede do duto.

O procedimento descrito pela ASME B31G está baseado em uma extensa série de testes em escala real - tubos corroídos e com defeitos fabricados, ambos, testados até falharem.

Expressões matemáticas para calcular a resistência de tubos corroídos foram desenvolvidas tomando como base esses testes. Estas expressões matemáticas, apesar de semi-empíricas,

estavam baseadas em princípios bem estabelecidos da mecânica da fratura. O princípio básico da mecânica da fratura está fundamentado no fato de que a resistência do material à fratura instável, na presença de um defeito, está relacionada com o tamanho do defeito e com a tenacidade do material. Quanto mais tenaz é um material, maior é o tamanho do defeito antes que uma falha catastrófica ocorra. Além disso, quanto maior é o tamanho do defeito, menor é a pressão na qual o duto venha a vaziar ou a se romper. Estas duas características podem parecer óbvias, mas foram as bases do mecanismo de ruptura em termos de determinação da real resistência de um duto contendo defeitos.

As expressões matemáticas desenvolvidas a partir dos experimentos iniciais foram modificadas baseadas em resultados dos testes e atualmente provém uma confiável estimativa para a falha de defeitos de corrosão sob o efeito da pressão interna, na faixa de materiais cobertos pela metodologia abordada na ASME B31G. De forma geral, foi observado que o fenômeno de falha de dutos corroídos, sob o efeito da pressão interna, é controlado pela dimensão do defeito de corrosão e pela tensão de escoamento do material.

Primeiramente, faz-se uma avaliação da profundidade máxima encontrada nos defeitos de corrosão. Essa avaliação é relativa à espessura de parede nominal do duto, e indica que dutos com defeitos de corrosão com profundidade relativa abaixo de 10% da espessura de parede podem continuar operando. Por outro lado, dutos com defeitos cujas profundidades são superiores a 80% da espessura de parede nominal devem ser necessariamente reparados. O comprimento de referência é calculado conforme a equação abaixo:

$$L = 1,12B\sqrt{Dt} \quad (5.2.5)$$

Sendo,

$$B = \sqrt{\left(\frac{d/t}{\left(\frac{1,1d}{t}\right) - 0,15}\right)^2 - 1} \quad \text{para } d/t > 17,5\% \quad (5.2.6)$$

$$B = 4 \quad \text{para } d/t \leq 17,5\%$$

Os defeitos com profundidades entre 10% e 80% da espessura de parede nominal são submetidos a uma avaliação segundo os comprimentos dos defeitos, conforme vemos na figura 5.5:

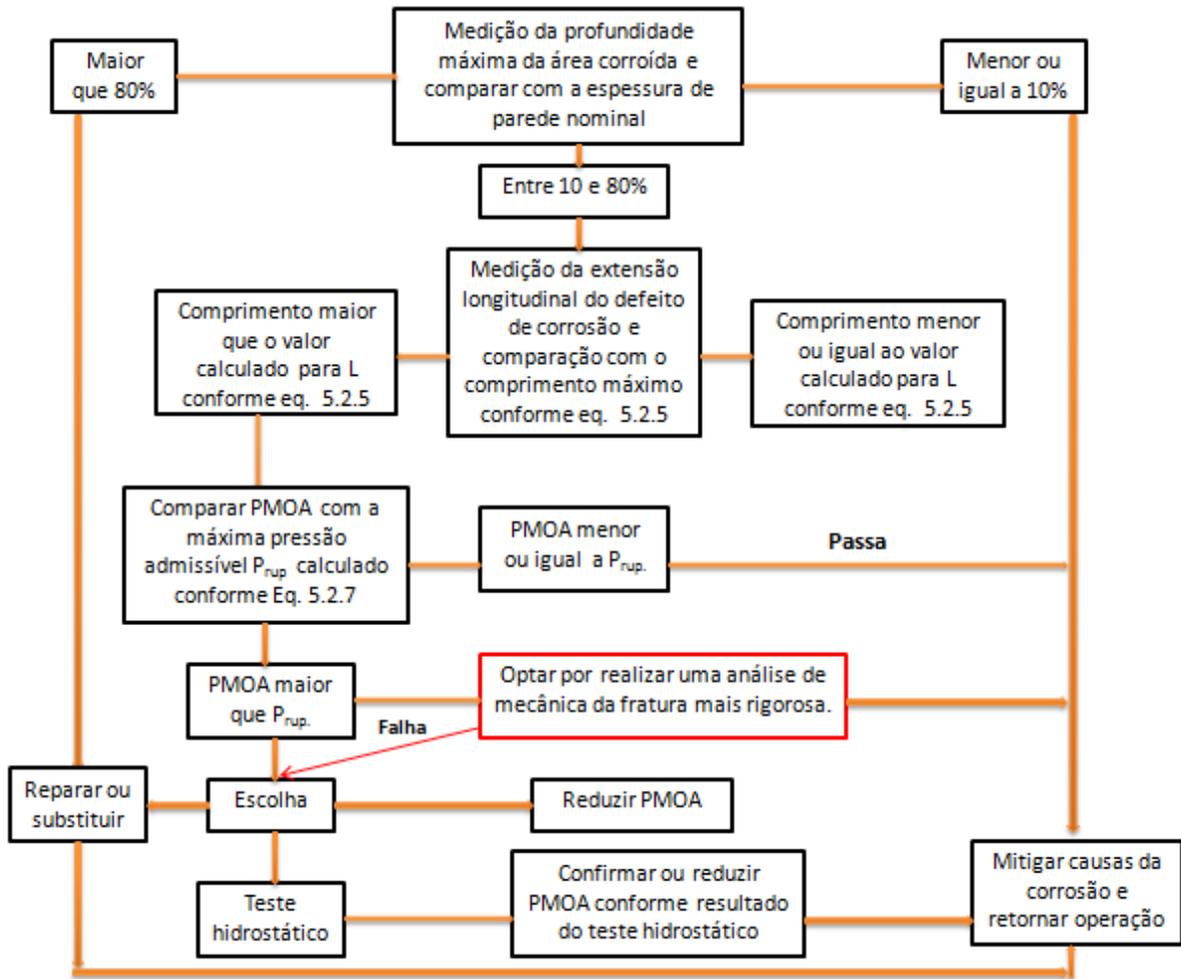


Figura 5.5 – Procedimento para análise de um duto corroído conforme ASME B31G
Fonte: ASME B31G

Para o defeito cuja profundidade está entre 10% e 80% da espessura nominal e, o valor medido de seu comprimento L é superior ao de referência da equação 5.2.5, deve ser realizada uma avaliação em terceiro nível de forma a calcular o máximo valor de pressão interna.

Em uma correlação com a equação 5.2.1, pode se considerar a área corroída na região do defeito conforme equação que segue abaixo:

$$A = \alpha L d$$

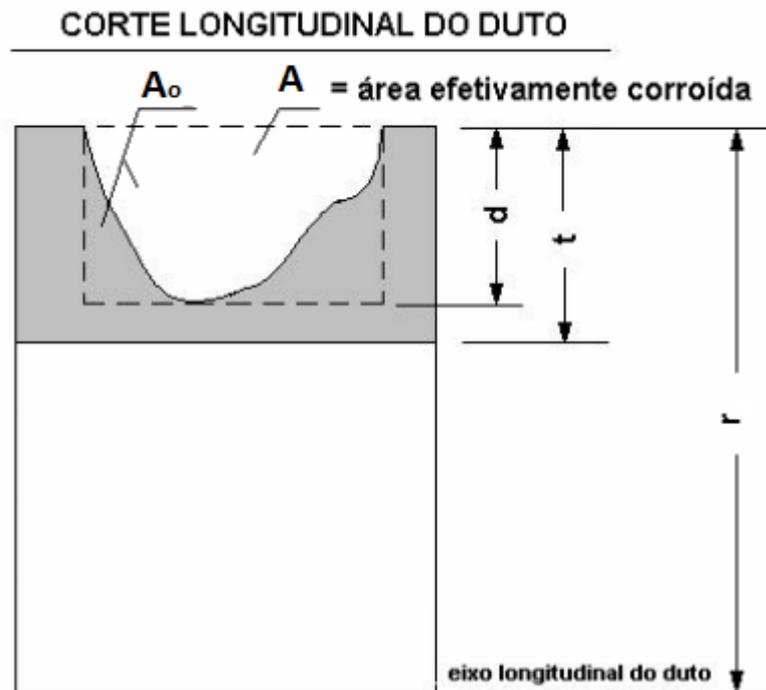


Figura 5.6 – Corte longitudinal esquemático da fatia de um duto, mostrando a área corroída.

Fonte: Dissertação de Antônio Camilo - UFPR

Dessa forma, substituindo a área corroída na equação 5.2.1, teremos:

$$P_{rup} = \sigma_{flow} \left(\frac{2t}{D} \right) \left(\frac{1 - \alpha \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - \alpha \left(\frac{d}{t} \right) M^{-1}} \right) \quad (5.2.7)$$

A área de material perdido é representada de duas formas: forma parabólica – para defeitos curtos, onde $\alpha = 2/3$; forma retangular - para defeitos longos, onde $\alpha = 1$. A figura abaixo ilustra a área perdida.

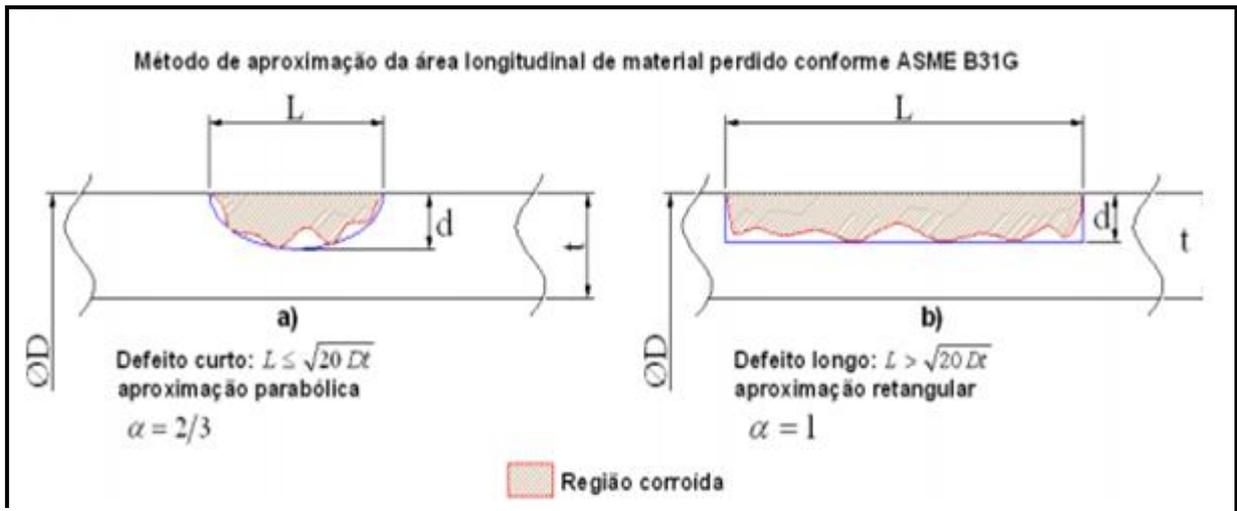


Figura 5.7 – Representação da área longitudinal de material perdido.

Fonte: Dissertação de Antônio Camilo - UFPR

Quanto à tensão observada numa região fora do defeito no momento da ruptura, a ASME B31G considera $\sigma_{flow} = 1,1\sigma_{esc}$. Dessa forma, a equação 5.2.4 pode ser reescrita como:

a) Para defeitos longos:

$$\begin{array}{c}
 \boxed{L > \sqrt{20Dt}} \quad \longrightarrow \quad \boxed{Prup = 1,1\sigma_{esc} \left(\frac{2t}{D}\right) \left(1 - \frac{d}{t}\right)} \\
 M \rightarrow \infty
 \end{array} \quad (5.2.8)$$

b) Para defeitos curtos:

$$\begin{array}{c}
 \boxed{L \leq \sqrt{20Dt}} \quad \longrightarrow \quad \boxed{Prup = 1,1\sigma_{esc} \left(\frac{2t}{D}\right) \left(\frac{1 - \frac{2}{3}\left(\frac{d}{t}\right)}{1 - \frac{2d}{3t}\left(\frac{1}{M}\right)}\right)} \\
 M = \sqrt{1 + 0,8\left(\frac{L^2}{Dt}\right)}
 \end{array} \quad (5.2.9)$$

Segundo a norma ASME B31G (1991), como o objetivo final dos métodos empíricos é saber se o duto corroído tem condições de suportar a Pressão Máxima de Operação Admissível (PMOA), é necessário determinar uma pressão interna de falha admissível. A pressão de falha admissível (P_a) é obtida aplicando-se um fator de segurança (FS) sobre a pressão de ruptura (P_{rup}), como mostra a equação abaixo:

$$P_a = FS \cdot P_{rup} \quad (5.2.10)$$

5.2.2 – MÉTODO 0,85 DL

Trata-se de uma versão modificada do método ASME B31G que foi proposta por Kiefner e Vierthem em 1989, como resultado do Projeto PR 3-805 do Pipeline Research Committe e da AGA com o Instituto Battelle. Este método é também conhecido como Rstreng/0,85 dL.

As principais diferenças são:

- A área do material perdido equivale a 0,85 dL - defeitos curtos e longos, $\alpha = 0,85$;
- A tensão de escoamento média é dada por:

$$\sigma_{flow} = \sigma_{esc} + 69MPa \quad (5.2.11)$$

- Aplicável para defeitos de corrosão com perda de espessura compreendida entre **20% e 80% da parede do duto, inclusive na região do cordão de solda do tipo SAW (soldagem por arco submerso)**;

a) Para defeitos longos, temos as seguintes condições:

$$\begin{array}{l}
 \boxed{L > \sqrt{50Dt}} \\
 \downarrow \\
 \rightarrow \boxed{
 \begin{array}{l}
 P_{rup} = (\sigma_{esc} + 69MPa) \left(\frac{2t}{D}\right) \left(\frac{1 - 0,85 \left(\frac{d}{t}\right)}{1 - \frac{0,85d}{t} \left(\frac{1}{M}\right)}\right) \\
 M = 3,3 + 0,032 \left(\frac{L^2}{Dt}\right)
 \end{array}
 } \quad (5.2.12)
 \end{array}$$

b) Para defeitos curtos:

$$L \leq \sqrt{50Dt}$$

$$P_{rup} = (\sigma_{esc} + 69MPa) \left(\frac{2t}{D}\right) \left(\frac{1 - 0,85 \left(\frac{d}{t}\right)}{1 - \frac{0,85d}{t} \left(\frac{1}{M}\right)}\right)$$

$$M = \sqrt{1 + 0,6275 \left(\frac{L^2}{Dt}\right) - 0,003375 \left(\frac{L^2}{Dt}\right)^2}$$

(5.2.13)

5.2.3 – MÉTODO RPA

Na década de 90, o Centro de Pesquisas da Petrobras (CENPES) realizou um projeto com a participação da PUC – Rio, onde foi criado um novo método semi-empírico, denominado Rectangular Parabolic Area (RPA) com grau de conservadorismo adequado para ser usado em substituição do método ASME B31G.

O projeto comprovou que o método 085dL fornece resultados *sem qualquer* conservadorismo quando aplicado na avaliação de defeitos longos de profundidade uniforme. Esses resultados são obtidos devido à forma geométrica adotada para representar a área de material perdido. Entretanto, o método 085dL fornece resultados adequadamente conservadores para defeitos em que $L \leq \sqrt{20Dt}$, onde L é o comprimento, D é o diâmetro externo e t é a espessura de parede. Por esses dois motivos, os pesquisadores alteraram a equação deste método para que se tenham também resultados com conservadorismo ideal para defeitos longos de profundidade uniforme. O novo método foi denominado de RPA (BENJAMIN, 2008).

O critério do RPA é igual ao método 085dL para defeitos curtos, em que $L \leq \sqrt{20Dt}$. Entretanto, esses métodos se diferem para defeitos longos em que $L > \sqrt{20Dt}$.

O uso deste critério se aplica a defeitos de corrosão com perda de espessura compreendida entre 10% e 80% da parede do duto.

A tensão σ_{flow} será:

$$\sigma_{flow} = \sigma_{esc} + 69\text{MPa} \quad (5.2.14)$$

a) Para defeitos curtos, a pressão de ruptura (P_{rup}) e a pressão de falha admissível (P_a) de um duto corroído, são determinadas pelas mesmas equações do método 085dL, conforme mostrado abaixo:

$$L \leq \sqrt{20Dt}$$


$$P_{rup} = (\sigma_{esc} + 69\text{MPa}) \left(\frac{2t}{D} \right) \left(\frac{1 - 0,85 \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - \frac{0,85d}{t} \left(\frac{1}{M} \right)} \right)$$

$$P_a = \text{FS} \cdot P_{rup} \quad (5.2.15)$$

$$M = \sqrt{1 + 0,6275 \left(\frac{L^2}{Dt} \right) - 0,003375 \left(\frac{L^2}{Dt} \right)^2}$$

b) Para defeitos longos, a pressão de ruptura (P_{rup}) e a pressão de falha admissível (P_a) onde se encontra a corrosão de um duto são determinadas por equações que se diferem do método 085dL, conforme mostrado abaixo:

$$\begin{array}{l}
 \boxed{L > \sqrt{20Dt}} \rightarrow \boxed{
 \begin{array}{l}
 P_{rup} = (\sigma_{esc} + 69MPa) \left(\frac{2t}{D}\right) \left(\frac{1 - \alpha \left(\frac{d}{t}\right)}{1 - \frac{\alpha d}{t} \left(\frac{1}{M}\right)}\right) \\
 P_a = FS \cdot P_{rup}
 \end{array}
 } \quad (5.2.16)
 \end{array}$$

Onde:

$$\begin{array}{l}
 \alpha = 1 - 0,15 \cdot \left(\frac{64 \times 10^6}{\left(\frac{L^2}{Dt}\right)^6}\right) \\
 M = 2,1 + 0,07 \left(\frac{L^2}{Dt}\right)
 \end{array}$$

5.2.4 - FATOR ESTIMADO DE REPARO (ERF)

O Fator Estimado de Reparo (ERF) é a razão entre a Pressão Máxima de Operação Admissível (PMOA) e a Pressão de Falha Admissível na região corroída (**Pa**). Segundo Camilo (2005), a pressão máxima de operação admissível deve ser sempre menor que a pressão de falha admissível onde se encontra a corrosão, caso contrário, poderá ocorrer a ruptura do duto. A equação do Fator Estimado de Reparo é apresentada a seguir:

$$\text{ERF} = \frac{PMOA}{Pa}$$

Sendo que ERF deve ser sempre ≤ 1 .

CAPÍTULO 06 - ESTUDO PROPOSTO

6.1 – APRESENTAÇÃO DOS DADOS NA INSPEÇÃO POR PIG INSTRUMENTADO DE PERDA DE ESPESSURA:

Neste estudo, foi analisado um caso oriundo de uma corrida de Pig instrumentado em um duto, para transporte de gás natural, com extensão de 99 Km. Por meio de um software para Pig, (existem vários, depende da empresa), foram obtidos dados que permitiram avaliar as condições de operação deste duto, utilizando os Métodos Semi-Empíricos. A tabela 6.1 apresenta os dados mais relevantes do duto analisado.

Tabela 6.1 – Dados Operacionais do Duto

DADOS OPERACIONAIS DO DUTO	
Origem	UPGN – Lagoa Parda (Linhares)
Destino	Vitória
Extensão	99 Km
Fluido	Gás Natural
Diâmetro (D)	8” ou (203,2 mm)
PMOA	100 kgf/cm ²
material do Duto	API 5 GL B
Tensão de Escoamento - ($\sigma_{esc.}$)	241 Mpa
Tensão Última de Tração (Mpa) - (σ_u)	414 Mpa
Espessura da Parede (t)	0,312” ou (7.925mm)
Taxa de Corrosão (Q)	0,1 mm/ano

6.1.1 – INFORMAÇÕES SOBRE A CORRIDA COM PIG INSTRUMENTADO DE PERDA DE ESPESSURA:

A corrida do Pig foi realizada em 2005. A Tabela 6.2 a seguir indica pontos de defeitos de corrosão nos primeiros 1000 m do Gasoduto.

Tabela 6.2 – Pontos de Defeito de corrosão no Gasoduto.

DISTRIBUIÇÃO DOS DEFEITOS NA FAIXA DE GASODUTO (PRIMEIROS 1000m)		
Distância (m)	Profundidade (mm)	Profundidade (% em relação a espessura ' t ' do duto)
62,52	0,0103	0,13
80,91	0,0087	0,11
211,26	0,0087	0,11
282,96	0,0103	0,13
305,36	0,0182	0,23
359,81	0,0079	0,10
527,13	0,0087	0,11
534,46	0,0079	0,10
629,88	0,0087	0,11
687,77	0,0111	0,14
688,36	0,0111	0,14
728,29	0,0079	0,10

A Figura 6.1 mostra um gráfico da distribuição de defeitos detectados nesta faixa analisada.

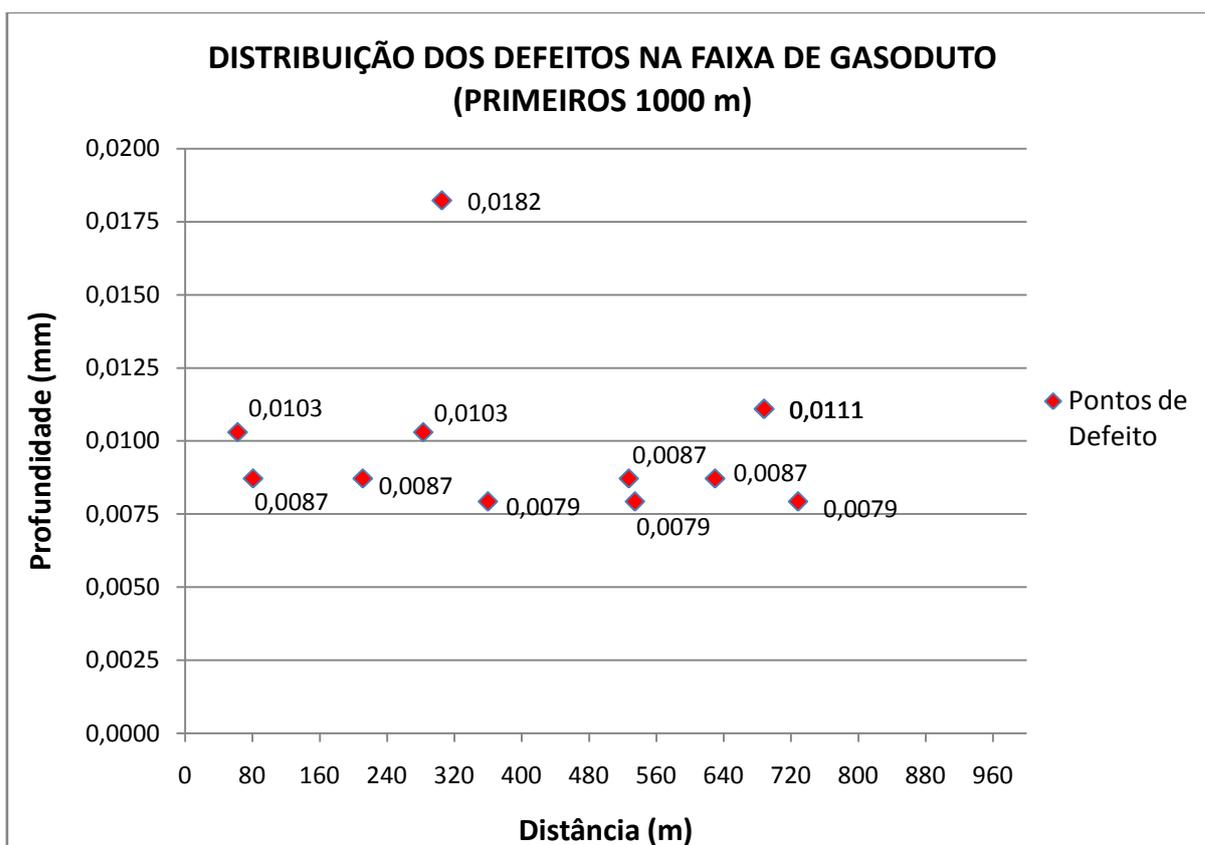


Figura 6.1 – Gráfico da distribuição dos Defeitos detectados na Faixa de 1000 m de Gasodutos.

A pressão máxima de operação admissível (PMOA) no Gasoduto é 100 kgf/cm² ou (9,80 MPa). Toda passagem de dados do Pig para o computador foi feita por interface USB. Foi abordada uma análise inicial dos dados, ainda no campo, para determinar se a corrida foi bem sucedida ou não. Ainda, foi verificado se os sensores funcionaram corretamente, se foi registrada toda a extensão do duto e se a quantidade de dados era compatível com essa extensão.

6.1.2 – ANÁLISE DO DEFEITO ESCOLHIDO COM MAIOR CRITICIDADE NESTE TRECHO.

Com base nos dados apresentados na tabela 6.1, procedemos à análise da pressão de ruptura no ponto mais crítico, ou seja, na maior profundidade de defeito encontrada no trecho de 1.000 metros analisado (**d = 0,0182** na distância 305,36 m do lançamento do PIG).

A Figura 6.2 ilustra um defeito genérico com suas respectivas dimensões e localização no duto.

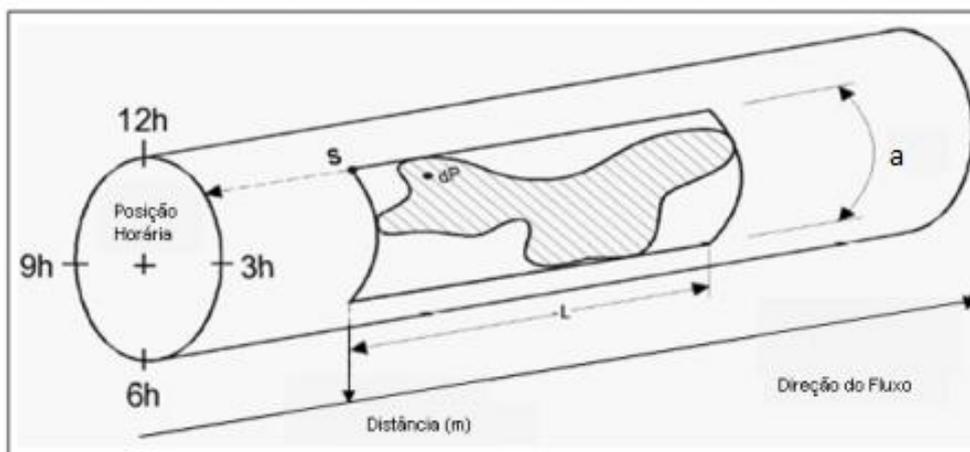


Figura 6.2 – Dimensões e localização de um defeito genérico.

Fonte: Dissertação de Antônio Camilo - UFPR

- | |
|---|
| <p>a - largura do defeito</p> <p>L - Comprimento do defeito</p> <p>S – Distância do defeito à solda a montante</p> <p>dP- Ponto com perda de espessura do metal</p> |
|---|

Dado essa ilustração mostrando a região corroída, vamos fazer a análise do ponto escolhido para aplicação dos Métodos Semi-Empíricos. A tabela a seguir mostra os dados pertinentes à região escolhida .

Tabela 6.3 – Características do Defeito Escolhido para Estudo.

CARACTERÍSTICAS DO DEFEITO	
Local Inspeccionado no trecho de Gasoduto (m)	305,36
Coordenadas Norte (m)	7831007,025
Coordenadas Leste (m)	412573,25
Posição Horária (h)	09:14
Comprimento do Defeito (mm)	16
Largura do defeito (mm)	21
Profundidade do Defeito (mm)	0,01822 ou (0,23%)

A partir dos dados da Tabela 6.3 e dos métodos ASME B31G, 0,85 dL e RPA, foi feita a comparação dos resultados de tamanho de cada defeito, da pressão admissível de falha na região corroída e o Fator Estimado de Falha (ERF). Vale ressaltar que para todos os cálculos de pressão admissível de falha foram usados um fator de segurança de 0,72 conforme escolha da própria empresa na análise. Segue abaixo metodologia de cálculo:

1 -Análise pelo Método ASME B31G

Analisando o tamanho do defeito como curto ou longo, temos que:

$$L \leq \sqrt{20Dt}$$

$$0,016 < 0,1721$$

Defeito curto

Com a aplicação das equações (5.2.9) e (5.2.10), a pressão de ruptura e admissível na região corroída foram:

$$Prup = 1,1\sigma_{esc} \left(\frac{2t}{D} \right) \left(\frac{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - \frac{2d}{3t} \left(\frac{1}{M} \right)} \right)$$

$$Prup = 19,03MPa$$

$$Pa = 13,70MPa$$

O Fator Estimado de Reparo é:

$$\text{ERF} = \frac{\text{PMOA}}{\text{PA}}$$

ERF = 0,7151

Isso significa que o duto analisado tem uma probabilidade de rompimento de 71,51%.

2 -Análise pelo Método 0,85 dL

Analisando o tamanho do defeito como curto ou longo, temos que:

$$L \leq \sqrt{50Dt}$$

0,016 < 0,2722

Defeito curto

Com a aplicação das equações (5.2.13) e (5.2.10), a pressão de ruptura e admissível na região corroída foram:

$$Prup = (\sigma_{esc} + 69\text{MPa}) \left(\frac{2t}{D}\right) \left(\frac{1 - 0,85 \left(\frac{d}{t}\right)}{1 - \frac{0,85d}{t} \left(\frac{1}{M}\right)}\right)$$

Prup = 22,26

Pa = 16,02 MPa

O Fator Estimado de Reparo é:

$$\text{ERF} = \frac{\text{PMOA}}{\text{PA}}$$

ERF = 0,6115

Isso significa que o duto analisado tem uma probabilidade de rompimento de 61,15 %.

3 - Análise pelo Método RPA

Analisando o tamanho do defeito como curto ou longo, temos que:

$$L \leq \sqrt{20Dt}$$
$$0,016 < 0,1721$$

Defeito curto

Com a aplicação das equações (5.2.15) e (5.2.10), a pressão de ruptura e admissível na região corroída foram:

$$Prup = (\sigma_{esc} + 69MPa) \left(\frac{2t}{D}\right) \left(\frac{1 - 0,85\left(\frac{d}{t}\right)}{1 - \frac{0,85d}{t}\left(\frac{1}{M}\right)}\right)$$
$$Prup = 22,26$$
$$Pa = 16,02 MPa$$

O Fator Estimado de Reparo é:

$$ERF = \frac{PMOA}{PA}$$
$$ERF = 0,6115$$



Isso significa que o duto analisado tem uma probabilidade de rompimento de 61,15 %.

6.1.3 – DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.

Em função da execução do estudo de caso utilizando os três métodos propostos, comprovaram-se os benefícios de se utilizar um método com menor grau de conservadorismo, porém com confiabilidade, em substituição ao método ASME B31G, que é extremamente conservador e que leva a remoção ou reparos de vários dutos ainda em condições de operação.

Segue abaixo um resumo dos resultados calculados pelos três métodos abordados na análise do duto.

Tabela 6.4 – Resumo de dados.

RESULTADOS OBTIDOS PELOS MÉTODOS ABORDADOS				
Métodos de Análise	PMOA (MPA)	P_{rup} (MPA)	P_a (MPA)	ERF (%)
ASME B31G	9,8	19,0325	13,7034	71,52
0,85 dL	9,8	22,2559	16,0243	61,16
RPA	9,8	22,2559	16,0243	61,16

Os métodos 0,85 dL e RPA propostos para análise são satisfatórios para contornar o conservadorismo e caracterizar melhor a área real do defeito. Neste método, considera-se que 85% da área de um defeito de corrosão retangular correspondem à perda de material do defeito resultando num fator empírico de ajuste de área igual a 0,85.

Notou-se ainda pelos métodos que, todos os defeitos foram considerados curtos. Os métodos 0,85 dL e RPA foram mais satisfatórios no cálculo do fator estimado de reparo, tendo assim uma menor probabilidade de rompimento (10% a menos aproximadamente) comparado ao método ASME B31G.

Como foi avaliado um ponto onde teve maior profundidade corroída dentre os pontos apontados no gráfico anterior, também com a comparação dos métodos, foi visto não haver nenhum processo corrosivo significativo – que leve a parada para reparo ou substituição. Assim, o duto está apto a continuar operando.

6.1.4 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho teve como objetivo o estudo da segurança do duto proposto com defeitos de corrosão. Foi apresentada uma metodologia pra se calcular o comprimento do defeito, a pressão de ruptura e a pressão admissível de falha, onde através destes cálculos, analisamos a continuidade ou não de operação do duto. Essa metodologia também nos permitiu calcular o índice estimado de reparo, que diz a probabilidade de romper o duto. A aplicabilidade da metodologia foi demonstrada no caso proposto.

Pode-se concluir também que a confiabilidade do duto diminui com o tamanho do defeito, o que é esperado já que quanto maior o defeito menor será a quantidade de material para resistir

à pressão empregada. Essa confiabilidade também diminuirá com o período de exposição, pois se trata de um defeito de corrosão ativa.

Outro ponto importante é que os métodos aqui vigentes possuem caráter determinístico. Vale ressaltar que é a partir do conhecimento de incertezas inerentes às variáveis de projeto, por meio de suas distribuições de probabilidade que se chega a um resultado mais real.

A utilização do PIG Instrumentado fornece dados dos defeitos de corrosão interna e externa, localiza o defeito, indica as coordenadas dos defeitos, informando sua profundidade, comprimento, largura e etc.

Logo, como se sabem as coordenadas dos defeitos e suas respectivas classificações, bem como a necessidade de reparo ou não, pode-se realizar a manutenção no duto diminuindo a pressão de operação, para diminuir a necessidade de reparos ou revestir o duto com algum material que permita o duto operar por mais tempo.

6.1.5 – SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Em virtude de a metodologia enquadrar os defeitos nas formas retangular ou parabólica, um tema para futuros trabalhos trata-se de buscar uma forma de mensurar melhor a forma dos defeitos encontrados. Isso porque ao se fazer uma aproximação das áreas reais, perde-se em termos confiabilidade devido às incertezas.

Outro fato importante é buscar analisar outros tipos de defeitos em dutos que não seja de origem da corrosão, como os defeitos mecânicos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ABRACO, Associação Brasileira de Corrosão. Disponível em: <<http://www.abraco.org.br>>. Acesso em 15 de maio de 2013.
2. API, Specification for Line Pipe – Specification 5L, 42th Edition, American Petroleum Institute, Washington, 2000.
3. AMARAL, R.S., Análise de Segurança de Dutos com Defeitos de Corrosão Reais. Pós Graduação em Engenharia Civil, UFOP, Dissertação de Mestrado, 92p, Minas Gerais, 2011.
4. ASME B31G, Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines, A supplement to ANSI/ASME B31 Code for Pressure Piping, New York, 1991.
5. F.P. BEER e E. R. JOHNSTON Jr, Resistência dos Materiais, Terceira Edição, MAKRON Books, São Paulo, 1996.
6. BENJAMIN, A.C., Avaliação da resistência remanescente de dutos corroídos, Manual do Usuário, CENPES/PDP/MC, 2008.
7. CALDWELL, J.; SMITH, G.; VIETH, P.; WILLIAMSON, G. Pipeline pigging Course, Clarion Technical Conference and Pipes & Pipelines International, sep. 2001.
8. GENTIL, V., Corrosão - 3ª edição, Livros Técnicos e Científicos. Editora S.A – 1996.
9. Introduction to Linear Elasticity, Springer-Verlag, 1984, 2nd Edition, 1994 – Gold.
10. R.C. HIBBELER, Resistência dos Materiais, Terceira Edição, Livros Técnicos e Científicos Editora, Rio de Janeiro, 2000..

11. Pannoni, F.D., Curso de Fundamentos da Corrosão. Disponível em: <http://www.cursoscbca.com.br>>acesso em 13 de maio de 2013.
12. Pannoni,F.D., “Coletânea do Uso do Aço”, GERDAU, 4ª Edição, 2007.
13. Petrobras, Avaliação De Defeitos E Modos De Falha Em Oleodutos E Gasodutos Terrestres E Submarinos Rígidos Em Operação - N-2786.
14. Petrobras, Avaliação de Corrosão Interna Através de Cupom Instalado em Provadores - N-2364.
15. SMITH, M. Q.; et al, “Full-Scale Wrinkling Tests and Analyses of Large Diameter Corroded Pipes”, Proc. International Pipeline Conference, ASME, v. 1, p. 543-551,1998.
16. VALENTINI, M.D., “Avaliação dos Métodos Semi-Empíricos para Análise de Dutos Corroídos Subsidiado pelo Método dos Elementos Finitos”. Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Dissertação de Mestrado, PUC-Paraná, 126p, Curitiba, 2006.
17. VANHAZEBROUCK, V.M.;“Análise de Dutos Corroídos por Meio de Método de Confiabilidade Estrutural”. Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Dissertação de Mestrado, PUC-Paraná, 139p, Curitiba, 2008.
18. USP, Universidade Estadual de São Paulo. Disponível em: <<http://www.poli.usp.br/pig/descricao.html>>. Acesso em 12 de junho de 2013.