

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPIRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**

PROJETO DE GRADUAÇÃO

**Comparação de Métodos de Inspeção de Integridade de
Dutos: Método PIG e CIS/DCVG**

CARLOS EDUARDO MAZZINI

**Vitória
Junho de 2009**

CARLOS EDUARDO MAZZINI

Comparação de Métodos de Inspeção de Integridade de Dutos: Método PIG e CIS/DCVG

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

**Vitória
Junho de 2009**

Agradecimentos

Agradeço a Deus que me abençoou durante todo o período de pesquisa.

Ao apoio da minha família, por suas orações e pela compreensão.

A ANP que me financiou.

Ao meu professor Orientador Geraldo Rossoni Sisquini, o qual me disponibilizou a bibliografia necessária e que me ajudou conforme minhas dificuldades.

A todos aqueles que, direta ou indiretamente, participaram da realização deste trabalho.



Resumo

Devido ao substancial aumento da demanda mundial por fontes econômicas e limpas, a utilização do gás natural cresce continuamente, daí surge à necessidade de transportá-lo de maneira econômica e segura, sendo que a utilização de dutos de gás é destacada dentre as demais. Para verificar a integridade de um duto e de seu sistema de proteção catódica, diversas inspeções são realizadas periodicamente, o que geram manutenções corretivas e/ou preventivas quando se detecta qualquer problema. Um dos métodos de inspeção é realizado caminhando na faixa sobre um duto com aparelhos para identificar e localizar falhas no revestimento ou falhas no nível de proteção catódica que denominamos CIS/DCVG. Outro método é realizado internamente no duto com um pig instrumentado que é um coletor de dados, tais como espessura de parede do tubo, geometria do defeito e outros. Este trabalho apresenta e compara estes dois métodos de inspeção de integridade de dutos avaliando e definindo qual tipo de corrosão está presente no local da falha.

Palavras-chave: Integridade de Dutos, Métodos de Inspeção, corrosão.

Lista de Figuras

FIGURA 2.1- PROCESSO DE CORROSÃO DOS METAIS	15
FIGURA 2.2 – JAZIDA DE MINÉRIO DE FERRO EVIDENCIANDO A PROFUNDIDADE DE.....	16
FIGURA 2.3 – FORMAS DE CORROSÃO.	18
FIGURA 2.4 – TIPOS DE DEFEITOS DE CORROSÃO E DANOS MECÂNICOS EM DUTOS	19
FIGURA 2.5 – TIPOS DE DEFEITOS DE SOLDAGEM.....	19
FIGURA 2.6 – MEDIÇÃO DO POTENCIAL, EM RELAÇÃO AO SOLO, DE QUALQUER MATERIAL METÁLICO	22
FIGURA 2.7 – MEDIÇÃO DA DIFERENÇA DE POTENCIAL ENTRE DOIS METAIS DIFERENTES, EM PRESENÇA DE UM ELETRÓLITO.	23
FIGURA 2.8 – FORMAÇÃO DE UMA PILHA GALVÂNICA	24
FIGURA 2.9 – PROCESSAMENTO DA CORROSÃO NUMA TUBULAÇÃO.....	25
FIGURA 2.10 – CORROSÃO DA LUVA GALVANIZADA EM BENEFÍCIO DO TUBO DE AÇO.	25
FIGURA 2.11 – CORROSÃO NO TUBO DE AÇO DEVIDO A LIGAÇÃO ELÉTRICA COM A VÁLVULA DE BRONZE.....	26
FIGURA 2.12 – QUANDO UMA ESTRUTURA DE AÇO ENTERRADA É ATERRADA COM HASTES E CABOS DE COBRE ELA SOFRE ATAQUE CORROSIVO SEVERO.....	26
FIGURA 2.13 – CORROSÃO DEVIDO À DIFERENÇA DE POTENCIAL EXISTENTE ENTRE UM TUBO NOVO E UM	26
FIGURA 2.14 – CORROSÃO EM UMA ESTRUTURA METÁLICA.	28
FIGURA 2.15 – PILHAS DE CORROSÃO DEVIDO À NÃO UNIFORMIDADE DO AÇO. A CORROSÃO NOS PONTOS DE POTENCIAL MAIS NEGATIVOS, ONDE A CORRENTE ABANDONA O TUBO E PENETRA NO SOLO.	28
FIGURA 2.16 – PILHA CAUSADA PELA VARIAÇÃO DE RESISTIVIDADE ELÉTRICA DO SOLO.....	29
FIGURA 2.17 – MACRO - PILHAS DE CORROSÃO CAUSADAS PELAS VARIAÇÕES DAS RESISTIVIDADES ELÉTRICAS DO SOLO.....	30
FIGURA 2.18– PILHA DE AERAÇÃO DIFERENCIAL	31
FIGURA 2.19– PILHA DE CORROSÃO ELETROLÍTICA CAUSADA POR ESTRADAS DE FERRO ELETRIFICADAS.....	32
FIGURA 3.1 – ÁREAS ANÓDICA E CATÓDICA EM UMA TUBULAÇÃO METÁLICA ENTERRADA....	35
FIGURA 3.2 – NATUREZA ELETROQUÍMICA DA CORROSÃO.....	36
FIGURA 3.3 - FURO, CAUSADO POR CORROSÃO, DE UMA TUBULAÇÃO DE AÇO	38
FIGURA 3.4 – PROTEÇÃO CATÓDICA COM ANODO GALVÂNICO	41
FIGURA 3.5 – PROTEÇÃO CATÓDICA COM LEITO DE ANODOS GALVÂNICOS.....	41

FIGURA 3.6 – EXEMPLO DE RETIFICADOR.....	43
FIGURA 3.7 – PROTEÇÃO CATÓDICA POR CORRENTE IMPRESSA EM UMA TUBULAÇÃO	43
FIGURA 4.1 – MÉTODO DE SOLUÇÃO PARA FALHA NO REVESTIMENTO.	47
FIGURA 4.2– DIAGRAMA DE FALHAS NO DUTO.....	48
FIGURA 4.3– DIAGRAMA ESQUEMÁTICO.....	49
FIGURA 4.4– MÉTODO DE INSPEÇÃO CIS.....	50
FIGURA 4.5– GRÁFICO CIS.	51
FIGURA 4.6 – FAIXA DE OPERAÇÃO DOS POTENCIAIS PARA O SOLO EM RELAÇÃO AO.....	51
FIGURA 4.7– REGISTRO DE CIS NUM DUTO DE 30 ANOS DE IDADE.	52
FIGURA 4.8– ESQUEMA DE FUNCIONAMENTO DA TÉCNICA DCVG.	53
FIGURA 4.9 – LOCALIZAÇÃO DO DEFEITO DO DUTO NO SEU EPICENTRO.	53
FIGURA 4.10– CONFIRMAÇÃO DA FALHA PELO OPERADOR PARA A LOCALIZAÇÃO DO DEFEITO	54
FIGURA 4.11 – EXEMPLO DE “PIG” INSTRUMENTADO INSERIDO NO DUTO.	55
FIGURA 4.12 - PIG INSERIDO NO DUTO.	57
FIGURA 4.13- PIG INSTRUMENTADO ULTRA-SÔNICO.	57
FIGURA 4.14– FLUXO DE CAMPO MAGNÉTICO.	59
FIGURA 4.15 – FLUXO DE CAMPO MAGNÉTICO EM CONTATO COM A PAREDE DO DUTO.	59
FIGURA 4.16 – FLUXO DE CAMPO MAGNÉTICO EM CONTATO COM UM DEFEITO NA PAREDE DO DUTO.	59
FIGURA 4.17 – FLUXO DE PROCESSO DO MFL	60
FIGURA 4.18– PIG DE FLUXO MAGNÉTICO.....	61
FIGURA 4.19– RELAÇÃO ENTRE A PERMEABILIDADE MAGNÉTICA E A INTENSIDADE DE	62
FIGURA 4.20- CURVA DE MAGNETIZAÇÃO.....	62
FIGURA 4.21 – VAZAMENTO DE FLUXO EM TRÊS NÍVEIS DE MAGNETIZAÇÃO.	64
FIGURA 4.22 - CONVENÇÃO PARA ESTABELECIMENTO DO COMPRIMENTO L DE UM DEFEITO	66
FIGURA 4.23- DUTO COM PITES ISOLADOS, ALVÉOLOS ISOLADOS E COLÔNIAS DE ALVÉOLOS E PITES.....	68
FIGURA 4.24- PERFIL DE “CAIXAS” DE DEFEITOS GERADO PELO RELATÓRIO DE INSPEÇÃO E PERFIL	69
FIGURA 4.25– EXEMPLOS DE PERFIL DE DEFEITO CONSERVADOR GERADO POR REGRAS DE	70
FIGURA 4.26 - DUTO COM CORROSÃO EM TORNO DA GERATRIZ INFERIOR.....	71
FIGURA 4.27- DUTO COM DEFEITOS COMPOSTOS POR ÁREAS DE CORROSÃO..	72
FIGURA 5.1– RESULTADO OBTIDO DE UM MÉTODO CIS/DCVG NUM OLEODUTO DE 8” NA EXTENSÃO DE	75

FIGURA 5. 5.2 - DIMENSÕES LONGITUDINAL L E W CIRCUNFERENCIAL DE UM DEFEITO GENÉRICO.	80
FIGURA 5. 5.3 - DUTO COM DEFEITO IDEALIZADO.	81
FIGURA 5. 5.4- RELAÇÃO ENTRE OS PARÂMETROS D , L E W DE UM DEFEITO IDEALIZADO E A	81
FIGURA 5. 5.5 - AVALIAÇÃO DE DEFEITOS POR NÍVEIS DE COMPLEXIDADE.	83
FIGURA 5.6– ILUSTRAÇÃO TÍPICA DE FORMAS DE APROXIMAÇÃO DE DEFEITOS DE CORROSÃO EM DUTOS:	87
FIGURA 5.7- REPRESENTAÇÃO DA ÁREA LONGITUDINAL DE MATERIAL PERDIDO: A) FORMA PARABÓLICA E	91
FIGURA 6.1 – DIMENSÕES E LOCALIZAÇÃO DE UM DEFEITO GENÉRICO.	95
FIGURA 6.2 – CARACTERÍSTICAS E POSIÇÃO HORÁRIA DO DEFEITO NO DUTO	95
FIGURA 6.3 – RESULTADO OBTIDO DO DEFEITO A NA FAIXA DE 7,00 A 8,00 KM NO OLEODUTO DE 8" FC/TR.	97
FIGURA 6.4 – RESULTADO OBTIDO DO DEFEITO B NA FAIXA DE 19,00 A 20,00 KM NO OLEODUTO DE 8" FC/TR.	101
FIGURA 6.5 – RESULTADO OBTIDO DO DEFEITO C NA FAIXA DE 23,00 A 24,00 KM NO OLEODUTO DE 8" FC/TR.	104
FIGURA 6.6– RESULTADO OBTIDO DO DEFEITO D NA FAIXA DE 24,00 A 25,00 KM NO OLEODUTO DE 8" FC/TR.	107
FIGURA 6.7 – RESULTADO OBTIDO DO DEFEITO E NA FAIXA DE 42,00 A 43,00 KM NO OLEODUTO DE 8" FC/TR.	110
FIGURA 7.1– DUTO ENTERRADO EM REGIÃO DE MATA FECHADA.....	113
FIGURA 7.2 – DUTO CORROÍDO.	114
FIGURA 7.3 – DUTO REVESTIDO COM LUVA EPÓXI.....	115

Lista de Tabelas

TABELA 2.1 - SÉRIE GALVÂNICA PRÁTICA.....	23
TABELA 3.1 - SÉRIE GALVÂNICA PRÁTICA.....	39
TABELA 5.1 – COORDENADAS DOS DEFEITOS INDICADOS PELO MÉTODO CIS/DCVG.....	74
TABELA 5.2- SEVERIDADE DOS DEFEITOS ENCONTRADOS PELA TÉCNICA DCVG.	76
TABELA 5.3 – ESTADOS ELETROQUÍMICOS DOS DEFEITOS.....	77
TABELA 5. 4 – PLANILHA PADRONIZADA COM INFORMAÇÕES DE ENTRADA DO SOFTWARE.....	79
TABELA 6.1 – DADOS OPERACIONAIS DO DUTO.	94
TABELA 6.2 – CARACTERÍSTICAS DO DEFEITO.	95
TABELA 6.3 – CLASSIFICAÇÃO DOS DEFEITOS SEGUNDO O CRITÉRIO POF.	98
TABELA 6.4 - DEFEITOS ANALISADOS E SUAS RESPECTIVAS CLASSIFICAÇÕES DE ACORDO COM O CRITÉRIO DO PIPELINE OPERATORS FORUM [POF] (2005).	112

LISTA DE SÍMBOLOS

I - corrente elétrica (corrente de corrosão)

E_a - potencial elétrico do anodo

E_c - potencial elétrico do catodo

R - Resistência elétrica

$mV2 - mV1$ - Queda de potencial do defeito

$mV2$ - Queda total de potencial do duto

$\%IR$ - Severidade do defeito do duto

σ_f - Tensão circunferencial da parede do duto no instante da ruptura, numa região fora do defeito.

σ_{flow} - Tensão de escoamento média do material (flow stress).

A - Área longitudinal de material perdido.

A_0 - Área longitudinal original da região corroída.

M - Fator de dilatação (bulging factor ou Folias factor)

L - Comprimento longitudinal do defeito.

W - Largura do defeito

D_e - Diâmetro externo do duto.

t - Espessura de parede do duto.

σ_{circ} - Tensão Circunferencial;

P - Pressão interna atuante no duto;

f_R - Fator de Redução

PMOA- Pressão Máxima de Operação Admissível

P_a = Pressão de Falha Admissível

P_f = Pressão de Falha ou de Ruptura na Região Corroída.

F.S – Fator de Segurança

σ_{esc} - Tensão de escoamento do material do duto.

α - constante que define a forma geométrica adotada para representar a área de material perdido.

d - profundidade máxima do defeito.

Sumário

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	11
1.1 GENERALIDADES	11
1.2 OBJETIVOS.....	12
1.3 APLICAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO	12
CAPÍTULO 2 - CORROSÃO	15
2.1 INTRODUÇÃO	15
2.2 MECANISMOS DE CORROSÃO	16
2.3 FORMAS E TIPOS DE DEFEITO DE CORROSÃO	17
2.4 DEFEITOS DE CORROSÃO.....	20
2.5 CORROSÃO EM DUTOS	21
CAPÍTULO 3 - PROTEÇÃO CATÓDICA.....	33
3.1 INTRODUÇÃO	33
3.2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS	35
3.3 MECANISMOS NA PROTEÇÃO CATÓDICA	37
3.4 MÉTODOS DE APLICAÇÃO DA PROTEÇÃO CATÓDICA	39
3.5 CRITÉRIOS PARA SE ADOPTAR A PROTEÇÃO CATÓDICA.....	45
CAPÍTULO 4 - MÉTODOS DE MONITORAÇÃO DE INTEGRIDADE DE DUTOS	47
4.1 INTRODUÇÃO	47
4.2 CIS (CLOSE INTERNAL SURVEY)	49
4.3 DCVG (DIRECT CURRENT VOLTAGE GRADIENT)	52
4.4 PIG INSTRUMENTADO	55
CAPÍTULO 5 - METODOLOGIA.....	74
5.1 METODOLOGIA CIS/DCVG.....	74
5.2 METODOLOGIA PIG INSTRUMENTADO	78
CAPÍTULO 6 - RESULTADOS	94
6.1 CARACTERÍSTICAS DO DUTO.....	94
6.2 DEFEITO A.....	96

6.3	DEFEITO B	100
6.4	DEFEITO C	103
6.5	DEFEITO D	106
6.6	DEFEITO E	109
6.7	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	112
CAPÍTULO 7 - CONSIDERAÇÕES FINAIS.....		113
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		116

Capítulo 1 - Introdução

1.1 Generalidades

Para o transporte de produtos de petróleo líquido ou gasoso são necessários segmentos de tubos de aço-carbono soldados entre si, denominados dutos. O duto é um meio de transporte seguro e confiável, sendo ainda o meio mais barato de transporte de grandes volumes de produção em grandes distâncias. Entretanto, ao longo de sua vida útil eles adquirem defeitos que podem afetar sua integridade. A corrosão, e, conseqüente, redução de espessura da parede, é um dos defeitos que mais comprometem a integridade dos dutos e são de grande criticidade.

A fim de evitar acidentes e, como conseqüência, prejuízos econômicos e ambientais, os dutos devem ser inspecionados periodicamente, e nos locais onde haja corrosão, deve-se realizar uma avaliação de perda de massa.

Após a detecção dos defeitos, é de extrema importância que se realize uma avaliação estrutural a fim de determinar a pressão de ruptura do duto na região corroída e a severidade do defeito. Para os cálculos de determinação dessa pressão, devem ser conhecidos: as propriedades mecânicas do material, os carregamentos atuantes (locais ou globais) e a forma geométrica do defeito.

Diante dos resultados da avaliação estrutural, é definida a realização de reparo, manutenção operacional do duto ou a intensificação do monitoramento da corrosão. Para a determinação do defeito podem-se utilizar métodos de inspeção de integridade de dutos tais como o Método CIS/DCVG e o *pig* instrumentado.

As técnicas de inspeção empregadas para monitoramento de dutos, *pig* instrumentado e CIS/DCVG, podem detectar uma série de defeitos causados por corrosão. Por isso, é necessário estabelecer um método simples e

confiável para avaliar estes defeitos. Muitas vezes essa avaliação é feita através de métodos empíricos e qualitativos.

Estes métodos de avaliação de defeitos serão aplicados a oleodutos e gasodutos enterrados a partir de dados obtidos da corrida do Pig Instrumentado e da inspeção CIS/DCVG. Os resultados obtidos, por sua vez, servirão de base para a determinação da execução imediata de reparos ou da continuidade operacional do duto, bem como da classificação do defeito de corrosão.

1.2 Objetivos

O principal objetivo desse trabalho é comparar os dois métodos de inspeção de integridade de dutos: CIS/DCVG e Pig Instrumentado, aplicando a metodologia de severidade e categoria eletroquímica do defeito para o método CIS/DCVG e a metodologia ASME B31G para o método do Pig Instrumentado a fim de avaliar a integridade estrutural de dutos, quantificando e/ou qualificando, pontos ou regiões de defeitos para execução de reparos, e classificar o tipo de corrosão externa que está presente no local.

Para isso, realiza-se uma revisão bibliográfica sobre assuntos relacionados ao projeto, tais como, corrosão, corrosão em tubulações enterradas, proteção catódica e métodos de inspeção de integridade de dutos.

1.3 Aplicação na Indústria do Petróleo

As operações de pigging fazem parte de uma prática operacional mandatória para a preservação da condição interna de um duto, as quais visam:

- remover acúmulos de depósitos (como parafina e resíduos de corrosão) e de fases líquidas (como condensado acumulado) no interior do duto;

- monitorar as condições das paredes internas e externas do mesmo, quanto à ocorrência de processos corrosivos.

Por outro lado, o Método de Inspeção Passo a Passo (CIS/DCVG), permite traçar o perfil de proteção catódica, determinar locais com deficiência de proteção, regiões anódicas e catódicas, identificar possíveis pontos de degradação do revestimento e fornecer informações para reabilitação da proteção catódica e/ou revestimento. Para realizar estas tarefas é necessário conhecer o traçado do duto antes da aplicação do método (*Cipriano, 2007*).

É um equipamento digital com capacidade de armazenar as leituras de potenciais e outras informações, como o relatório digitalizado. Apresenta funções como:

- localização do defeito no revestimento;
- estimativa do tamanho do defeito;
- estimativa de corrosão;
- priorização dos defeitos a serem escavados.

PARTE I

Revisão Bibliográfica

Capítulo 2 - Corrosão

2.1 Introdução

Corrosão é a reação de um material com os elementos existentes no seu meio, causando sua deterioração. Ocorre geralmente com materiais metálicos. Pode acontecer por ação química ou eletroquímica do meio ambiente e pode ser maximizada pela ação de esforços mecânicos.

A corrosão é o processo inverso da metalurgia, onde os metais tendem a retornar ao seu estado óxido, ou seja, é a deterioração de metais e ligas por ação química do meio ambiente, conforme ilustrado na Figura 2.1 (Gentil, 1996).

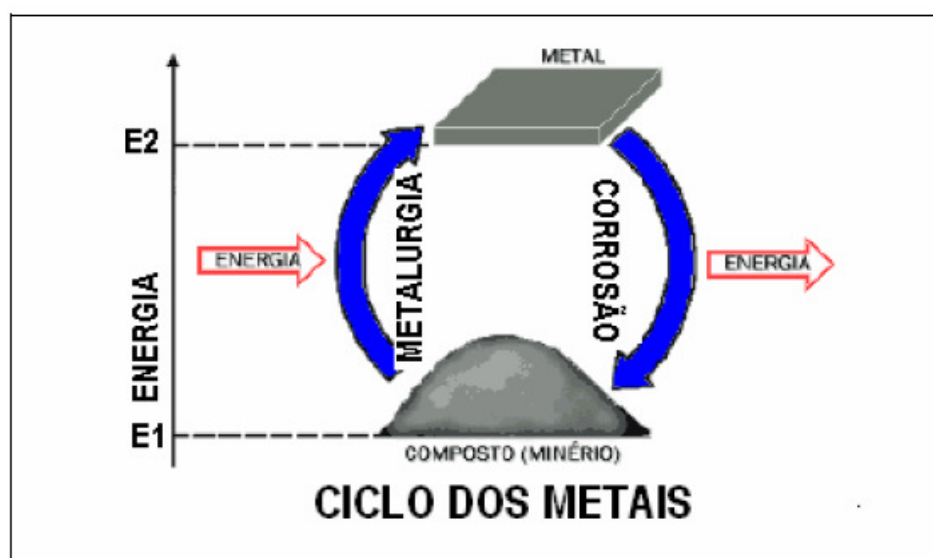


Figura 2.1- Processo de Corrosão dos Metais

Fonte: Gentil (1996)

No Brasil, tem-se aplicado o índice de Hoar, isto é, 3,5% do PIB para estimativa do custo anual da corrosão, que em 1998, alcançou a cifra de 30 bilhões de dólares. Estes números são suficientes para mostrar quão importante é o problema (Cipriano, 2007).

Outro aspecto está relacionado com a preservação das reservas minerais, pois

sendo a corrosão um processo espontâneo, ela está permanentemente consumindo os metais. Desse modo, há necessidade de uma produção adicional destes materiais, para a reposição do que é deteriorado (*Gentil, 1996*).

A Figura 2.2 mostra uma jazida de minério de ferro evidenciando a profundidade de extração e a influência no meio ambiente.



Figura 2.2 – Jazida de minério de ferro evidenciando a profundidade de extração e a influência no meio ambiente.

Fonte: Cipriano (2007)

2.2 Mecanismos de corrosão

2.2.1 Mecanismo químico da corrosão

O campo que abrange a corrosão química é mais restrito que o da corrosão eletroquímica, destacando-se a corrosão em alta temperatura. A corrosão química também pode ocorrer em temperatura ambiente, em meio gasoso e em alguns meios líquidos. O mecanismo químico da corrosão é caracterizado por uma reação química do metal com o agente corrosivo sem que haja deslocamento de elétrons em direção a outras áreas. O produto de corrosão forma-se na superfície do metal exposta ao meio. Seu campo abrangido se compõe principalmente da oxidação (*Korb e Olson, 1987*).

2.2.2 Mecanismo eletroquímico da corrosão

No mecanismo eletroquímico de corrosão, os elétrons são cedidos em determinada região e recebidos em outra, conforme uma pilha de corrosão (*Korb e Olson, 1987*).

Esse processo eletroquímico de corrosão pode ser decomposto em três etapas:

- processo anódico (passagem dos íons para a solução);
- processo catódico (recepção de elétrons, na área catódica, pelos íons ou moléculas existentes na solução);
- deslocamento dos elétrons e íons, onde observa-se a transferência dos elétrons das regiões anódicas para as catódicas pelo circuito metálico e uma difusão de ânions e cátions.

2.3 Formas e tipos de defeito de corrosão

No processo de inspeção de um duto, podem ser detectados defeitos que indiquem uma descontinuidade ou irregularidade do material. Utilizam - se códigos, normas ou outros métodos para avaliação desses efeitos.



Figura 2.3 – Formas de corrosão.

Fonte: Gentil (1996)

A corrosão pode ser encontrada nas mais variadas formas. Essas formas variam de acordo com o aspecto e o modo do ataque, aliados às causas e aos mecanismos da corrosão, conforme ilustrado na Figura 2.3 (*Gentil, 1996*).

Logo, podemos classificar a corrosão de acordo com sua morfologia: uniforme, por esfoliação, alveolar, por pites, intergranular, intragranular, filiforme, por placas, em torno de cordão de solda, grafítica, dezincificação e empolamento po hidrogênio. E ainda, de acordo com sua causa ou mecanismos: por aeração diferencial, galvânica, eletrolítica ou por correntes de fuga, e associada às solicitações mecânicas.

Os principais defeitos encontrados em dutos podem ser classificados em três grupos de acordo com suas causas, sendo defeitos de corrosão, danos

mecânicos e defeitos de soldagem, ilustrados nas Figuras 2.4 e 2.5, conforme descrito abaixo (Korb e Olson, 1987):

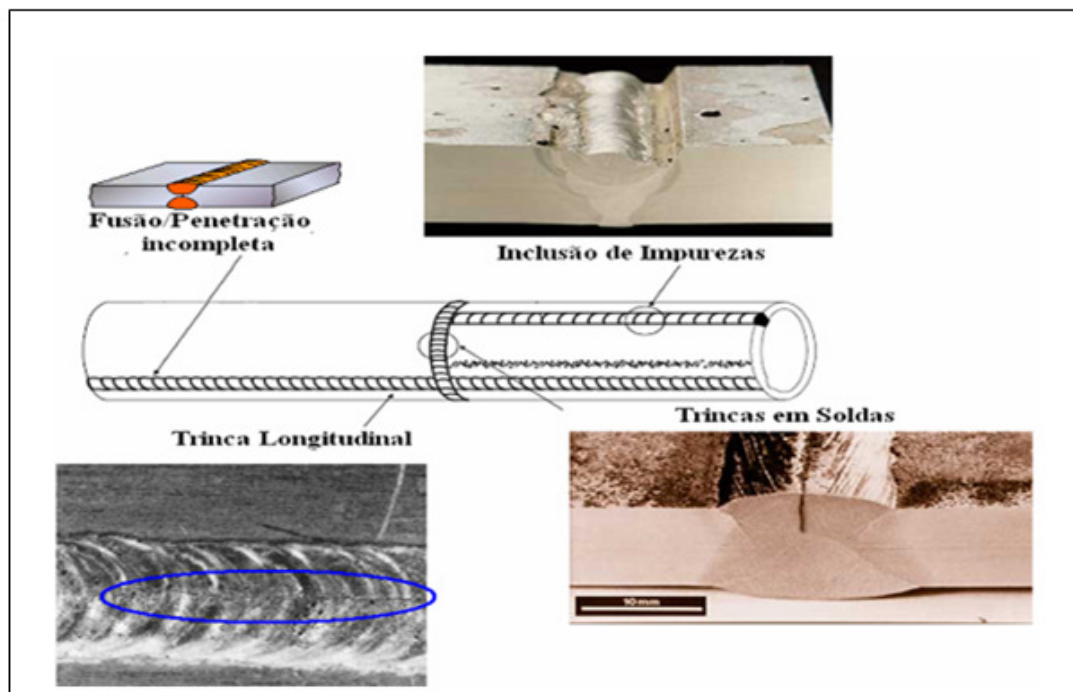


Figura 2.4 – Tipos de defeitos de corrosão e danos mecânicos em dutos

Fonte: Korb e Olson (1987)

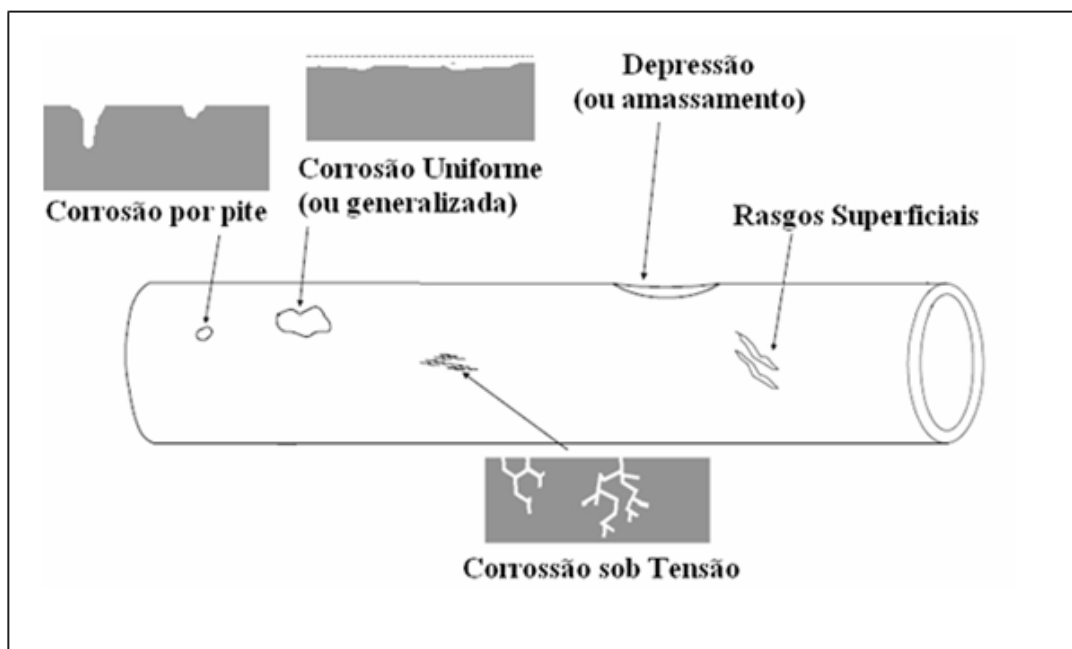


Figura 2.5 – Tipos de defeitos de soldagem

Fonte: Korb e Olson (1987)

2.4 Defeitos de corrosão

- **Corrosão uniforme:** redução uniforme de espessura ao longo da superfície do material. Esta forma ocorre geralmente em metais que não formam películas protetoras ao serem atacados;
- **Corrosão por pite:** Ocorre em pequenas áreas localizadas. A profundidade é maior que o diâmetro. O desgaste se dá de forma localizada e de alta intensidade;
- **Corrosão por placas:** há desprendimento de placas, progressivamente, como produtos de corrosão. Ocorre quando o metal forma uma película inicialmente protetora, entretanto, ao se tornarem espessas, perdem aderência e se fraturam, expondo o metal novamente;
- **Corrosão alveolar:** acontece de forma localizada, e o desgaste tem aspecto de uma cavidade;
- **Fissuração por hidrogênio:** O hidrogênio migra para o interior do material e se concentra em falhas existentes, provocando defeitos a baixos níveis de tensão;
- **Trincamento sob Tensão em meio corrosivo:** ocorre quando o material, submetido à tensões de tração (aplicadas ou residuais), é colocado em contato com um meio corrosivo específico;
- **Corrosão intergranular ou intercristalina:** ocorre no contorno dos grãos, como acontece nos aços inoxidáveis austeníticos sensibilizados em meios corrosivos.
- **Corrosão transgranular ou transcristalina:** originam trincas que se propagam pelo interior dos grãos do material. Ocorre principalmente quando há corrosão sob tensão de aços inoxidáveis austeníticos.

2.5 Corrosão em dutos

A corrosão de um duto pode ser interna ou externa. A corrosão externa é geralmente proveniente de danos no revestimento de proteção, associados a falhas na proteção catódica do duto. A corrosão interna é, em geral, uma consequência da presença de água e impurezas no produto transportado.

Alguns materiais metálicos necessitam de um aumento na sua resistência à corrosão, obtidos através de técnicas de proteção. Essas técnicas permitem que o material possa ser utilizado em quase todos os meios, com durabilidade prevista no projeto de construção. As principais técnicas de controle de corrosão empregadas são divididas conforme descrição abaixo:

- Corrosão externa
 - Revestimento externo
 - Proteção Catódica
- Corrosão interna
 - Inibidores de corrosão

2.5.1 Corrosão externa

A corrosão é, na grande maioria dos casos, fruto de uma reação eletroquímica que envolve metais e um eletrólito, composto, de um modo geral, de substâncias químicas e água, as quais se combinam formando pilhas capazes de gerar uma corrente elétrica. Os solos, por mais secos que pareçam, sempre contêm água e funcionam, normalmente, como excelentes eletrólitos para a passagem dessa corrente.

Quando uma tubulação de aço ou de ferro é enterrada, ela fica sob a ação de processos corrosivos, ou pilhas de corrosão, que podem ser causados por (Paulo,2003):

- 1) contatos elétricos entre dois metais diferentes;
- 2) heterogeneidades do aço ou do ferro;
- 3) heterogeneidades do solo;
- 4) eletrólise causada por correntes elétricas de fuga oriundas de fontes externas de força eletromotriz (como os geradores de corrente contínua das estradas de ferro eletrificadas) ou;
- 5) pela combinação de alguns ou de todos esses fatores atuando ao mesmo tempo, como acontece na maioria das vezes.

Em casos especiais, menos comuns, uma tubulação enterrada pode ser atacada também pela corrosão resultante da ação de certos tipos de bactérias.

2.5.1.1 Contatos elétricos entre dois metais diferentes

Se qualquer dos metais utilizados normalmente em instalações industriais é colocado em contato com o solo, existe uma diferença de potencial entre esse metal e o solo. Essa diferença de potencial, chamada normalmente de potencial natural, pode ser medida com facilidade por meio de um voltímetro e de um eletrodo de referência, tal como o eletrodo de cobre/sulfato de cobre. (Cu/CuSO_4), utilizado na prática, como mostrado na Figura 2.6.

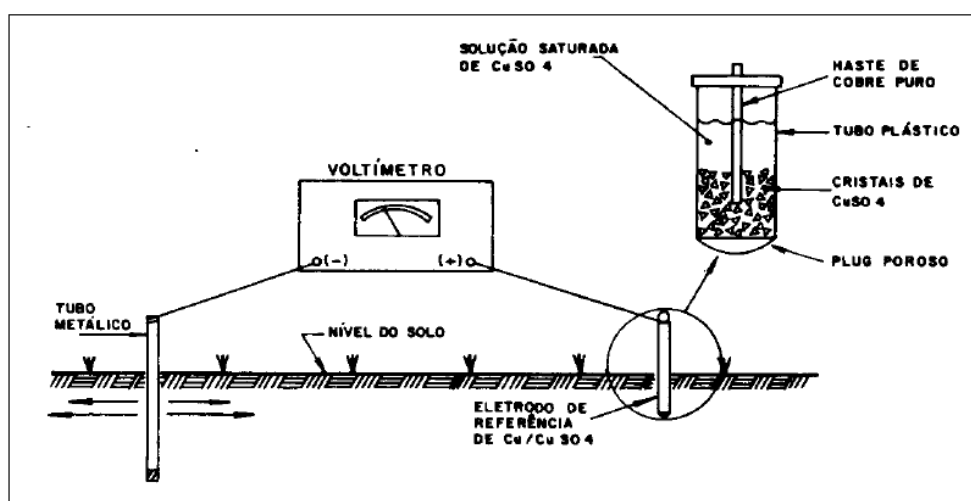


Figura 2.6 – Medição do potencial, em relação ao solo, de qualquer material metálico (potencial estrutura/solo).

Fonte: Paulo (2003)

Para um determinado tipo de solo cada metal apresenta um potencial diferente, de acordo com a Tabela 2.1, conhecida como Série Galvânica Prática.

TABELA 2.1 - SÉRIE GALVÂNICA PRÁTICA

Metal	Potencial (volts) (1)
Magnésio comercialmente puro	-1,75
Liga de magnésio (6% Al, 3% Zn, 0,15% Mn)	-1,60
Zinco	-1,10
Liga de alumínio (5% Zn)	-1,05
Alumínio comercialmente puro	-0,80
Aço (limpo)	-0,50 a -0,80
Aço enferrujado	-0,20 a -0,50
Ferro fundido (não grafitizado)	-0,50
Chumbo	-0,50
Aço em concreto	-0,20
Cobre, bronze, latão	-0,20
Ferro fundido com alto teor de silício	-0,20
Carbono, grafite, coque	+0,30

(1) Potenciais típicos normalmente observados em solos neutros e água, medidos em relação ao eletrodo de Cu/CuSO₄. Valores um pouco diferentes podem ser encontrados em diferentes tipos de solos.

Fonte: Paulo (2003).

A diferença de potencial existente entre dois metais enterrados no solo pode ser medida conforme mostrado na Figura 2.7 e os valores mostrados na Série Galvânica Prática podem ser facilmente conferidos.

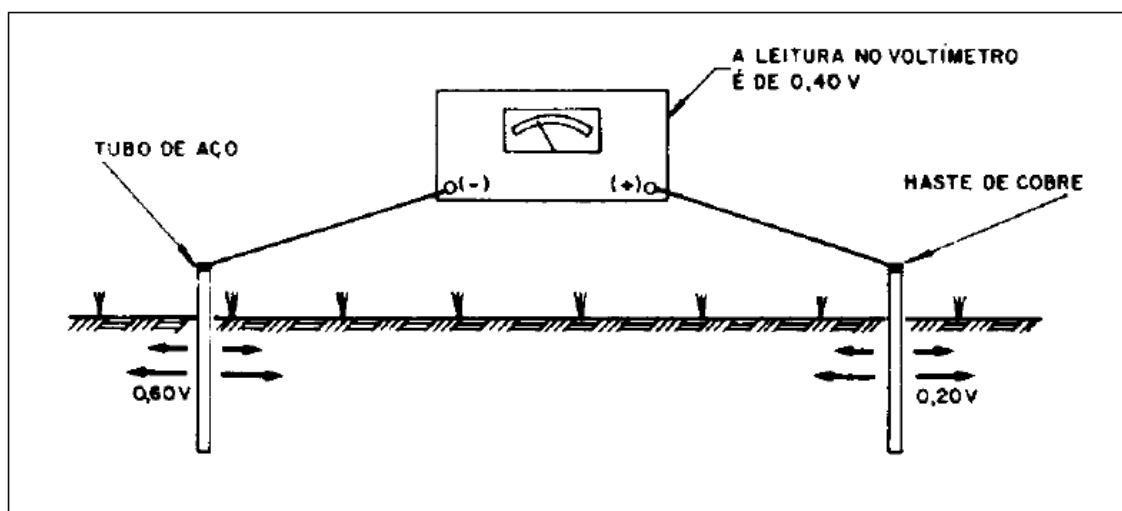


Figura 2.7 – Medição da diferença de potencial entre dois metais diferentes, em presença de um eletrólito.

Fonte: Paulo (2003).

Quando, por exemplo, uma haste de magnésio é enterrada no solo e ligada eletricamente a um tubo de aço também enterrado, a diferença de potencial que existe entre o magnésio e o aço (1,0 V, aproximadamente) produzirá um

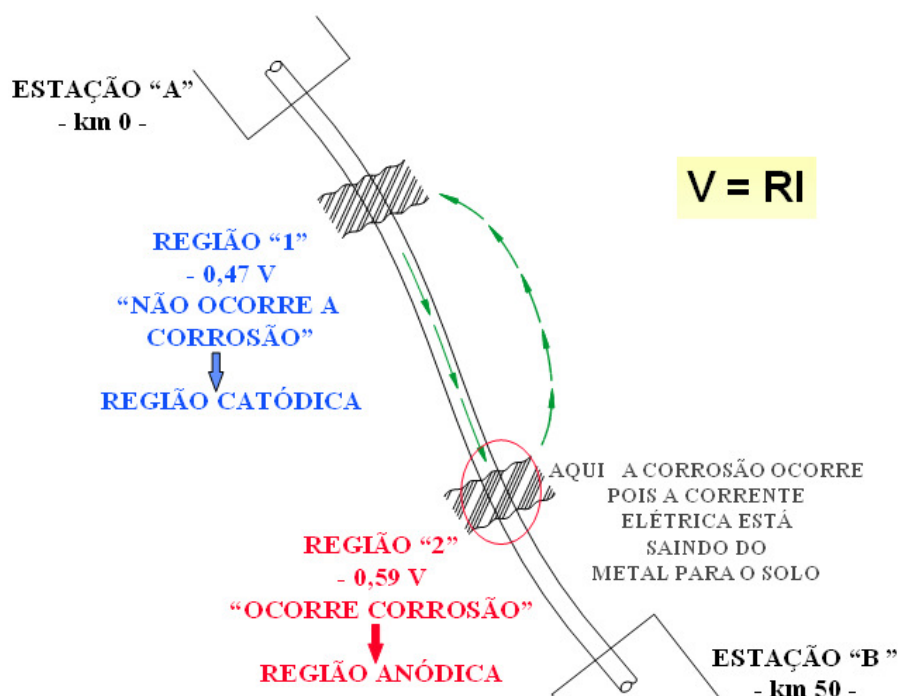


Figura 2.9 – Processamento da corrosão numa tubulação

Com base nesse raciocínio, extremamente simples, concluímos facilmente que devemos evitar, sempre que possível, o contato elétrico entre metais dissimilares, na construção de instalações industriais, principalmente quando as estruturas metálicas são enterradas ou submersas, conforme pode ser observados pelas Figuras 2.10, 2.11, 2.12 e 2.13.

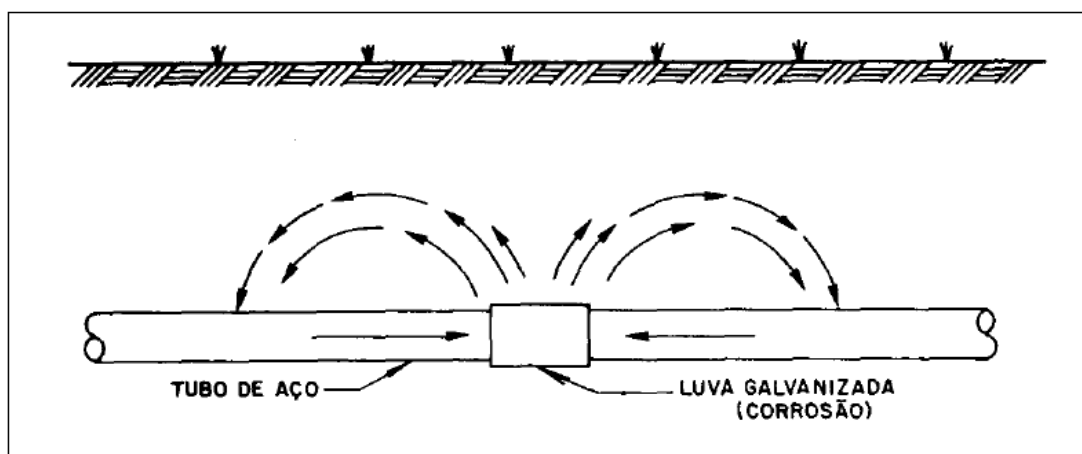


Figura 2.10 – Corrosão da luva galvanizada em benefício do tubo de aço.

Fonte: Paulo (2003)

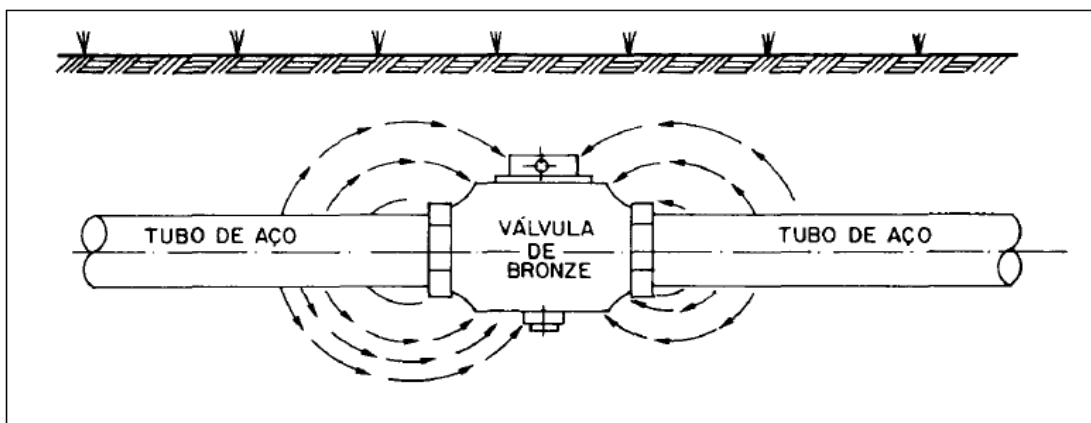


Figura 2.11 – Corrosão no tubo de aço devido a ligação elétrica com a válvula de bronze.

Fonte: Paulo (2003)

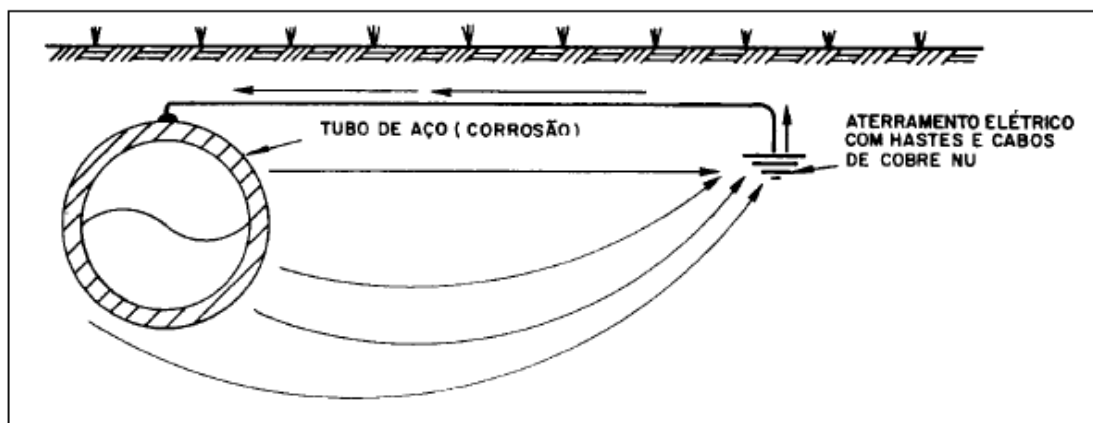


Figura 2.12 – Quando uma estrutura de aço enterrada é aterrada com hastes e cabos de cobre ela sofre ataque corrosivo severo.

Fonte: Paulo (2003)

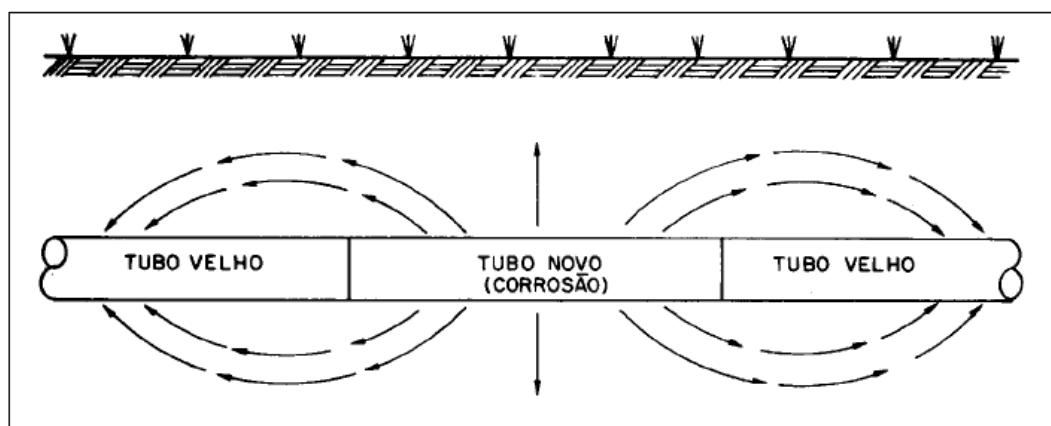


Figura 2.13 – Corrosão devido à diferença de potencial existente entre um tubo novo e um tubo velho.

Fonte: Paulo (2003)

A corrosão que se processa em tubos de ferro fundido enterrados ou submersos, chamada de corrosão gráfitica, resulta da ação, também, de uma pilha *galvânica* semelhante às mostradas acima.

O ferro se corrói em benefício da grafite existente na matriz fundida, e o tubo mantém sua forma e suas dimensões originais, mas perdendo suas propriedades mecânicas, já que só restará a massa de grafite.

2.5.1.2 Heterogeneidades do Aço

Os aços, largamente utilizados em instalações enterradas e submersas, não são homogêneos, possuindo inclusões não metálicas, variações de composição química e tensões internas diferentes resultantes dos processos de conformação e de soldagem. Essas variações fazem com que as superfícies do aço se comportem como se fossem constituídas de materiais metálicos diferentes.

As pilhas de corrosão, formadas ao longo da superfície do aço, tanto podem ser microscópicas como macroscópicas e a intensidade do processo corrosivo dependerá, como no caso anterior, da magnitude da diferença de potencial que se estabelece nas pilhas formadas. O ataque corrosivo pode ser generalizado, porém nunca uniforme e a superfície corroída apresenta irregularidades com aspecto rugoso, resultante da alternância das áreas anódicas e catódicas, sendo comum incidir em zonas preferenciais, com o desenvolvimento de alvéolos mais profundos, podendo perfurar a parede metálica, como mostram as Figuras 2.14 e 2.15.

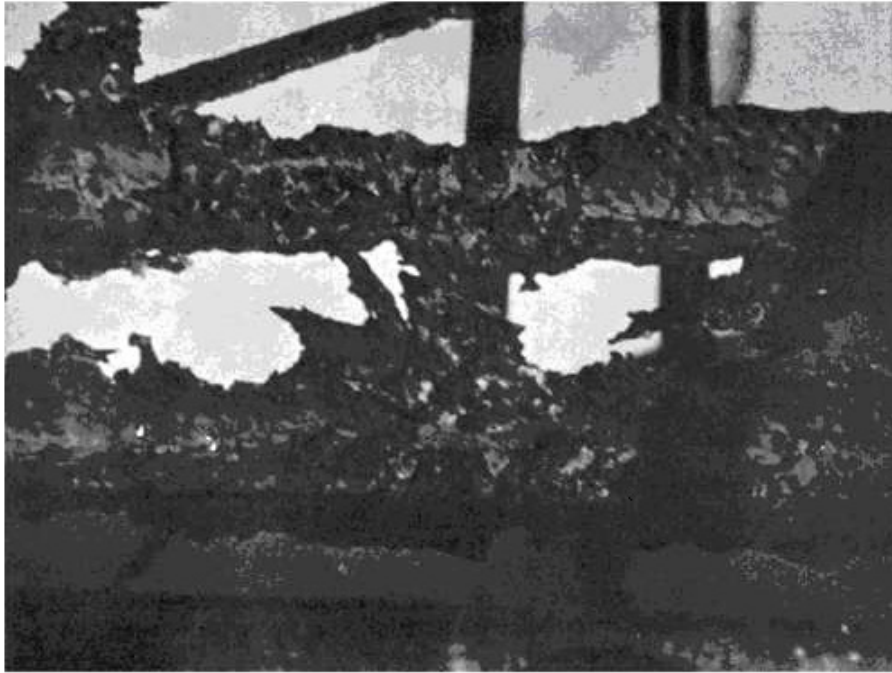


Figura 2.14 – Corrosão em uma estrutura metálica.

Fonte: Paulo (2003)

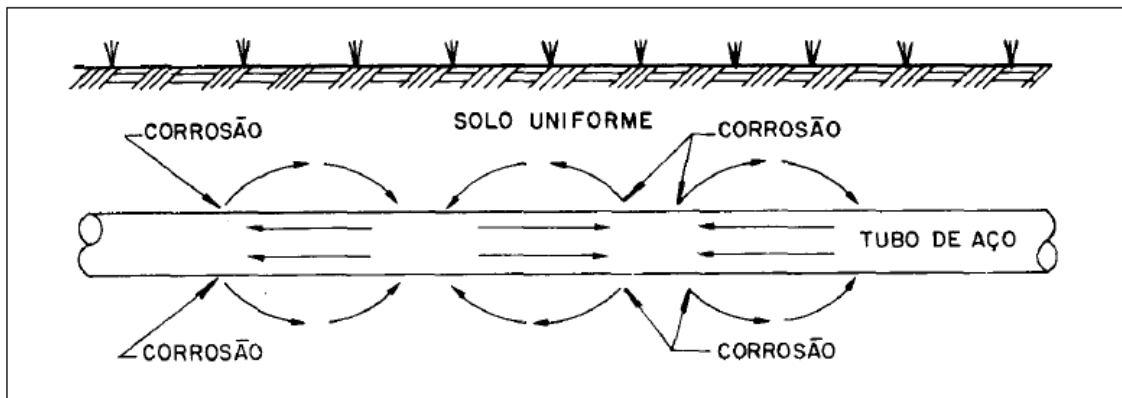


Figura 2.15 – Pilhas de corrosão devido à não uniformidade do aço. A corrosão nos pontos de potencial mais negativos, onde a corrente abandona o tubo e penetra no solo.

Fonte: Paulo (2003)

2.5.1.3 Heterogeneidades do Solo

Os solos possuem heterogeneidades que, em conjunto com as heterogeneidades do aço, agravam os problemas de corrosão, uma vez que tais variações (resistividade elétrica, grau de aeração, composição química, grau de umidade e outras) dão origem, também, a pilhas de corrosão nas superfícies dos materiais neles enterrados.

As variações da resistividade elétrica do solo, sempre presentes ao longo das instalações enterradas, são as que produzem as mais severas pilhas de corrosão naquelas estruturas, ilustrado na Figura 2.16:

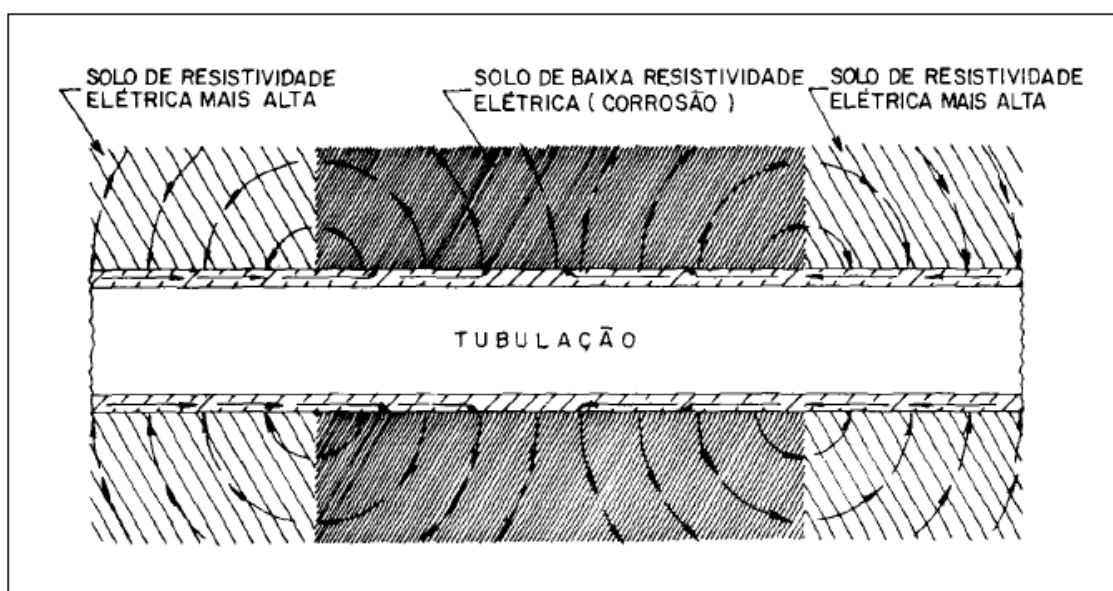


Figura 2.16 – Pilha causada pela variação de resistividade elétrica do solo.

Fonte: Paulo (2003)

A resistividade elétrica do solo ou da água é um dos fatores mais importantes no processo corrosivo dos metais enterrados ou submersos, sendo que, quanto mais baixo o seu valor, mais facilmente funcionam as pilhas de corrosão e mais severo é o processo corrosivo.

Acontece freqüentemente que, embora uma tubulação seja construída ao longo de uma faixa de alta resistividade elétrica (que nos levaria, inadvertidamente,

em pensar na ocorrência de corrosão suave), ela atravessa alguns locais de resistividade elétrica mais baixa, sendo então severamente corroída devido ao aparecimento das chamadas macro-pilhas de corrosão, onde os trechos em contato com os solos de mais baixa resistividade funcionam como áreas anódicas severas, corroendo-se em benefício dos trechos em contato com as resistividades mais altas conforme mostrado na Figura 2.17.

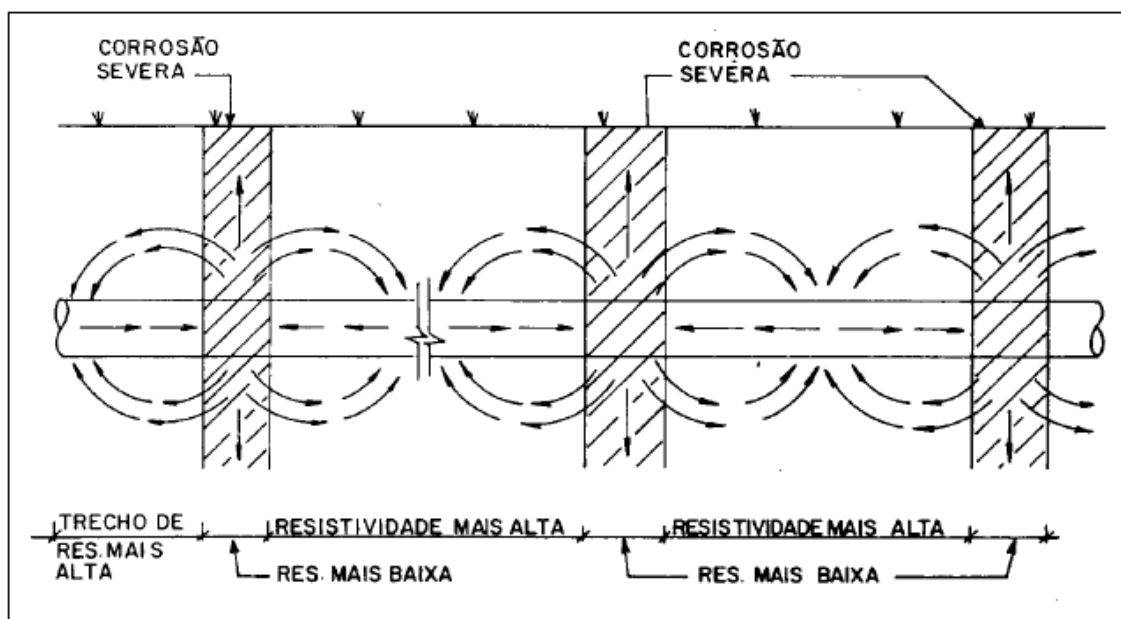


Figura 2.17 – Macro - pilhas de corrosão causadas pelas variações das resistividades elétricas do solo.

Fonte: Paulo (2003)

Outro aspecto que contribui para o agravamento da corrosão das tubulações enterradas, principalmente as de grande diâmetro, é o fato de haver variações no grau de aeração dos solos, conforme pode ser visto na Figura 2.18.

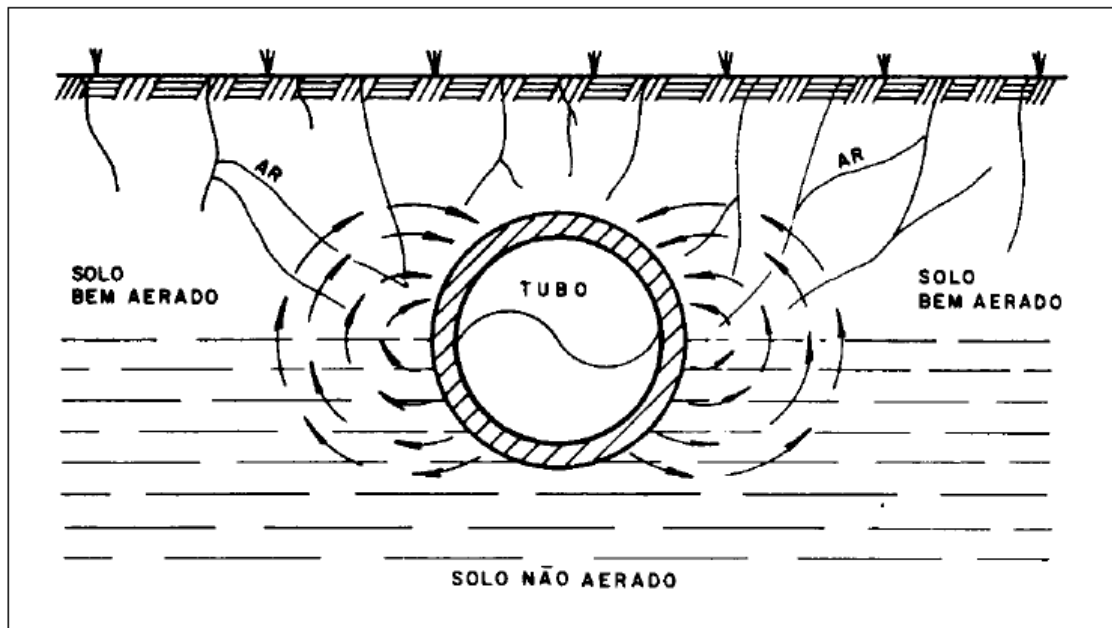


Figura 2.18– Pilha de aerção diferencial

Fonte: Paulo (2003)

2.5.1.4 Corrosão Eletrolítica

A corrosão eletrolítica é um problema extremamente grave que, acelerando os processos acima citados, afligem as companhias proprietárias de tubulações metálicas enterradas ou submersas.

Esse tipo de corrosão é consequência da existência de correntes elétricas estranhas (corrente contínua) no solo em que passa a tubulação. Essas correntes, cuja existência independe de quaisquer dissimilaridades dos materiais metálicos, dos solos ou das águas, podem ser oriundas de várias fontes, sendo as mais danosas e comuns, na prática, as provenientes das ferrovias eletrificadas em corrente contínua, como é mostrado na Figura 2.19.

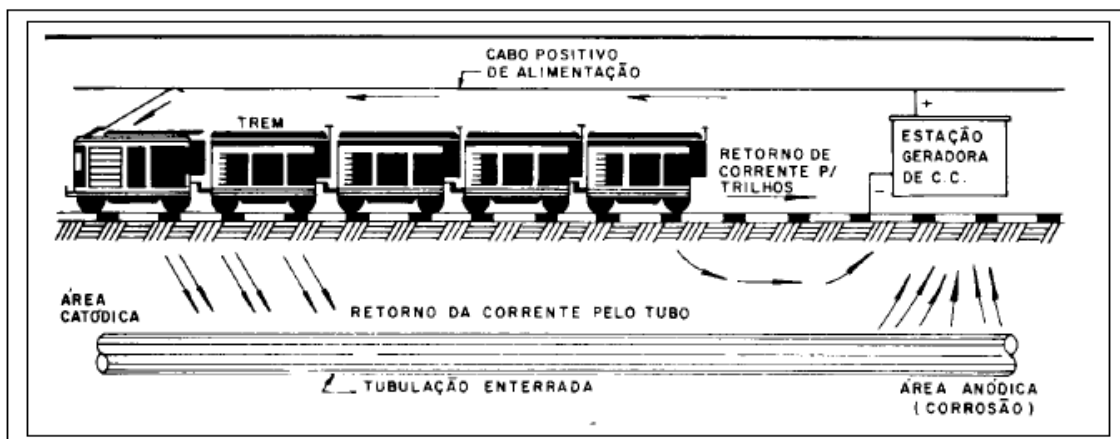


Figura 2.19– Pilha de corrosão eletrolítica causada por estradas de ferro eletrificadas.

Fonte: Paulo (2003)

A corrosão, nessas circunstâncias, é extremamente severa, bastando lembrar-se que, para o caso das tubulações de aço revestidas, as fugas de corrente para o solo se processam em pontos concentrados nas falhas do revestimento, podendo ocasionar furos na tubulação até mesmo em poucos dias, dependendo do caso, com a perda de poucos gramas do metal.

Capítulo 3 - Proteção Catódica

3.1 Introdução

A proteção catódica é uma técnica que está sendo aplicada em todo o mundo, e seu uso no Brasil tem crescido a cada dia, para combater a corrosão em estruturas metálicas enterradas, submersas e em contato com eletrólitos.

O estudo desta técnica torna-se cada vez mais necessário aos engenheiros e técnicos, devido à construção de um número cada vez maior de gasodutos, oleodutos, tubulações que transportam derivados de petróleo e produtos químicos, minerodutos, redes de água para combate a incêndio, adutoras, emissários submarinos, estacas de píeres de atracação de navios, navios plataformas submarinas de prospecção e produção de petróleo, camisas metálicas para poços de água e de petróleo, cortinas metálicas para portos, navios e embarcações, equipamentos industriais, tanques de armazenamento de água, de óleo, de derivados de petróleo e de produtos químicos, cabos telefônicos com revestimentos metálicos, estacas metálicas de fundação e muitas outras instalações importantes.

Apesar da proteção catódica ser utilizada com eficiência para a proteção de estruturas metálicas, sua aplicação torna-se econômica e mais simples quando as superfícies a proteger são previamente revestidas. Sua função, nesses casos, consiste em complementar a ação protetora dos revestimentos que, por melhores e mais bem aplicados que sejam, sempre contêm poros e falhas, tornando-os deficientes com o passar do tempo. As principais características que os revestimentos devem apresentar são:

- boa e permanente aderência ao tubo;
- baixa taxa de absorção de água;
- boa e permanente resistência elétrica (resistividade elétrica);
- boa resistência mecânica;

- boa estabilidade sob efeito de variação de temperatura;
- resistência à acidez, alcalinidade, sais e bactérias do solo;
- boa flexibilidade, de modo a permitir o manuseio dos tubos revestidos e as dilatações e contrações do duto;
- facilidade de aplicação e reparo;
- durabilidade;
- economicidade.

Portanto, proteção catódica e o revestimento são, assim, aliados importantes que, de maneira econômica e segura, garantem ao longo dos anos a integridade das estruturas metálicas enterradas ou submersas que representam um patrimônio valioso (*Dutra, 1999*).

3.2 Fundamentos Teóricos

Segundo a Associação Brasileira de Corrosão, (ABRACO,2007), o mecanismo de funcionamento da proteção catódica é simples, porém a sua aplicação na prática exige bastante experiência por parte do projetista e do instalador do sistema. O sistema consiste na transformação de um eletrodo em catodo pelo redirecionamento da corrente elétrica, em oposição da corrente de descarga da corrosão de áreas anódicas que estarão naturalmente presentes.

O processo corrosivo de uma estrutura metálica enterrada ou submersa se caracteriza pelo aparecimento de áreas anódicas e catódicas na superfície do material metálico, com ocorrência de um fluxo de corrente elétrica das áreas anódicas para as áreas catódicas através do eletrólito, sendo o retorno dessa corrente elétrica realizado por intermédio do contato metálico entre essas regiões, conforme mostrado na Figura 3.1 e citado anteriormente.

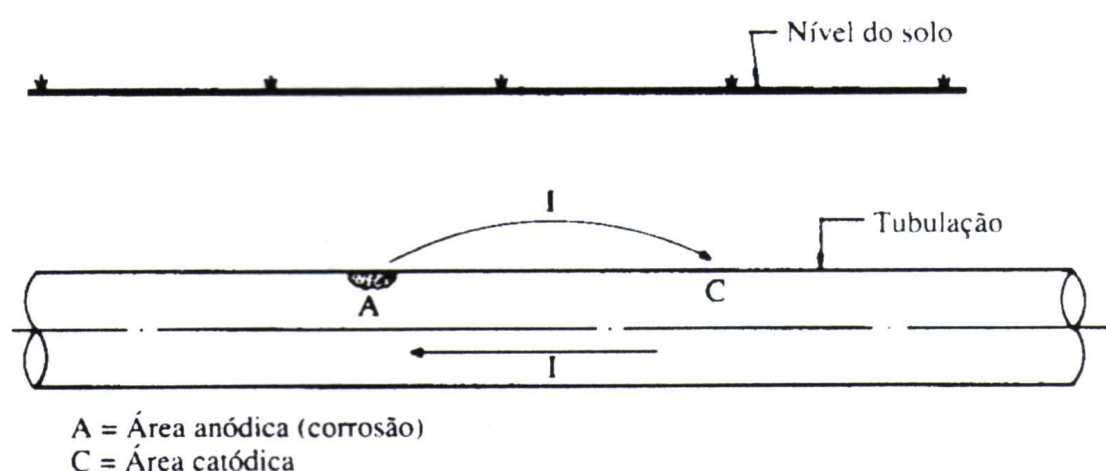


Figura 3.1 – Áreas anódica e catódica em uma tubulação metálica enterrada.

Fonte: Gentil (1996)

De acordo com Gentil (1996), pela natureza eletroquímica da corrosão verifica-se que há um fluxo de corrente através do eletrólito e do metal, de tal maneira que os cátions saem do anodo para a solução ao mesmo tempo em que os elétrons se dirigem do anodo para o catodo seguindo o circuito metálico, conforme a

Figura 3.2.

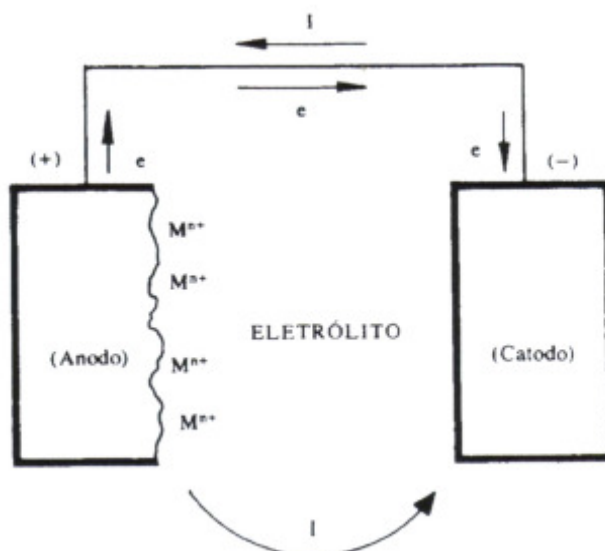


Figura 3.2 – Natureza eletroquímica da corrosão.

Fonte:Gentil(1996)

Quando a corrente deixa o anodo ou área anódica e penetra no eletrólito, produz uma reação eletroquímica na sua superfície. Essa reação envolve íons positivos do metal nas áreas anódicas e os íons negativos existentes no eletrólito, resultando, como produto de corrosão, no composto do metal. A corrente migra através do eletrólito e penetra na área catódica, sendo que nessa região os íons positivos provenientes da solução são liberados, geralmente sob a forma de hidrogênio atômico.

Em função dessas considerações, conclui-se que, se conseguirmos fazer com que toda a superfície de uma instalação metálica, enterrada ou submersa, adquira comportamento catódico, a estrutura não sofrerá ataque corrosivo, ficando completamente protegida pela ação da “proteção catódica”. Isso pode ser conseguido provendo-se a estrutura de um fluxo de corrente de proteção, proveniente de uma fonte externa, com uma intensidade tal que seja capaz de anular as correntes de corrosão das diversas pilhas existentes na superfície metálica (Paulo,2003).

3.3 Mecanismos na Proteção Catódica

Para melhor entender o fenômeno da proteção catódica, examinemos a equação fundamental da corrosão Equação. 3.1, mostrada abaixo:

$$I = \frac{(E_a - E_c)}{R} \quad (3.1)$$

I = corrente de corrosão, que flui do anodo para o catodo (ampéres);

$(E_a - E_c)$ = diferença de potencial entre o anodo e o catodo (volts);

R = soma da resistência de saída da corrente do anodo para o eletrólito, com a resistência de entrada da corrente do eletrólito para o catodo (ohm).

Pela equação, verificamos que quando existe a diferença de potencial “ $E_a - E_c$ ” sobre a superfície de uma estrutura enterrada e quando a resistência “ R ” possui um valor finito, a corrente de corrosão “ I ” flui, com o aparecimento do processo corrosivo, na área anódica. Proteger catodicamente a estrutura significa evitar que a corrente continue fluindo, fazendo com que a diferença de potencial entre as áreas anódica e catódica seja nula.

Outra maneira de anular-se a corrente de corrosão, consiste em aumentar infinitamente o valor da resistência “ R ”, o que pode ser conseguido mediante a aplicação de um revestimento “perfeito” sobre a superfície da estrutura, solução não utilizada na prática, uma vez que tal revestimento é economicamente inviável, conforme mostra a

Figura 3.3. Para a proteção da estrutura com a máxima economia são usados, com muita freqüência, os esquemas mistos de proteção anticorrosiva, utilizando-se um revestimento de custo vantajoso, com boas qualidades isolantes, complementado com a instalação de um sistema de proteção catódica, de custo bastante baixo, já que a corrente de proteção a ser aplicada, agora, pode ser de intensidade muito inferior (Paulo,2003).

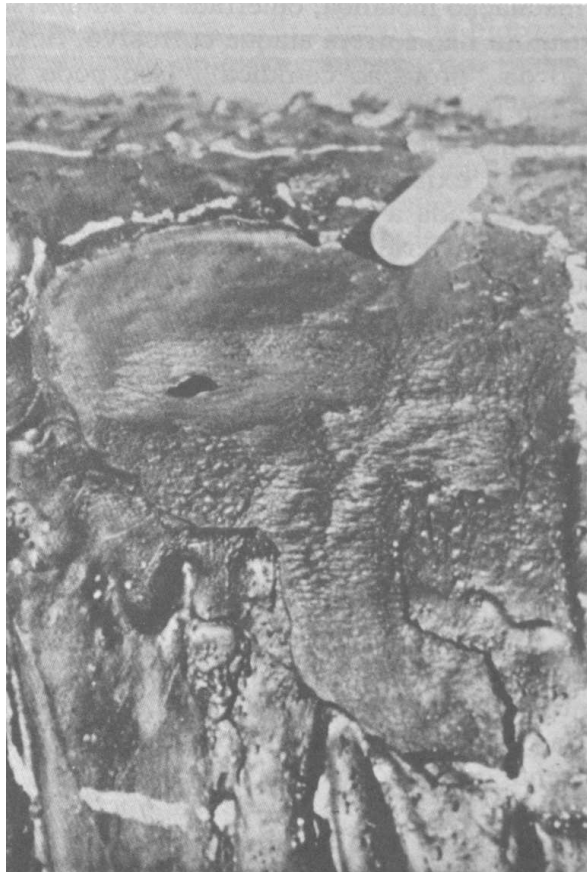


Figura 3.3 - Furo, causado por corrosão, de uma tubulação de aço enterrada revestida, porém sem proteção catódica.

Fonte: Paulo (2003)

Portanto, proteger catodicamente uma estrutura significa também eliminar, por processo artificial, as áreas anódicas, fazendo com que toda a estrutura metálica adquira comportamento catódico. Desta maneira, o fluxo de corrente elétrica anodo/catodo, deixa de existir e a corrosão é totalmente eliminada (*Korb e Olson, 1987*).

3.4 Métodos de aplicação da Proteção Catódica

São utilizados dois métodos para a obtenção da proteção catódica, baseados no mesmo princípio de funcionamento, que é o de injeção de corrente elétrica na estrutura através do eletrólito. São eles: a proteção catódica Galvânica ou por Anodos Galvânicos ou de Sacrifício e a proteção catódica por Corrente Impressa ou Forçada (*Bradley, 1992*).

3.4.1 Proteção Catódica com Anodos Galvânicos

No método de proteção catódica Galvânica, o fluxo de corrente elétrica fornecido origina-se da diferença de potencial existente entre o metal protegido e outro escolhido como anodo que tenha potencial mais negativo, dentre os exemplificados na Tabela 3.1, não se limitando a estes (*Korb e Olson, 1987*).

TABELA 3.1 - SÉRIE GALVÂNICA PRÁTICA

Material	Volt*
Magnésio comercialmente puro	-1,75
Liga de magnésio (6% Al, 3% Zn, 0,15% Mn)	-1,60
Zinco	-1,10
Liga de alumínio (5% Zn)	-1,05
Alumínio comercialmente puro	-0,80
Aço (limpo)	-0,50 a -0,80
Aço enferrujado	-0,20 a -0,50
Ferro fundido (não-grafitizado)	-0,50
Chumbo	-0,50
Aço em concreto	-0,20
Cobre, bronze, latão	-0,20
Ferro fundido com alto teor de silício	-0,20
Aço com carepa de laminação	-0,20
Carbono, grafite, coque	+0,30

Fonte: Korb e Olson (1987)

Os anodos galvânicos são normalmente os escolhidos quando se precisa de pouca quantidade de corrente para proteger a estrutura (revestimento de boa qualidade e estruturas de pequenas dimensões) e quando o solo possui baixa resistividade elétrica (até 3000 ohm.cm) uma vez que as diferenças de potenciais são muito pequenas, precisando de circuitos de baixas resistências elétricas para a liberação da corrente de proteção catódica. Por isso a proteção

catódica galvânica é mais recomendada, tanto técnica quanto economicamente, para estruturas metálicas que requeiram pequenas quantidades de corrente, em geral até 5 A.

As principais vantagens da utilização de anodos galvânicos para proteger, por exemplo, um gasoduto enterrado, são as seguintes:

- não requer suprimento de corrente alternada no local;
- os custos de manutenção, após o sistema instalado, são mínimos;
- raramente aparecerão problemas de interferência com outras instalações metálicas enterradas;
- os custos de instalação são baixos.

Por outro lado, as desvantagens são as seguintes:

- a quantidade de corrente fornecida à estrutura é limitada pela diferença de potencial, bastante baixa, entre os anodos e a tubulação;
- a proteção ficará muito mais difícil se as resistividades elétricas do solo no local não forem suficientemente baixas (no máximo 6.000 ohm.cm);
- se o revestimento dos tubos não for muito bom, ou se o gasoduto tiver grande diâmetro e grande comprimento, a proteção com anodos galvânicos ficará muito cara, devido à grande quantidade de anodos a ser utilizada;
- e a tubulação estiver influenciada por correntes de fuga, provenientes, por exemplo, de uma estrada de ferro eletrificada, dificilmente os anodos galvânicos serão eficientes.

Quando um anodo galvânico é ligado a uma estrutura metálica enterrada, surge uma pilha galvânica, conforme mostrado na Figura 3.4.

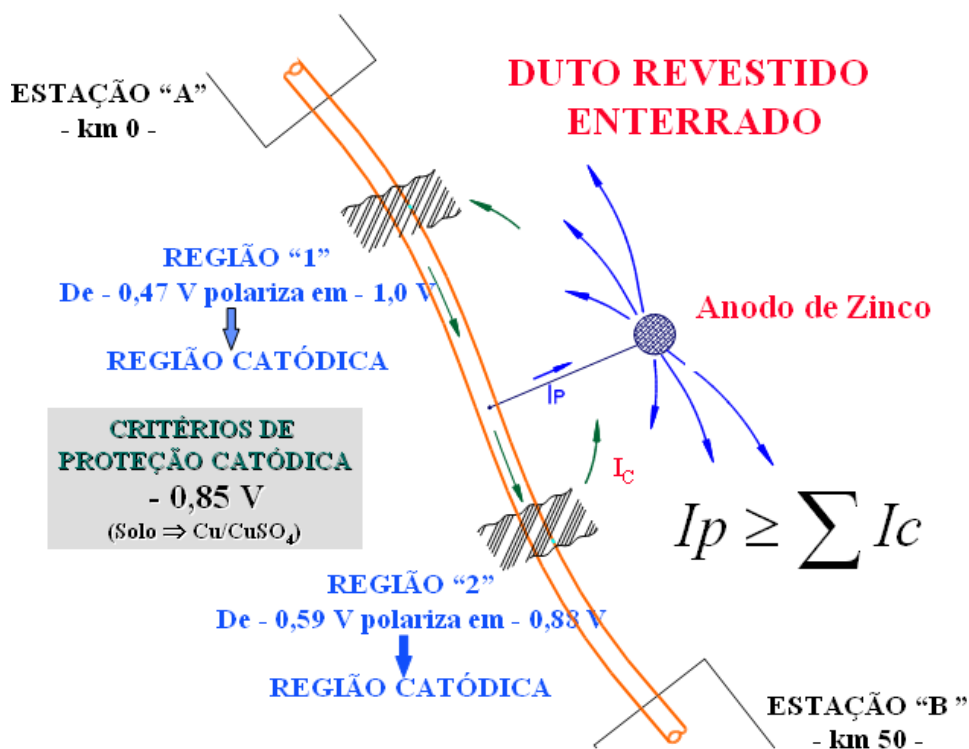


Figura 3.4 – Proteção catódica com anodo galvânico

Conforme mostrado na Figura 3.4, a utilização do anodo galvânico é válida quando este protege a estrutura impedindo que a soma das correntes de corrosão (I_c) seja maior que a corrente emitida pelo anodo galvânico para proteger a tubulação catodicamente (I_p). Caso contrário, utiliza-se um leito de anodos, conforme mostrado na Figura 3.5 (Dutra, 1999)..

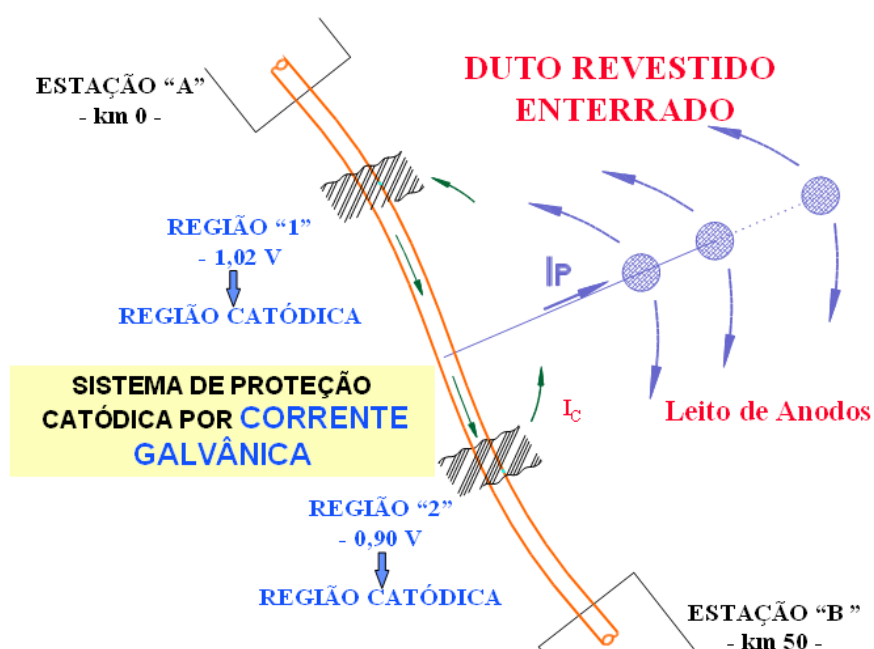


Figura 3.5 – Proteção Catódica com leito de anodos galvânicos

O anodo galvânico é constituído de um metal eletronegativo em relação à estrutura e, quando ligado a ela, dentro de um eletrólito como o solo ou a água, adquire comportamento anódico, liberando a corrente de proteção.

A corrente emitida pelo anodo penetra na tubulação através do solo ou da água, bloqueia as correntes de corrosão e retorna ao seu ponto inicial, fechando o circuito por intermédio do fio de cobre. Para a utilização em solos, o magnésio e o zinco são bastante eficientes, sendo que para a água do mar o zinco e, mais recentemente, o alumínio, são os melhores anodos. Esses metais, utilizados em ligas apropriadas, são eletronegativos em relação ao aço, podendo protegê-lo com facilidade (*Paulo,2003*).

Portanto, neste trabalho não avalia métodos de inspeção em Proteção Catódica por anodos galvânicos, pois estes utilizam - se em solos com baixa resistividade elétrica. Assim, estuda – se o método de Proteção Catódica por Corrente Impressa.

3.4.2 Proteção Catódica por Corrente Impressa

No método de proteção catódica por Corrente Impressa, o fluxo de corrente fornecido origina-se da força eletromotriz (fem) de uma fonte geradora de corrente elétrica contínua, sendo largamente utilizados na prática os retificadores que, alimentados com corrente alternada (CA), fornecem a corrente elétrica contínua (CC) necessária à proteção da estrutura metálica (*Korb e Olson,1987*)..

Além dos retificadores de corrente, podem também ser utilizadas, como fontes de f.e.m., embora menos comuns, as unidades geradoras alimentadas a gás, os geradores termoelétricos, os geradores movidos a vento, ou outro tipo qualquer de equipamento capaz de fornecer a corrente contínua necessária ao sistema de proteção catódica (*Paulo,2003*).

Um exemplo de retificador pode ser visto na Figura 3.6 um sistema de proteção catódica por Corrente Impressa em uma tubulação enterrada.



Figura 3.6 – Exemplo de Retificador

Seguindo o raciocínio do item anterior, mesmo com a utilização do leito de anodos, a soma das correntes de corrosão (I_c) ainda for maior que a corrente emitida pelo anodo galvânico para proteger a tubulação catodicamente (I_p), utiliza - se o método de Proteção Catódica por Corrente Impressa, conforme mostrado na Figura 3.7.

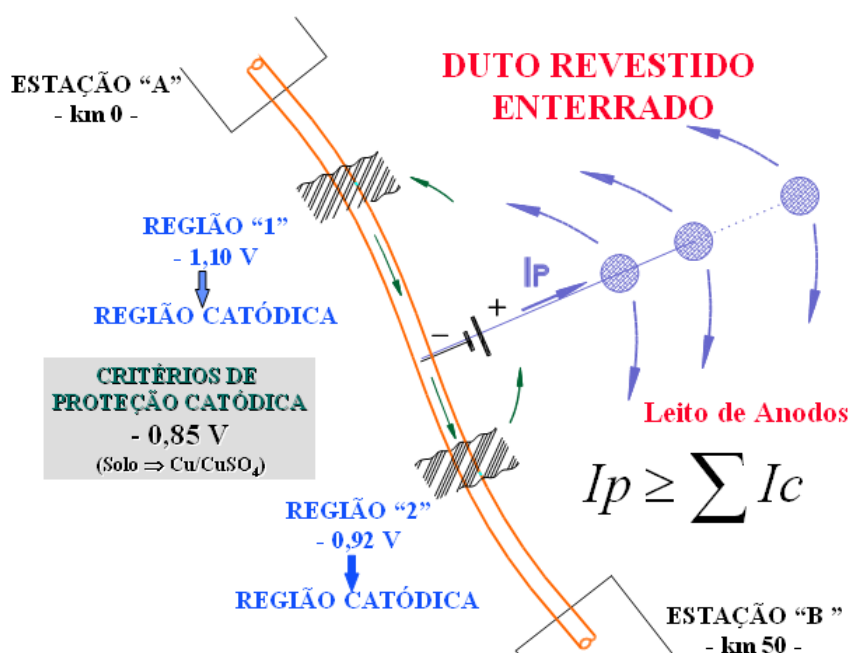


Figura 3.7 – Proteção catódica por Corrente Impressa em uma tubulação enterrada.

Conforme mostrou – se na Figura 3.7, uma pilha eletrolítica é gerada, na qual fazemos com que a estrutura a ser protegida funcione como catodo e a cama de anodos utilizada libere corrente para o solo. Os anodos utilizados na prática são construídos de grafite ou de ligas metálicas, como as de ferro e silício, e as de chumbo, antimônio e prata, sendo que as hastes de titânio ou nióbio com revestimento muito fino de platina ou de óxidos especiais são também utilizadas. Nos últimos anos foram desenvolvidos anodos não metálicos, à base de polímeros especiais (Paulo,2003).

Gentil (1996) afirma que a grande vantagem do método por Corrente Impressa consiste no fato da fonte geradora (retificador de corrente) poder ter a potência e a tensão de saída de que se necessite, o que leva a concluir que esse método pode ser usado para a proteção de estruturas de contato com eletrólitos de baixa (3.000 a 10.000 Ω .cm), média (10.000 a 50.000 Ω .cm), alta (50.000 a 100.000 Ω .cm) e altíssima (acima de 100.000 Ω .cm) resistividade elétrica. Quando os anodos inertes são enterrados no solo há necessidade, na maioria das vezes, de envolvê-los com um enchimento condutor de coque metalúrgico moído, com resistividade elétrica máxima de 100 Ω .cm, usado para diminuir a resistência de aterramento, ou seja, facilitar a passagem da corrente elétrica do anodo para o solo e diminuir o desgaste do anodo.

Além disso, as vantagens para a aplicação do método por corrente impressa são:

- possibilidade de fornecer maiores quantidades de corrente às estruturas;
- possibilidade de controlar as quantidades de corrente fornecidas;
- possibilidade de ser aplicado em qualquer eletrólito, mesmo naqueles de elevada resistividade elétrica;
- possibilidade de ser aplicado, com eficácia, para a proteção de estruturas nuas ou pobremente revestidas;

– possibilidade de ser aplicado, com economia, para a proteção de instalações metálicas de grande porte.

As desvantagens para a utilização desse método são a necessidade de manutenção periódica, ainda que de fácil realização, o dispêndio com a energia elétrica consumida, embora de pouca importância, e a possibilidade de criar problemas de interferência com outras estruturas metálicas enterradas nas proximidades, o que pode ser evitado com facilidade (*Paulo,2003*).

3.5 Critérios para se adotar a Proteção Catódica

Os critérios de proteção catódica servem para verificar se uma estrutura metálica em um eletrólito está protegida da corrosão eletroquímica (se processa nas áreas onde a corrente elétrica convencional sai do metal para o eletrólito) ou não. O critério mais utilizado consiste nas medições dos potenciais estrutura/eletrólito: tubo/solo, estaca/água, tanque/solo entre outros.

As medições dos potenciais estrutura/eletrólito são feitas com o auxílio de um voltímetro apropriado, com alta resistência interna (igual ou maior que 100.000 ohm/volt), tendo o seu terminal negativo ligado na estrutura a ser testada e o seu terminal positivo ligado a um eletrodo ou meia-célula de referência, que é colocado em contato com o eletrólito.

As medições são realizadas com o auxílio de um eletrodo de referência e a utilização no campo das meias células ou eletrodos de Cu/CuSO₄ (para solos). Sendo assim, uma estrutura de aço encontra-se protegida quando se consegue obter qualquer uma das seguintes situações:

- Usando o eletrodo de Cu/CuSO₄: potenciais iguais ou mais negativos que – 0,85V;
- Usando o eletrodo de Ag/AgCl: potenciais iguais ou mais negativos que – 0,80V;
- Usando o eletrodo de calomelano saturado (ECS): potenciais iguais ou mais negativos que – 0,78V;

- Usando o eletrodo de zinco: potenciais iguais ou menos positivos que +0,25V.

Modernamente utiliza – se:

- A estrutura estará catodicamente protegida quando o potencial OFF (Aplicando uma chave ON/OFF no retificador em ciclo determinado) situar-se na faixa de $-0,85\text{V}$ a $-1,20\text{V}$.
- A estrutura também estará protegida quando o potencial OFF (Aplicada a chave ON/OFF no ponto de injeção de corrente) estiver mais negativo 100mV do que o potencial natural.

Capítulo 4 - Métodos de Monitoração de Integridade de Dutos

4.1 Introdução

A inspeção do duto tem a finalidade de avaliar as suas condições de integridade estrutural quanto ao processo corrosivo interno e externo, danos mecânicos da tubulação, estado do revestimento, sistema de proteção catódica, sistema de monitoração da corrosão, sistema de proteção operacional e acessórios do duto.

Alguns fatores influenciam na determinação do tempo e técnicas de inspeção, tais como: ambiente, intensidade de utilização, vida útil do duto, produto transportado, etc. As técnicas de inspeção podem ser associadas e devem ter sua periodicidade planejada (*Santos, 2007*).

Basicamente, monitorar a Proteção Catódica é medir a densidade de corrente em cada ponto desta estrutura. Como não se pode fracioná-la mede-se o potencial desta em relação a uma semi-célula de Cu / CuSO₄.

Além disso, quando há falhas no revestimento aumenta-se a necessidade de injeção de corrente de proteção, isto é, mais “ampéres” serão necessários para “empurrar” a corrente através desta falha no sentido estrutura-solo, com uma corrente sentido contrário, solo-estrutura conforme a

Figura 4.1:

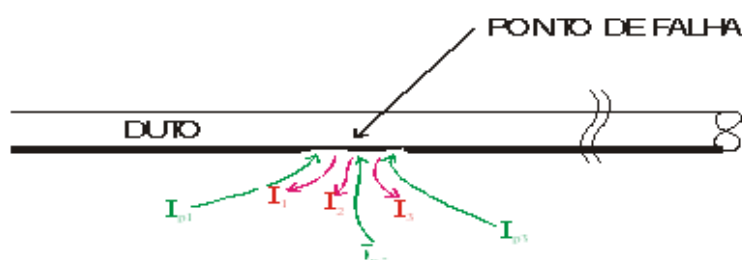


Figura 4.1 – Método de solução para falha no revestimento.

Serão apresentados neste capítulo alguns métodos nos quais se a falha ocorrer entre dois pontos de teste (PTE), uma simples inspeção não detectará o defeito, conforme é mostrado na Figura 4.2:

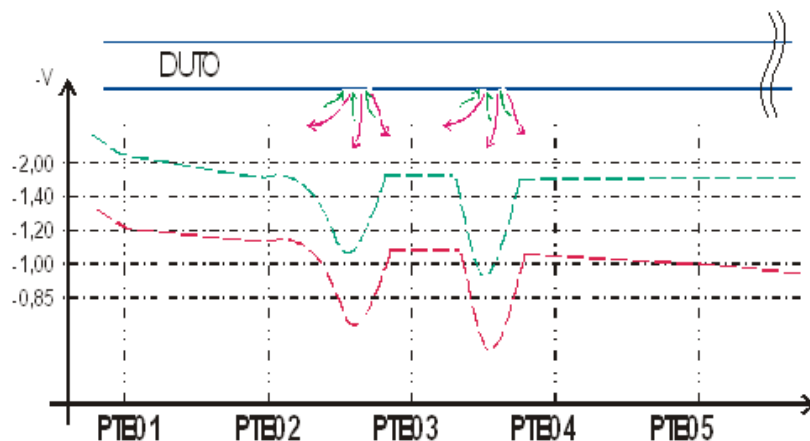


Figura 4.2– Diagrama de falhas no duto.

Outra forma de monitorar a Proteção Catódica consiste na localização do defeito do duto através do vazamento de fluxo magnético e armazenando algumas propriedades do defeito. Assim, pode – se fazer uma manutenção preventiva no duto, auxiliando a prevenção de futuras falhas por corrosão externa.

A seguir serão descritos os métodos físicos de inspeção atualmente utilizados pelas equipes de manutenção e inspeção de dutos enterrados.

4.2 CIS (Close Internal Survey)

Para validar o aumento de confiabilidade em medidas de potencial, a técnica de CIS foi elaborada nos anos 70 (Jankowski,2002). O princípio do CIS é ilustrado na Figura 4.3:

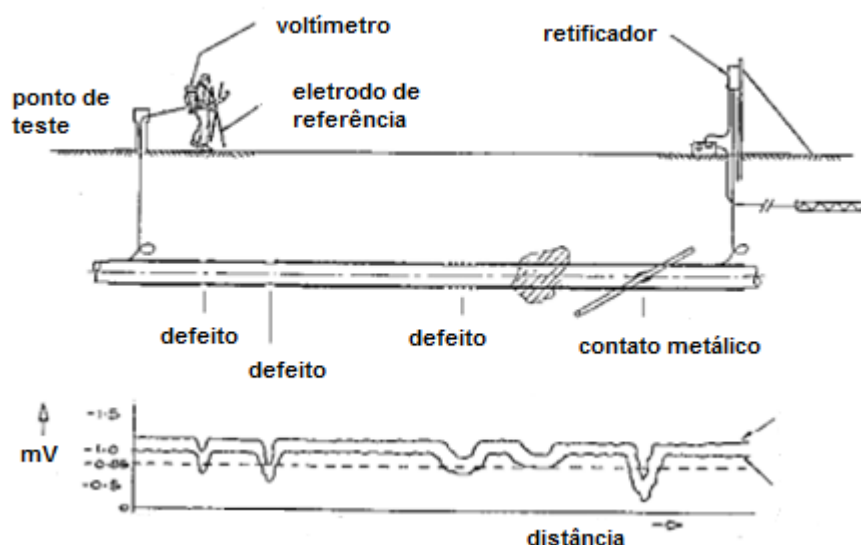


Figura 4.3– Diagrama esquemático

Fonte:Jankowski (2002).

Todos os retificadores que interferem sobre o duto são ligados e desligados simultaneamente através de interruptores sincronizados por satélite conforme Figura 4.3.

Quando é feita a medição, as próprias correntes de proteção atendendo aos seus objetivos podem mascarar o problema, pois sobre o potencial ON medido está presente a componente IR que não pode dessa forma ser eliminada.

Quando se desliga o retificador elimina-se a componente IR , pois com $I=0$, o binômio assume o valor nulo, daí as correntes de polarização escoam-se imediatamente pelas falhas mostrando uma abrupta queda dos potenciais naquela região.

Nesse instante a semi-célula instalada sobre a diretriz do duto não estará sendo sinalizada por nenhuma corrente externa. O potencial medido será aquele decorrente da concentração de cargas na superfície do metal do duto, a que denominamos “OFF Potencial”.

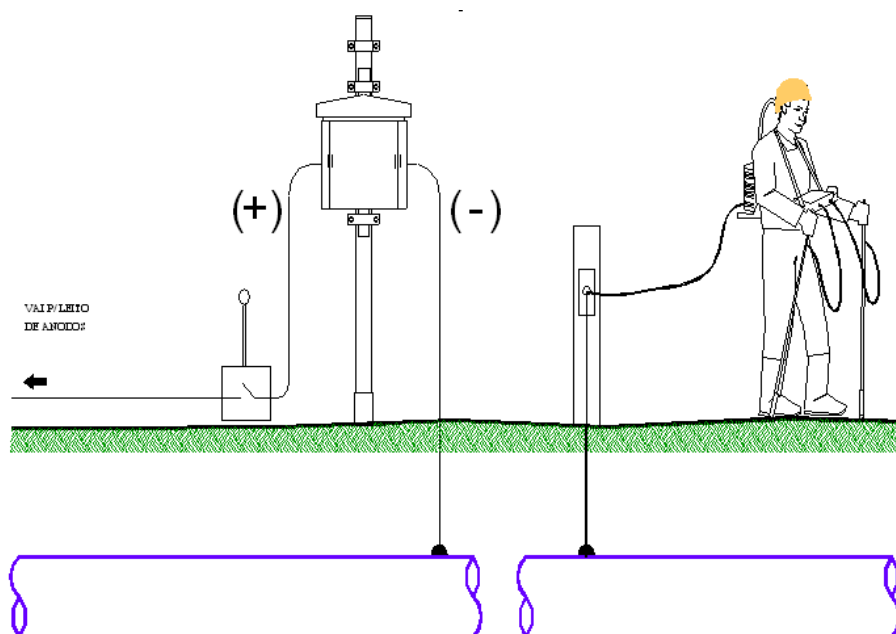


Figura 4.4– Método de Inspeção CIS.

Conforme Figura 4.4, um operador caminhar sobre a geratriz superior do duto estendendo um cabo ou fio muito fino, que deverá estar conectado no Ponto de Medição ou Ponto de Teste mais próximo. Um segundo cabo deve ser conectado a um par de semi-células de cobre – sulfato de cobre e um registrador com o qual se fará o armazenamento das leituras para posterior análise dos registros. A Figura 4.5 mostra um registro típico CIS:

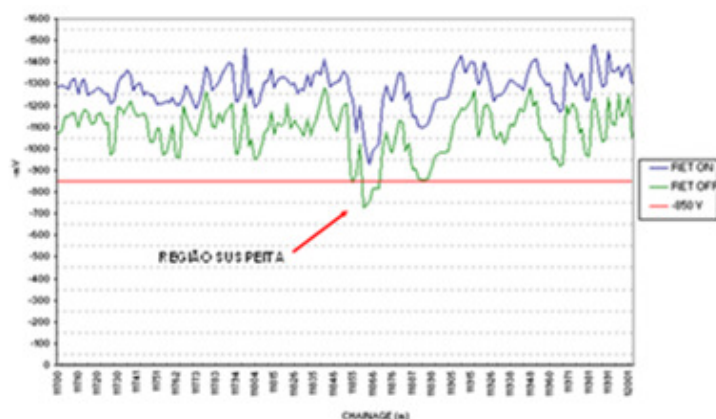


Figura 4.5– Gráfico CIS.

“OFF Potenciais” entre $-0,85$ e $-1,20$ Volts são faixas ideais de operação de um sistema de proteção catódica. Potenciais mais negativos que este limite ($-1,20$ Volts) indicam superproteção, não sendo recomendáveis pois podem causar o descolamento do revestimento pela liberação de hidrogênio na interface tubo/revestimento.

Potenciais mais positivos que $-0,85$ Volts podem indicar falhas de revestimento e conseqüentes riscos de corrosão, conforme é mostrado na Figura 4.6.

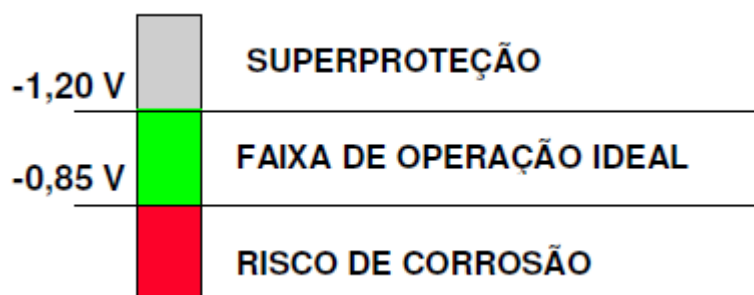


Figura 4.6 – Faixa de operação dos potenciais para o solo em relação ao eletrodo de Cu/CuSO_4

A Figura 4.7 mostra um registro de potencial num duto de 30 anos de idade indicando um sistema de proteção catódica ineficiente (Nicholson, 2004).

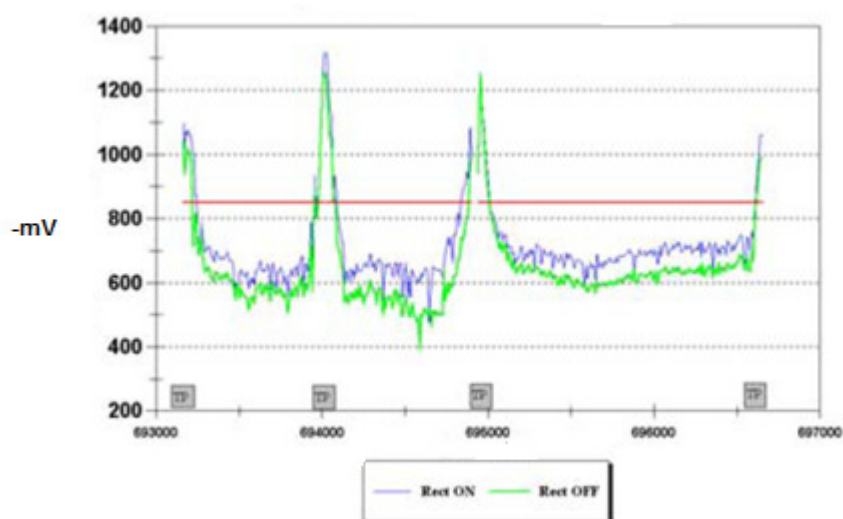


Figura 4.7– Registro de CIS num duto de 30 anos de idade.

Fonte: Nicholson (2004).

4.3 DCVG (Direct Current Voltage Gradient)

Esta técnica é utilizada para inspeção do estado do revestimento de dutos enterrados. É possível localizar e classificar os defeitos, que são os pontos com maior probabilidade da ocorrência de processo corrosivo no duto. Com base nos resultados das inspeções, podem-se desenvolver programas de reparos e reabilitação de revestimento, além de avaliar o sistema de proteção catódica (Helton, 2007).

O CIS faz pesquisa primária das eventuais anomalias no revestimento conforme o critério mostrado anteriormente. O método D.C.V.G. consiste em gerar através de um retificador um sinal assimétrico através de uma taxa equivalente a 1/3 ON e 2/3 OFF, por ex.: 0,3 s ON e 0,7 s OFF, ou taxas similares que o operador julgar conveniente. É mandatório o isolamento de cada tubulação quando houver dois ou mais dutos na faixa ou bases.

Dentre outras fontes de corrente contínua, o DCVG utiliza a corrente do próprio sistema de proteção catódica do duto. Quando esta corrente flui através do

solo, um gradiente de voltagem é gerado entre o solo e o metal nu de um defeito no revestimento (Helton,2007).

Medindo-se o gradiente através de duas semi células saturadas de cobre/sulfato de cobre, conectadas a um voltímetro analógico, o gradiente é rastreado até seu epicentro, que é a localização do defeito. A Figura 4.8 apresenta uma ilustração da técnica DCVG (Ribeiro,2003) e a Figura 4.9 indica a localização do defeito do duto.

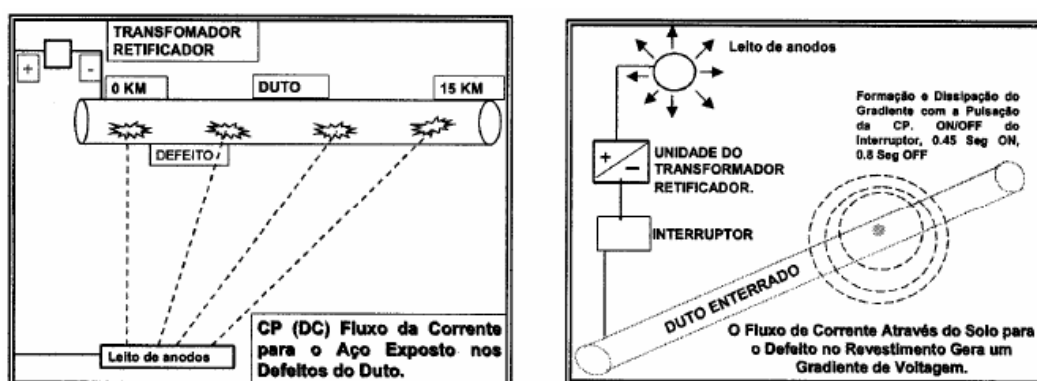


Figura 4.8– Esquema de funcionamento da técnica DCVG.

Fonte: Ribeiro (2003)

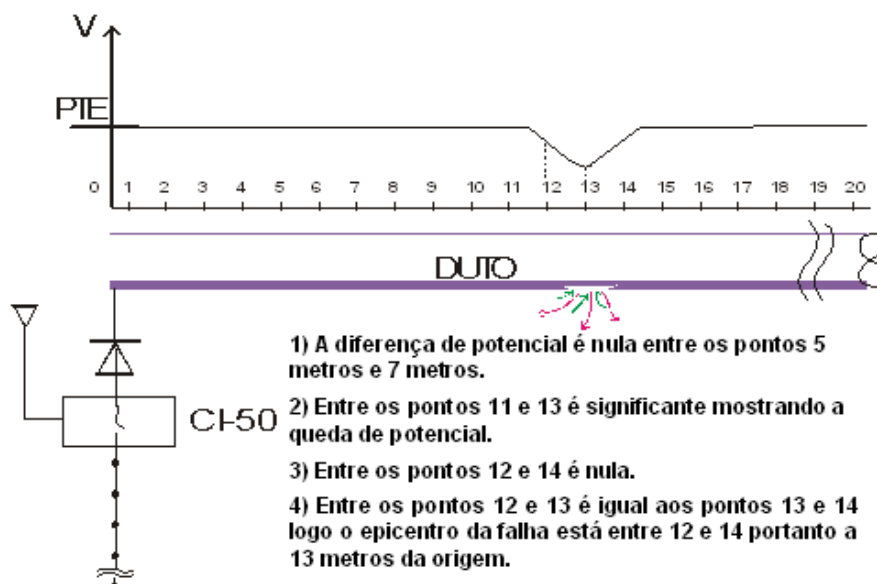


Figura 4.9 – Localização do defeito do duto no seu epicentro.

Fonte: Ribeiro (2003)

Helton (2007) afirma que quando os gradientes de voltagem são uniformes, significa que não existem defeitos ou discontinuidades no revestimento, e o voltímetro não apresentam deflexão. À medida que o operador se aproxima do defeito, o ponteiro do voltímetro começa a responder de forma igual ao ciclo dos interruptores e a deflexão será maior quanto mais próximo estiver o defeito.

Quando se passa da localização do defeito, o sentido da deflexão do ponteiro muda inversamente e o operador deve regressar até localizar o ponto onde não existe deflexão, ou seja, nulo. Uma vez localizado o ponto nulo, o epicentro estará numa reta imaginária perpendicular ao duto, na posição intermediária entre as duas semicélulas.

Uma vez localizado o epicentro no sentido longitudinal do duto, se repete o procedimento no sentido transversal, onde teremos como resultado outra linha imaginária paralela ao eixo do duto, localizada na posição intermediária das duas semicélulas, conforme Figura 4.10. O ponto onde estas duas retas se encontram é o epicentro do defeito. Uma vez localizado o epicentro do defeito são realizados dois tipos de medições elétricas para serem determinadas a sua severidade e a sua atividade eletroquímica.

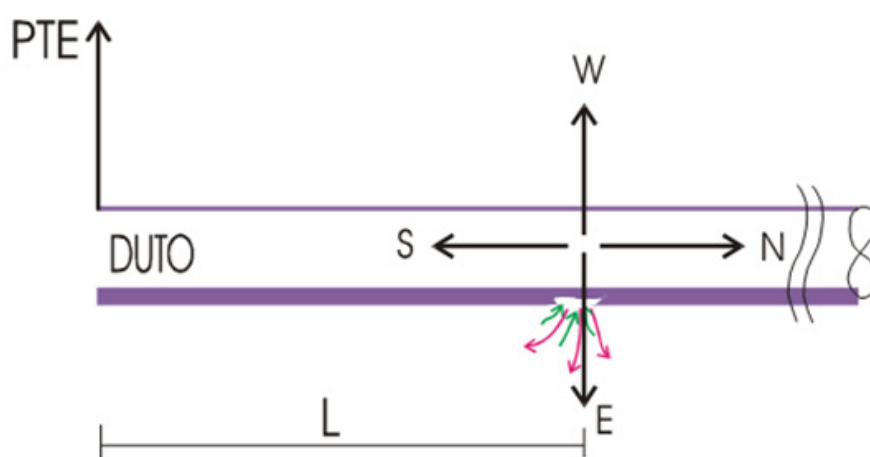


Figura 4.10– Confirmação da falha pelo operador para a localização do defeito

Em nosso estudo utiliza – se duas metodologias para a avaliação de integridade do defeito externo: Severidade e a Atividade Eletroquímica.

4.4 Pig Instrumentado

“Pigs” são equipamentos que, inseridos dentro do duto, viajam por toda a sua extensão, impulsionados pela própria vazão do fluido podendo executar uma grande variedade de funções. Em geral, os “pigs” que realizam função de limpeza, separação de produtos, ou remoção de água são denominados de “Utility Pigs”. Por outro lado, os “pigs” que fornecem informações das condições da linha (por exemplo, localização de amassamentos e ovalizações, detecção de vazamentos ou pontos onde há redução da espessura de parede do duto) são denominados “pigs” instrumentados, ou “smart pigs”. Estes últimos, informam com boa precisão a localização e extensão de defeitos existentes no duto (Caldwell et.al,2001).

A técnica de inspeção de dutos por “Pigs” é uma forma bastante utilizada para mapear defeitos causados pela corrosão em um duto ao longo dos anos. Sua grande vantagem é possibilitar a investigação em toda a extensão do duto, o que seria, usando outra técnica, inviável economicamente, no caso de dutos enterrados de grandes extensões (Gentil,1996). A

Figura 4.11

ilustra esquema de “pig” inserido dentro de um duto. A estrutura mecânica é composta por uma cápsula cilíndrica apoiada entre dois suportes de borracha. Dentro da cápsula estão os circuitos eletrônicos e as baterias do “pig”. Os suportes de borracha mantêm a cápsula centralizada na tubulação. A pressão do fluido atua sobre o suporte traseiro e impulsiona o “pig” ao longo do duto.

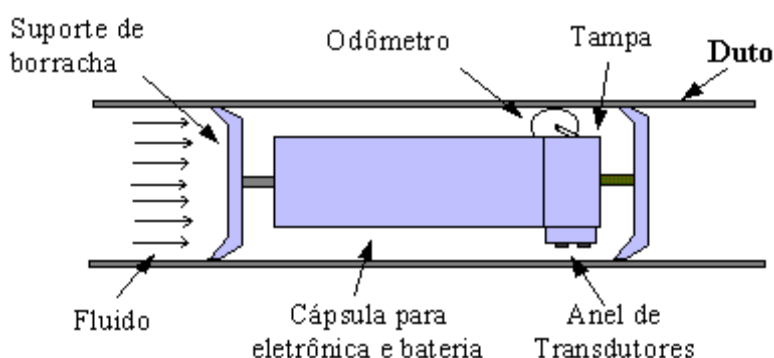


Figura 4.11 – Exemplo de “Pig” Instrumentado inserido no duto.

Fonte: Gentil (1996)

Atualmente a inspeção interna de dutos através de *pigs* instrumentados permite a obtenção de muitas informações sobre as condições do duto. O grande desenvolvimento dessas ferramentas deve-se ao fato que um crescente número de dutos está chegando ao final de sua vida útil de projeto, e desta forma devem ser rigorosamente inspecionados a fim de verificar possíveis falhas e permitir uma decisão segura quanto a sua continuidade operacional.

Na maioria dos casos, esses *pigs* instrumentados (magnéticos ou ultra-sônicos) são utilizados para verificar a existência de trincas ou perda de material por corrosão. São capazes de detectar e determinar as dimensões de pequenos defeitos como pites, informando também a sua localização.

A inspeção por *pig* instrumentado fornece muitas informações necessárias para a sua avaliação segura, podendo (Souza,2003):

- verificar a geometria, medindo ovalizações ou amassamentos;
- localizar restrições ou válvulas parcialmente abertas;
- localizar curvas e determinar o seu raio de curvatura;
- fornecer a configuração do duto;
- detectar vazamentos;
- obter imagens do interior do duto;
- mapear traçado do duto;
- localizar trincas e medir a perda de material.

A  Figura 4.12 exemplifica o pig inserido dentro de um duto.

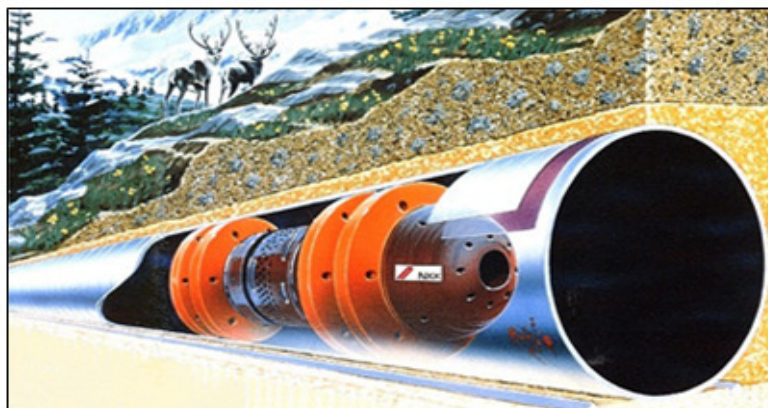


Figura 4.12 - Pig inserido no duto.

Fonte: Souza (2003)

4.4.1 Pig Ultra-Sônico

Um outro tipo de pig instrumentado utilizado é pig ultra-sônico. Possui uma grande quantidade de cabeçotes que fazem a medição direta de espessura do duto de maneira a varrer toda a circunferência do mesmo. Porém este não será avaliado neste trabalho. A

Figura 4.13 apresenta um *pig* ultra-sônico.



Figura 4.13- Pig Instrumentado Ultra-Sônico.

Fonte: Souza (2003)

4.4.2 Pig de fluxo magnético

O tipo de “pig” mais comum para inspeção de defeitos de corrosão é o “pig” de perda de espessura (ou perda de massa) que é capaz de detectar e dimensionar pontos em que há redução da espessura de parede do duto e informar com boa precisão a localização destes defeitos. Existem duas técnicas diferentes para “pigs” de perda de espessura. A mais utilizada atualmente é a técnica de fuga de fluxo magnético (MFL- “Magnetic Flux Leakage”) (*Lima et.al., 2007*).

O vazamento de fluxo magnético (Magnetic Flux Leakage – MFL) é o método mais antigo e mais comum utilizado em linhas de tubulação para encontrar regiões com perda de metal em dutos de transmissão de petróleo e gás. O MFL pode detectar com segurança a perda de metal por corrosão e até em alguns casos encontrar falhas geométricas ou metalúrgicas. O MFL funciona como um magneto (ímã). Um magneto tem dois pólos, norte e sul. Os pólos empregam forças de atração de campo magnético na peça de aço e no pólo oposto.

Como na  Figura 4.14, as linhas de fluxo são utilizadas para mostrar o sentido e a direção da força de campo magnético. Quando o magneto é colocado próximo à parede do tubo, mais de uma linha de fluxo passa através da parede. Isto é, a parede do tubo é o caminho de preferência para o fluxo, conforme mostrado na Figura 4.15. As linhas de campo magnético que não atravessam a parede do tubo são dispersas no fluido. A Figura 4.16 demonstra que o vazamento de fluxo magnético na região de perda de metal é causado por uma diminuição na espessura da parede (*Thom e Sisquini, 2006*).

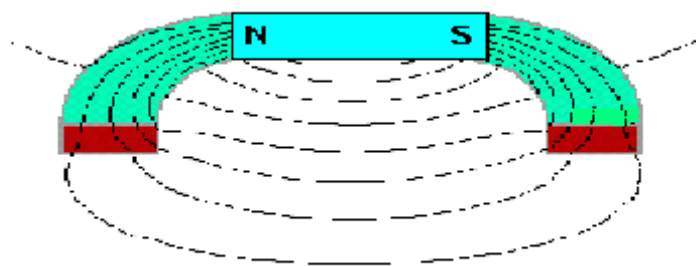


Figura 4.14– Fluxo de Campo Magnético.

Fonte: Thom e Sisquini (2006).

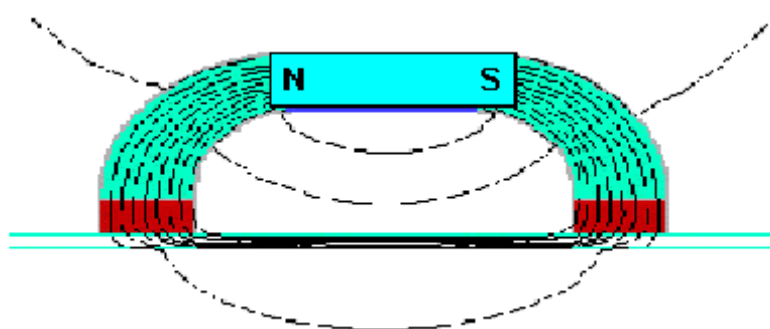


Figura 4.15 – Fluxo de Campo Magnético em contato com a parede do duto.

Fonte: Thom e Sisquini (2006).

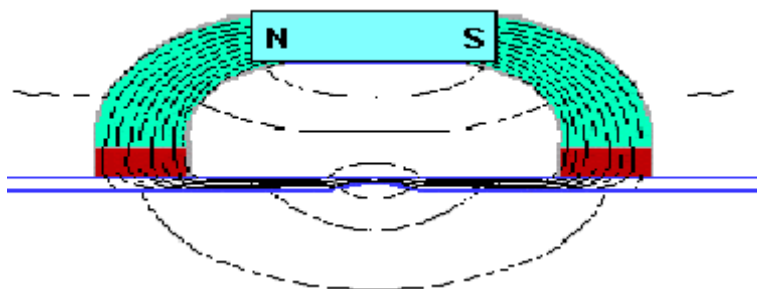


Figura 4.16 – Fluxo de Campo Magnético em contato com um defeito na parede do duto.

Fonte: Thom e Sisquini (2006).

Um sensor posicionado no interior (lado do ímã) da tubulação é tipicamente usado para medir o campo magnético adjacente à parede do duto. Na região de perda metálica, o sensor capta o incremento da densidade de fluxo magnético ou do campo magnético. Desta maneira uma ferramenta MFL detecta a anomalia que é causada pelo vazamento de fluxo magnético.

A dimensão do campo vazante depende da parede radial, do comprimento axial, da largura circunferencial, da forma da anomalia, bem como das propriedades magnéticas do material. Para caracterizar a anomalia, a extensão do campo vazante deve ser analisada. As ferramentas MFL aplicam o princípio de vazamento de fluxo (Clayton, 1999). Um sistema de magnetização aplica um campo magnético ao longo do comprimento da tubulação à medida que a ferramenta se move através da linha. Os defeitos corrompem este campo aplicado, produzindo o vazamento de fluxo. Os sensores medem o vazamento de fluxo e o sistema registra e armazena essas informações. No final, as medições são analisadas para estimar o defeito geométrico e a severidade. A Figura 4.17 ilustra o fluxo de processo do MFL (Thom e Sisquini, 2006).

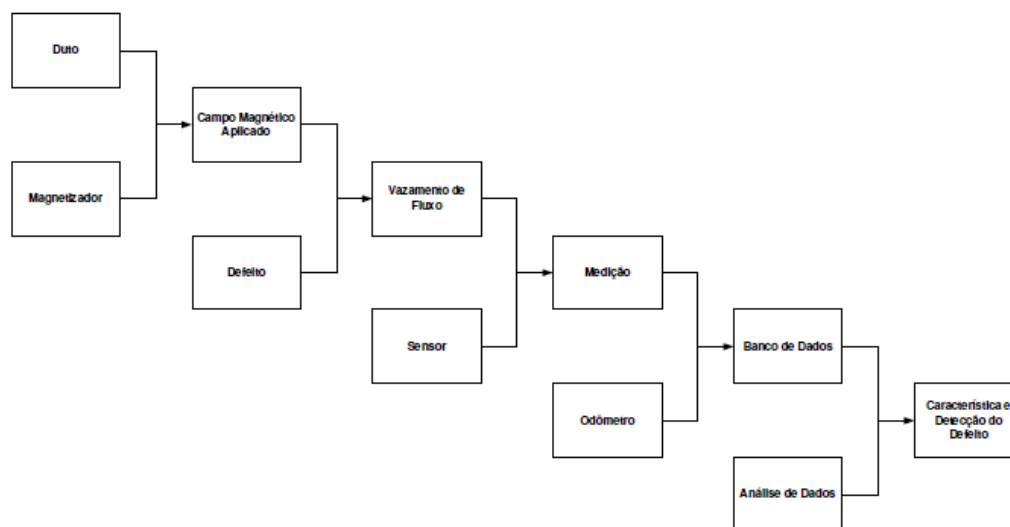


Figura 4.17 – Fluxo de Processo do MFL

Fonte: Thom e Sisquini (2006)

A

Figura 4.18 ilustra um pig de fluxo magnético.



Figura 4.18– Pig de fluxo magnético.

Fonte: Souza (2003).

4.4.2.1 Princípio de funcionamento da Magnetização

Segundo Clayton (1999) o sistema de magnetização em uma ferramenta MFL aplica um campo magnético no material do duto que interage com as anomalias produzindo o vazamento de fluxo magnético. A finalidade do sistema de magnetização é produzir um campo magnético que seja:

- Grande o bastante para ter capacidade de vazar na anomalia da tubulação;
- Ser uniforme de dentro para fora da superfície da parede do duto, pois assim o sinal medido é mais linear, caracterizando melhor a anomalia;
- Consistente em magnitude ao longo do comprimento da tubulação de forma que as medições podem ser comparadas em diferentes locais durante a inspeção.

Um fator essencial para o fluxo vazar é a permeabilidade magnética. A permeabilidade magnética é medida pela habilidade do fluxo magnético em se difundir pelo material. Isto está relacionado com a curva de magnetização, segundo demonstra a Figura 4.19. Uma redução na espessura da parede ligada a redução da permeabilidade pode causar ida de fluxo magnético para caminhos alternativos. O termo saturação é geralmente usado para indicar

que a permeabilidade está caindo enquanto que o fluxo magnético está ocorrendo, ou seja, à medida que aumenta o campo magnético tem-se pouca variação na densidade de fluxo (região acima do joelho da Curva de Magnetização), como mostra a Figura 4.20.

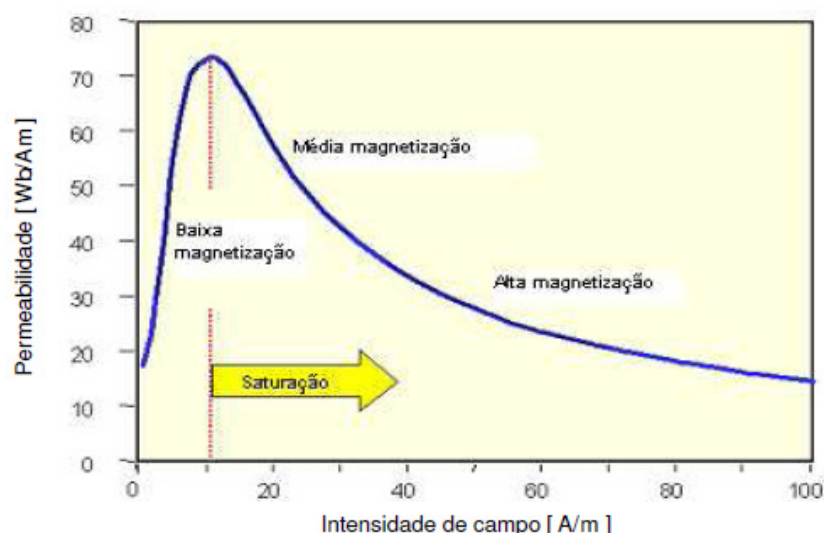


Figura 4.19– Relação entre a permeabilidade magnética e a intensidade de campo magnético.

Fonte: Clayton (1999).

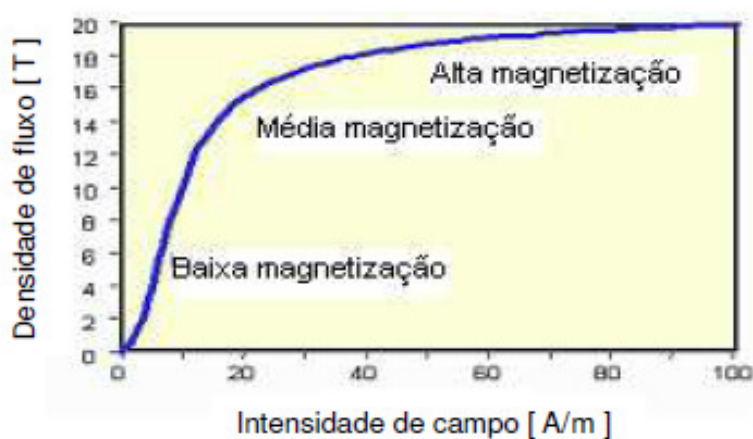


Figura 4.20- Curva de Magnetização.

Fonte: Clayton (1999).

Como esperado, a intensidade magnética tem um grande impacto na aplicação do campo. O sistema de magnetização nas ferramentas é feito para introduzir saturação magnética na parede do duto em função da redução da parede

provocado pela corrosão. Dependendo da espessura da parede, das condições operacionais da ferramenta e da permeabilidade magnética do material, esta intensidade de fluxo pode variar a fim de se obter uma resposta confiável com menores níveis de magnetização.

Quando a ferramenta MFL encontra um defeito de perda metálica, o fluxo é vazado; o fluxo é desviado na parede do tubo, em volta do defeito. As variáveis que afetam o fluxo vazado são as que definem o volume de material perdido:

- Profundidade => a máxima espessura que foi removida pelo processo de corrosão;
- Comprimento => a extensão axial do defeito;
- Largura => a extensão da circunferência do defeito.

Outras variáveis que podem afetar significativamente o fluxo magnético são:

- Aspereza => a forma de transição entre a parede nominal e a de máxima profundidade da falha;
- Circularidade => a forma do plano;
- Orientação => trincas alinhadas com o campo magnético não são detectadas;
- Localização de defeitos adjacentes => a proximidade (vizinhança) de defeitos e *pits* em geral devido à corrosão afetam o vazamento de fluxo magnético;
- Fadiga e tensões => a fadiga e as tensões fazem o material ser facilmente ou dificilmente magnetizável, alterando a distribuição do fluxo em torno do defeito.

O último degrau da inspeção com o MFL é a análise. A análise é um processo de estimativa da geometria e da severidade do defeito (ou imperfeição) em função da medida do campo magnético vazado. As técnicas e o sucesso da análise dos dados do MFL dependem da capacidade e da limitação da ferramenta.

A ferramenta MFL apresenta uma exatidão de localização do defeito dentro de 914,4 a 2133,6 mm ou de 0,1 a 0,3% da distância do ponto de mais próxima referência. A ferramenta de inspeção determina a localização via odômetro através dos pontos de referência conhecidos. Desta forma, a precisão da

ferramenta vai depender da calibração do odômetro e da localização dos pontos de referência.

Em geral a amplitude do campo magnético vazado é relatado pelo volume de metal perdido. Entretanto, o limiar de detecção ou o mínimo detectável de região de perda metálica para ferramentas MFL é relacionado ao comprimento, largura e profundidade da região. Para ferramentas convencionais a menor detecção de *pits* de corrosão tem profundidades entre 15 e 20% da parede e 80% da parede para comprimento e largura.

Teoricamente, o limiar de detecção deve ser uma função da amplitude do fluxo magnético comparado ao ruído de fundo do nível do sinal. Isto está demonstrado na Figura 4.21. O limiar de detecção depende da relação entre o sinal e o ruído.

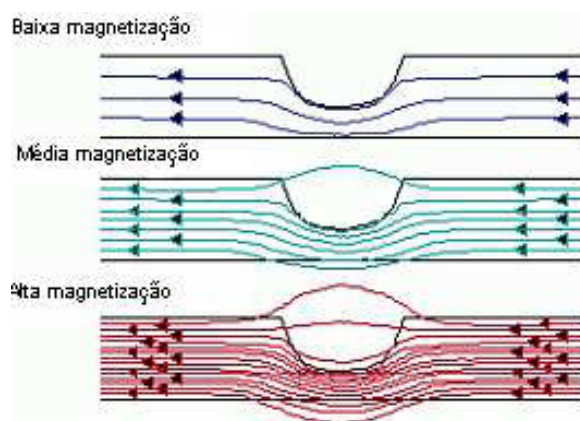


Figura 4.21 – Vazamento de fluxo em três níveis de magnetização.

Fonte: Clayton (1999).

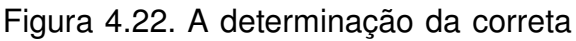
Um detalhe importante é que quanto maior a magnetização, maior serão as linhas equipotenciais e conseqüentemente maior será a corrente magnética de fuga. Desta forma, irá gerar uma maior resolução na detecção. O problema é que com o aumento do fluxo magnético, maior será a corrente elétrica induzida, e isto poderá provocar falhas superficiais nos dutos durante o deslocamento do *pig*.

Ou seja, o *pig* instrumentado possui um erro sistemático em função da necessidade de menores valores da intensidade de campo magnético em detrimento da precisão de medição (Clayton, 1999).

4.4.2.2 Objetivo da inspeção por MFL

As inspeções MFL são tipicamente usadas para detectar, localizar e caracterizar perda de metal e outras anomalias em tubulações de transmissão de petróleo e gás. Existem muitos tipos de defeitos e nem todas as anomalias podem ser detectadas ou caracterizadas pelo MFL.

O MFL é mais usado para detectar a extensão da perda metálica. A severidade da região da perda de metal é uma função da sua geometria, da geometria da tubulação e das propriedades mecânicas. Critérios normativos, como o ASME B31G, têm sido desenvolvido para estimar a pressão de falha na região de perda metálica. O conhecimento dos critérios de falha é importante para a detecção e caracterização da acurácia requerida para a ferramenta MFL.

A detecção e a caracterização requeridas podem ser baseadas nas condições de conservação da tubulação, na manutenção feita pelo operador e na estratégia de reparo. A confiabilidade na detecção é sempre necessária, particularmente para defeitos que ameaçam a integridade da tubulação. As dimensões requeridas do defeito são o comprimento e a profundidade, que podem ser vistas na  Figura 4.22. A determinação da correta localização dos defeitos é necessária para auxiliar na decisão do reparo. Isto inclusive é influenciado também pelo aspecto da solda circunferencial da tubulação, pela mudança na espessura da parede do tubo e por válvulas e derivações. (Thom e Sisquini, 2006)

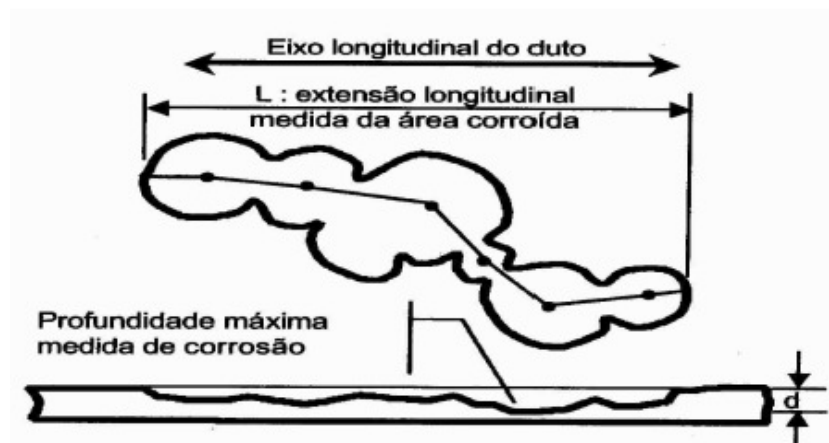


Figura 4.22 - Convenção para estabelecimento do comprimento L de um defeito de corrosão de geometria irregular.

Fonte: Thom e Sisquini (2006).

Para *pits* individuais com arestas, comprimento e profundidades definidas baseadas na inspeção através do MFL, o critério de severidade é similar. Para corrosões que atingem áreas maiores, a estimativa fica mais difícil. Existem erros significativos na predição da largura resultando em erros correspondentes na predição da profundidade (Clayton, 1999).

Embora os “pigs” de perda de espessura magnéticos de alta resolução sejam bastante precisos, é necessário conhecer suas limitações ao analisar os dados. Tims & Wilson (2002) mostraram um caso no qual a presença de restos metálicos causaram falsos resultados de corrosão o que resultou numa substituição desnecessária do duto. Com isso, Tims & Wilson (2002) enfatizam que o uso dessa técnica pode conduzir a resultados mal interpretados em certas circunstâncias onde não há prática de outras técnicas complementares.

A técnica de inspeção utilizando os *pigs* instrumentados é bastante utilizada na inspeção de dutos porque fornece informações sobre o estado do duto e serve para mapear defeitos causados pela corrosão ao longo de sua vida útil. Nenhuma outra ferramenta detecta e dimensiona todas as discontinuidades que comprometem a integridade de um duto.

A periodicidade de inspeção com *pig* de corrosão é de no máximo 5 anos, segundo normas brasileira e estrangeira, podendo variar essa periodicidade em função dos outros tipos de inspeções regularmente realizadas. A taxa de corrosão também auxilia na determinação desse intervalo de corrida por *pig* de corrosão. O ideal é que se faça pelo menos duas corridas e se obtenha a taxa de corrosão comparando os pontos com maiores perdas de espessura nas duas corridas. Para dutos que nunca foram inspecionados com *pig*, não existe nenhum método que possa ser aplicado para estimar a taxa de corrosão, sendo recomendável inspecionar o duto o mais breve possível. (Santos,2007).

A decisão de qual método utilizar deve ser tomada com base nos recursos das duas técnicas, no tipo de corrosão esperada e em uma avaliação econômica. Em ambas as técnicas o engenheiro deve estar consciente de suas limitações em detectar e dimensionar defeitos.

4.4.3 Mapeamento dos defeitos

É de grande complexidade determinar a pressão de ruptura do duto corroído. Quando se atinge a pressão máxima de ruptura, o duto entra na zona de deformação plástica e sofre grandes deformações, na região do defeito e nas regiões próximas. Ao se determinar o método para calcular a pressão de ruptura do duto corroído, deve-se levar em conta essa deformação plástica para que os resultados não sejam excessivamente conservadores.

A quantidade de defeitos detectados em inspeções com *pig* instrumentado é grande, cerca de mil defeitos por quilômetro, e é preciso dispor de métodos simples para determinar a solução de um problema. Existem métodos semi-empíricos para solucionar esses problemas, porém, não se aplicam a todos os casos encontrados na prática e, nos vários casos em que são aplicáveis, fornecem resultados excessivamente conservadores.

A complexidade e variedade das geometrias dos defeitos associadas ao tipo de carregamento atuante sobre o duto dificultam a aplicação de alguns métodos

semi-empíricos. Para viabilizar a obtenção de equações empíricas é necessário reduzir a quantidade de parâmetros usados na caracterização do problema, o que pode afetar a precisão dos resultados obtidos.

Uma maneira de representar e localizar a geometria de defeitos de corrosão é projetá-lo num plano, conforme a Figura 4.23, pois os pites e os alvéolos, que são os defeitos mais causados por corrosão, podem aparecer isolados ou em colônias. Admitindo-se a seção transversal do duto como um relógio, a posição 6 horas corresponde à geratriz inferior e as posições 0 hora e 12 horas correspondem à geratriz superior do duto (*Palmer-Jones et.al .,2002*).

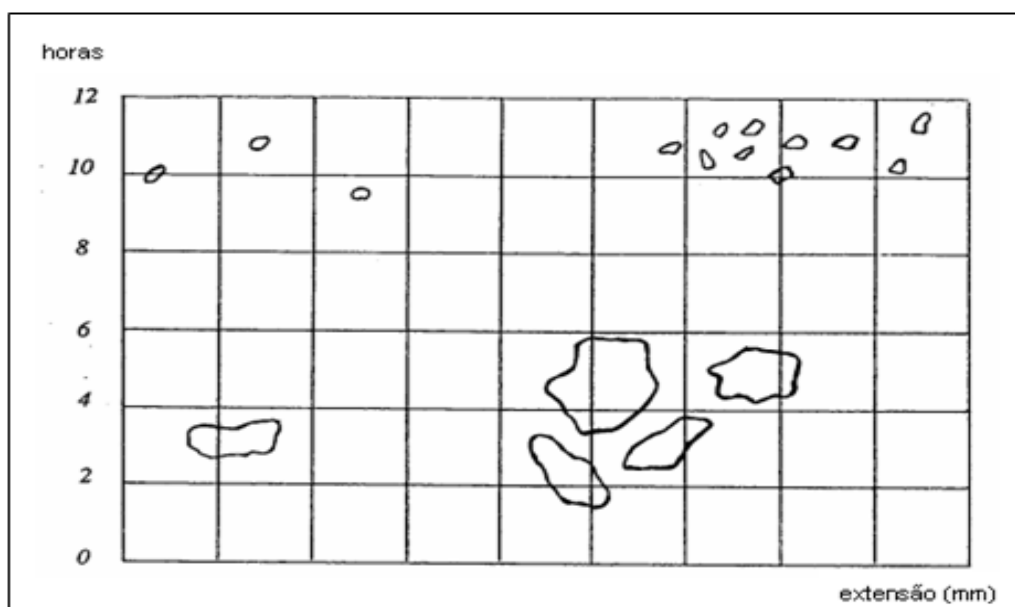


Figura 4.23- Duto com pites isolados, alvéolos isolados e colônias de alvéolos e pites.

Fonte: Palmer-Jones et.al.(2002).

Os “pigs” instrumentados realizam as medições (via fuga de fluxo magnético, por exemplo) e armazenam esses dados para posterior interpretação e caracterização do perfil do defeito. Os dados obtidos nas leituras feitas pelos “pigs” instrumentados são posteriormente processados por meio de softwares específicos e avaliados por analistas especializados que irão tentar diferenciar as anomalias encontradas observando as características do sinal. Os analistas fazem uso de experiência própria, algoritmos e softwares para decidir o perfil

de corrosão (tipo de defeito e dimensões), pois infelizmente, estas interpretações e análises não são normalizadas (*Palmer-Jones et.al., 2002*).

Com o mapeamento do defeito, vários perfis podem ser montados. Segundo Kiefner & Vieth (1989), o perfil a ser considerado para a avaliação do defeito requer um julgamento baseado na experiência e quando isso não é possível, o procedimento mais recomendável é combinar todos os perfis e assumir o caso mais desfavorável.

Palmer-Jones et al (2002) apontam alguns problemas que podem surgir quando há interação entre defeitos contidos nos relatórios de inspeção por “pig”. Os defeitos individuais são armazenados como “caixas” cujo comprimento, largura e profundidade são iguais ao máximo comprimento, largura e profundidade do defeito. No caso onde há a interação entre defeitos próximos, as caixas são agrupadas segundo regras de interação próprias de cada empresa. Por exemplo, as caixas de defeitos interagentes podem ser tratadas como um defeito simples cujo comprimento é igual à distância da primeira até a última “caixa” e cuja profundidade é assumida como sendo a maior profundidade entre as “caixas” existentes dentro do grupo, conforme Figura 4.24.

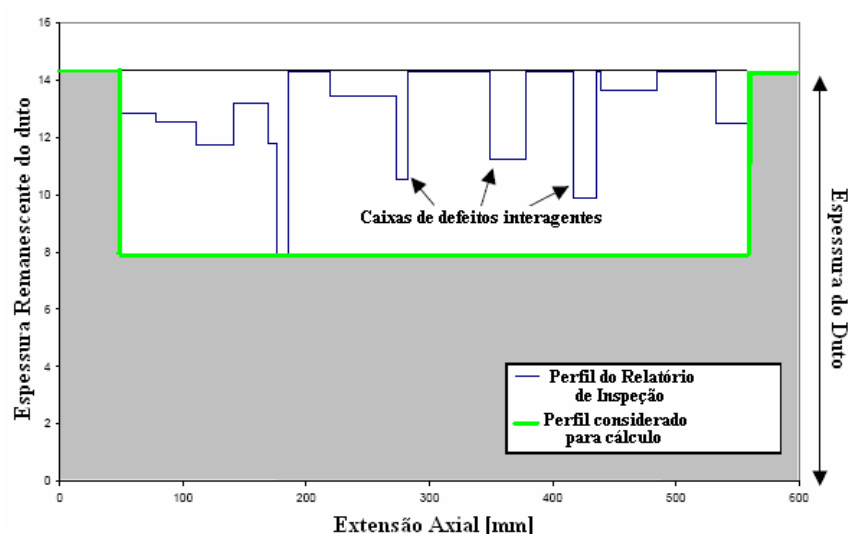


Figura 4.24- Perfil de “caixas” de defeitos gerado pelo relatório de inspeção e perfil definido por regras de interação para posterior estimativa da pressão de ruptura.

Fonte: Palmer-Jones et.al. (2002).

Este método é bastante utilizado e já está bem consolidado. No entanto, antigamente os “pigs” de inspeção só eram capazes de detectar defeitos com profundidades maiores que 10% ou 20% da espessura de parede do duto. Hoje em dia, os “pigs” são capazes de detectar defeitos muito rasos. Isto pode resultar num perfil de defeito extremamente conservador. Um exemplo disso é

mostrado na Figura 4.25: a profundidade do defeito é considerada como sendo a maior profundidade das três caixas (A,B e C). No entanto, o comprimento total das três caixas é usado como sendo o comprimento do defeito, significando assim, que se trata de um defeito longo e profundo, onde na realidade existe apenas um defeito curto e profundo (*Lima,2007*).

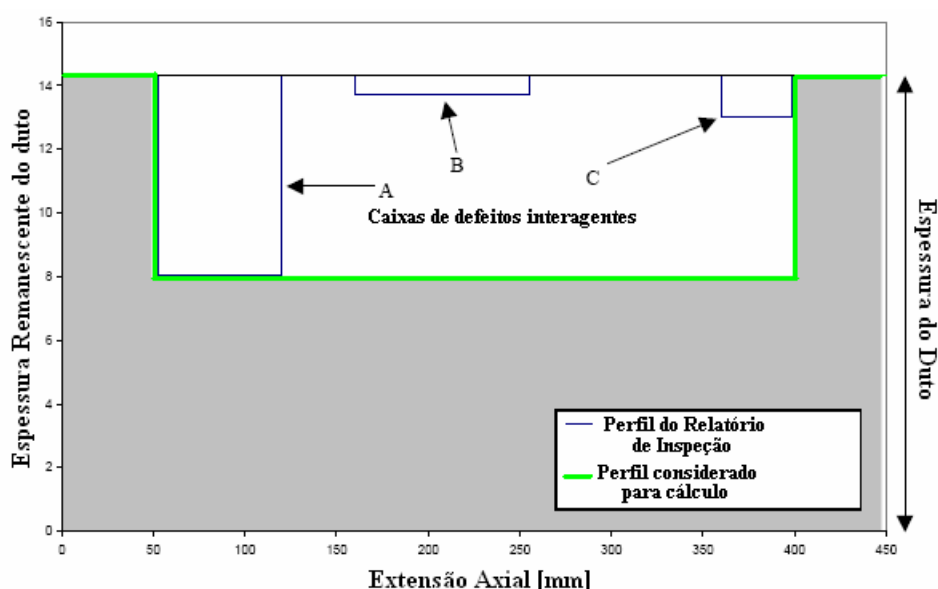


Figura 4.25– Exemplos de perfil de defeito conservador gerado por regras de interação.

Fonte: Lima (2007).

Para o caso onde há a previsão de ruptura e não vazamento, a avaliação será bastante conservadora.

Os defeitos mais encontrados em dutos terrestres ocasionados por corrosão externa são sulcos longitudinais longos e sulcos espiralados longos. Esses defeitos possuem geometria bastante específica. Assim como a corrosão externa, a corrosão interna também possui defeitos de geometria específica,

tais como corrosão generalizada em torno da geratriz inferior e corrosão rasa generalizada em torno da geratriz superior (de 3 às 9 horas).

A Figura 4.26 ilustra um defeito de corrosão localizado na geratriz inferior do duto (Santos,2007).

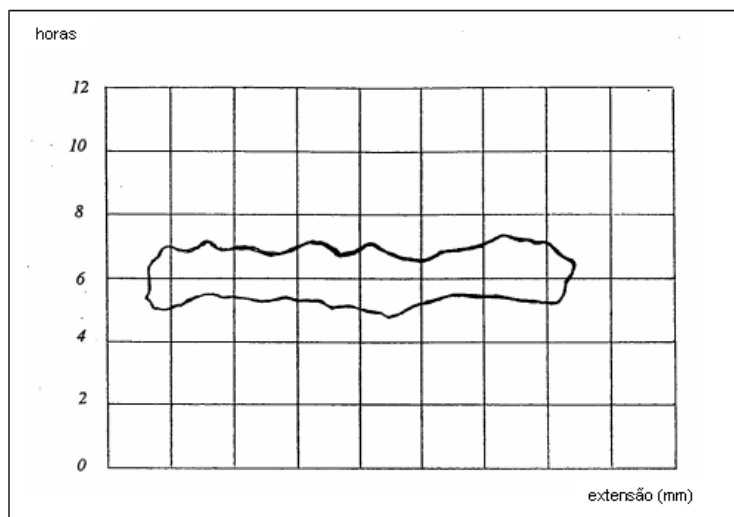


Figura 4.26 - Duto com corrosão em torno da geratriz inferior.

Fonte: Santos (2007).

A forma geométrica complexa dos defeitos e o grau elevado dos seus efeitos pode ser maximizada pela associação e/ou proximidade entre eles. Dois ou mais dos tipos básicos podem estar muito próximos uns dos outros, o que origina uma interação entre os campos de tensões gerados por cada um deles. A superposição de defeitos, uma forma de associação, é comum em áreas de corrosão generalizada rasa que podem estar salpicadas por pites, o que é demonstrado na Figura 4.27 (Benjamin,2008).

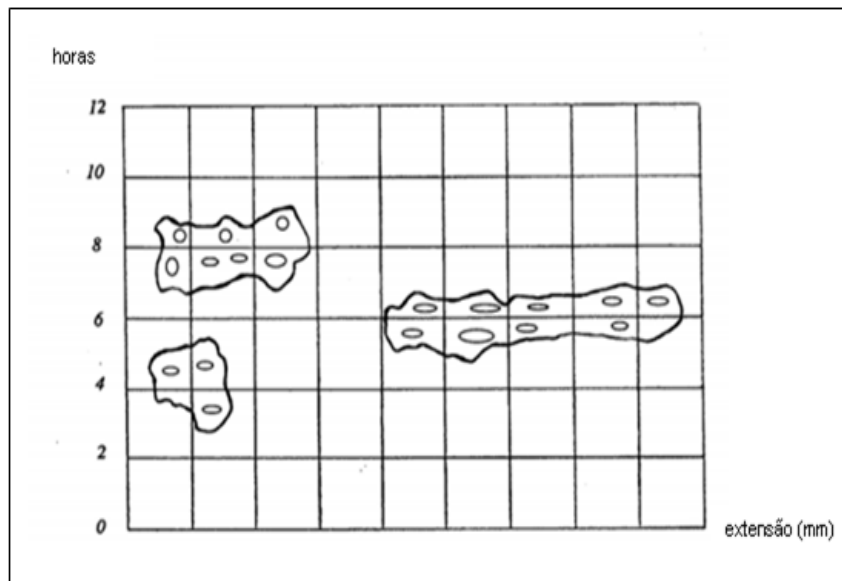


Figura 4.27- Duto com defeitos compostos por áreas de corrosão generalizada rasa salpicadas por pites.

Fonte: Benjamin (2008).

PARTE II

DESENVOLVIMENTO

Capítulo 5 - Metodologia

5.1 Metodologia CIS/DCVG

Ao caminhar sobre o duto, o Método CIS/DCVG gera uma planilha contendo as coordenadas e a característica do defeito, similar a Tabela 5.1 e um gráfico indicando o potencial elétrico da parede externa do duto, como ilustra a Figura 5.1.

TABELA 5.1 – COORDENADAS DOS DEFEITOS INDICADOS PELO MÉTODO CIS/DCVG.

Relação de Coordenadas de Falhas OP-SUL					
Faixa	Duto	Falha (Tag estaca)	Característica da falha	Coordenadas	
			Anódica/Catódica	Leste (m)	Norte (m)
FC/TR	Oleoduto 8" FC/TR	2A	Anódica	412457,20	7832624,8
FC/TR	Oleoduto 8" FC/TR	3B	Anódica	417980,25	7842900,4
FC/TR	Oleoduto 8" FC/TR	4	Anódica	419632,35	7846577,87
FC/TR	Oleoduto 8" FC/TR	4A	Anódica	420046,78	7847734,6
FC/TR	Oleoduto 8" FC/TR	4A1	Anódica	424344,56	7864811,7

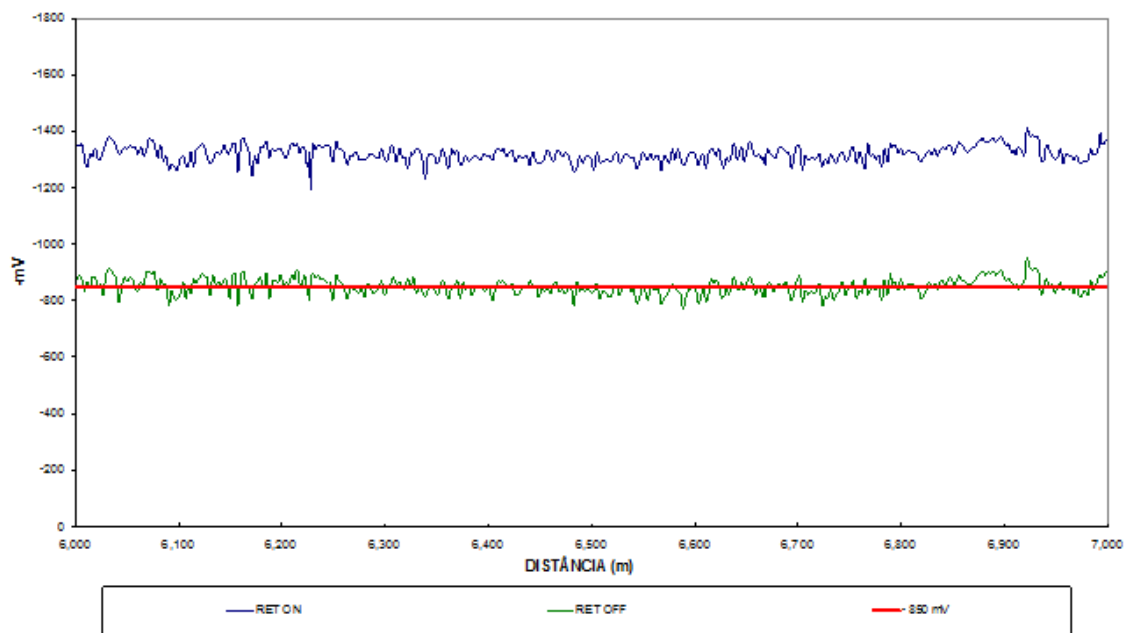


Figura 5.1– Resultado obtido de um método CIS/DCVG num oleoduto de 8" na extensão de 1 km.

Em nosso estudo utiliza – se dois métodos para a avaliação de integridade do defeito externo: Severidade e a Atividade Eletroquímica.

5.1.1 Severidade

A queda total de potencial do duto no ponto de falha é conhecida como Pipe to remote Earth – P/RE, representado por (mV2), de acordo os critérios de Proteção Catódica, mV2 é igual a 850 mV em módulo, isto é, a linha vermelha da Figura 5.1. Para determinar a severidade do defeito mede-se, em sentido perpendicular ao eixo do duto, a amplitude do gradiente de voltagem desde o epicentro do defeito até a terra remota. A queda de potencial do defeito é conhecida como Over-the-line to remote Earth – OL/RE, representado por (mV2 – mV1), quando mV1 for maior em módulo que 850, de acordo com a Figura 5.1, mV1 será igual a 850 mV. .

O termo severidade, para expressar o %IR, foi adotado para dar uma indicação das dimensões do defeito no revestimento. A severidade é calculada dividindo-se a OL/RE pela queda total de potencial do duto no mesmo ponto, (mV2). O resultado é expresso numa relação percentual, sendo 0% revestimento em

bom estado e 100% metal completamente nu (sem revestimento) (Helton,2007).

Logo, a equação para expressar a severidade %IR é dada pela Equação 5.1:

$$\%IR = \frac{mv2 - mv1}{mv2} \cdot 100 \quad (5.1)$$

A norma NACE RP0502 (2002) apresenta uma classificação empírica da severidade de defeitos, como descrito na Tabela 5.2 a seguir:

TABELA 5.2- SEVERIDADE DOS DEFEITOS ENCONTRADOS PELA TÉCNICA DCVG.

% IR	Severidade	Comentário
0-15	Baixa	Os defeitos desta categoria são considerados de pouca importância e seu reparo não é requerido.
16-35	Média	O reparo destes defeitos pode ser recomendado considerando-se a sua proximidade a leitos de anodos ou a outras estruturas importantes.
36-60	Média Alta	Os defeitos desta categoria geralmente são considerados merecedores de reparo. Falhas assim são consideradas um problema significativo para a integridade do duto.
60-100	Alta	Neste caso o reparo dos defeitos deve ser imediato. Estes defeitos são considerados um sério problema para a integridade do duto.

Fonte: NACE RP0502 (2002).

5.1.2 Atividade Eletroquímica

Devido ao emprego de um pulso assimétrico, a técnica de DCVG pode ser utilizada para determinar a direção do fluxo de corrente em um defeito no revestimento, ou seja, a atividade eletroquímica do defeito. Com base no fato de que haverá corrosão se a corrente sai do duto no local do defeito do revestimento, e proteção se a mesma entra. Portanto, pode-se determinar a atividade eletroquímica do metal exposto em cada falha. Este comportamento é determinado quando a proteção catódica está operante (potencial catódico *On*) e quando está inoperante (potencial catódico *Off*) e é uma característica de cada defeito (*Helton, 2007*).

Na Tabela 5.3 a norma NACE RP0502 (2002) apresenta os quatros estados de um determinado defeito no revestimento.

TABELA 5.3 – ESTADOS ELETROQUÍMICOS DOS DEFEITOS.

Categoria Eletroquímica	Comentário
Catódico/Catódico (C/C)	As falhas são catódicas em todas as circunstâncias, ou seja, estão protegidas com o SPC operante (<i>On</i>) e permanecem polarizadas quando o sistema é desligado (<i>Off</i>). São consumidoras de corrente mas não apresentam processo corrosivo.
Neutro/Catódico (N/C)	Os defeitos estão protegidos com o SPC operante (<i>On</i>) e voltam ao seu estado natural (Sem polarização) quando o sistema é desligado (<i>Off</i>). São consumidoras de corrente mas não apresentam processo corrosivo.
Anódico/Catódico (A/C)	Estes defeitos estão protegidos quando o SPC está operante (<i>On</i>), mas são anódicos quando é desligado (<i>Off</i>). Se o SPC falhar pode-se iniciar o processo corrosivo.
Anódico/Anódico (A/A)	Os defeitos não recebem proteção com o SPC nas condições operante ou inoperante. Estes defeitos têm maior probabilidade de apresentar processo corrosivo.

Fonte: NACE RP0502 (2002).

Além da severidade do defeito e da atividade eletroquímica, outros fatores também devem ser considerados na avaliação para decisão de efetuar reparos no revestimento (*Ribeiro,2003*), tais como:

- Potencial duto/solo
- Resistividade do solo no local do defeito
- Quantidade de corrente de proteção catódica circulante na região do defeito (proximidade a leitos de anodos, etc).
- Proximidade a outros defeitos e estruturas
- Distribuição dos defeitos ao longo do duto

Porém, esses fatores serão desconsiderados desta análise para haver uma maior objetividade na avaliação de resultados.

5.2 Metodologia PIG Instrumentado

Ao percorrer a extensão do duto, o software do Método de Inspeção por Pig Instrumentado gera uma planilha similar a Tabela 5.4.

Onde se informam a distância do defeito a partir do ponto de origem do duto, a necessidade de reparo do defeito, a classificação do defeito, a posição horária do defeito, as coordenadas do defeito, a percentagem da profundidade (d) do defeito em relação à espessura da parede do duto(t), o comprimento do defeito (L), a largura do defeito (W) e o Fator de Segurança para a Pressão de Falha (F.S.).

5.2.1 Defeito Idealizado

As formas e dimensões de um defeito causado por corrosão pode ser definida por três parâmetros: a profundidade máxima d , o comprimento ou dimensão longitudinal L e a largura ou dimensão circunferencial W .

Na Figura 5. 5.2 encontram-se indicadas as dimensões L e W de um defeito qualquer. Pelas características do processo corrosivo, o comprimento L e a largura w são em geral maiores que a profundidade d .

As áreas corroídas têm em geral contornos e topografias irregulares, porém, no desenvolvimento de métodos empíricos, geralmente são usados defeitos idealizados, em que as três dimensões d , L e W são constantes. Para relacionar os parâmetros d , L e W , que descrevem a geometria de um defeito idealizado, com a geometria de um defeito real irregular consideram-se que, no duto planificado, eles correspondem aos lados de um sólido tridimensional (paralelepípedo) dentro do qual o defeito se inscreve (*Benjamin, 2008*).

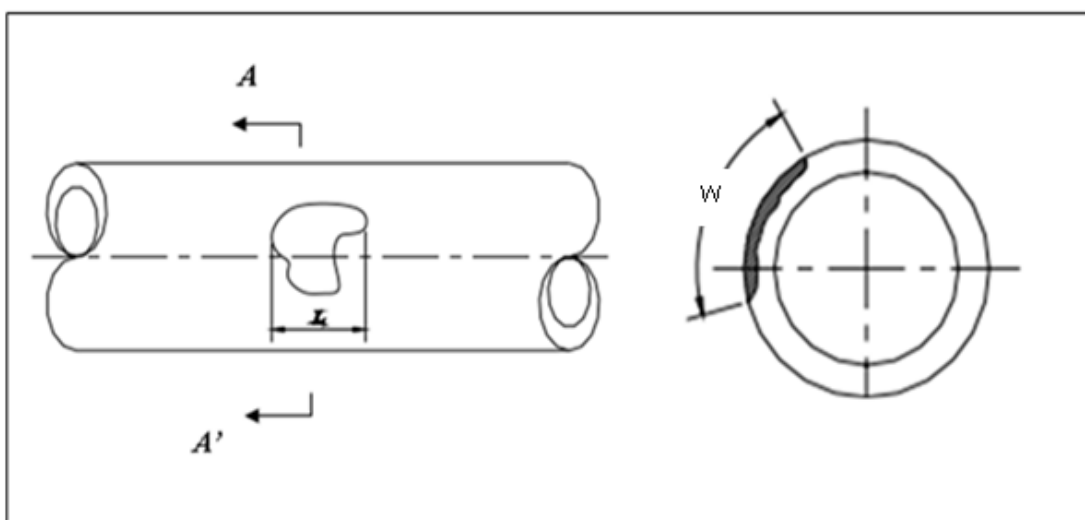


Figura 5. 5.2 - Dimensões longitudinal L e w circunferencial de um defeito genérico.

Fonte: Benjamin (2008).

A Figura 5. 5.3 ilustra um defeito idealizado num duto.

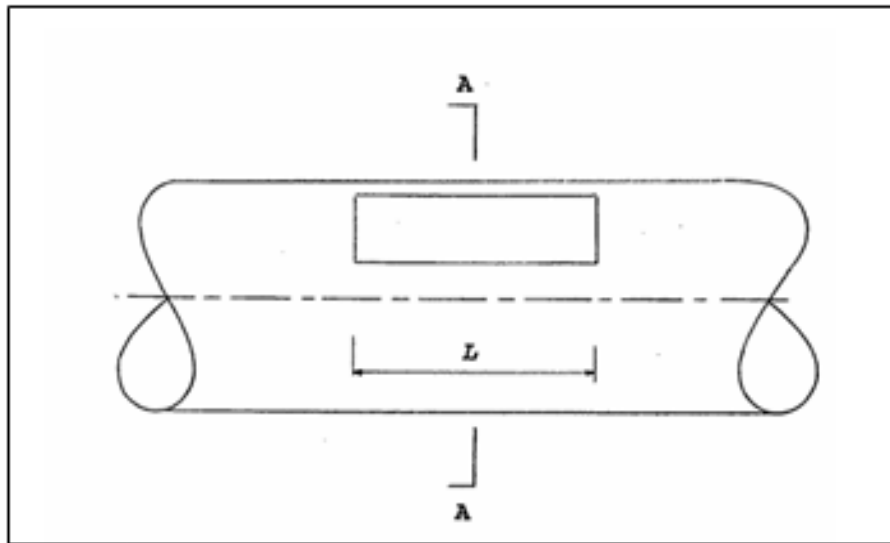


Figura 5. 5.3 - Duto com defeito idealizado.

Fonte: Benjamin (2008).

A Figura 5. 5.4 relaciona as dimensões d , L e W .

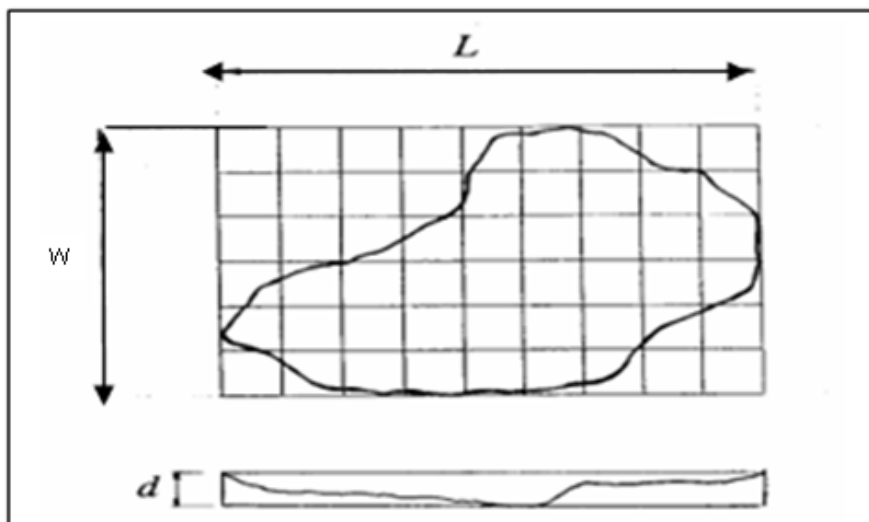


Figura 5. 5.4- Relação entre os parâmetros d , L e W de um defeito idealizado e a geometria de um defeito real irregular .

Fonte: Benjamin (2008).

5.2.2 Avaliação de defeitos por nível de complexidade

Ao receber um relatório de inspeção por pig instrumentado, com um número de defeitos que pode variar de apenas algumas unidades até dezenas de milhares, o analista precisa ter uma metodologia para avaliá-los. A depender do método de cálculo escolhido, este trabalho poderá se tornar relativamente simples, extremamente sofisticado, ou até mesmo inviável economicamente.

Uma boa prática é avaliar os defeitos em níveis crescentes de complexidade de análise. O método a ser usado depende do objetivo da avaliação, do tipo de defeito, das condições de carregamento e da qualidade de dados disponível. Este tipo de análise por níveis pode ser aplicado para outros tipos de defeitos, que não sejam de corrosão.

Primeiramente, o defeito é avaliado por um método de simples aplicação e que exige poucas informações, podendo produzir resultados conservadores. O ponto reprovado é reavaliado por outro método com grau de complexidade maior, e assim por diante, até que o defeito seja aprovado ou reprovado definitivamente (*Souza, 2003*).

A grande vantagem de um procedimento de avaliação em três níveis é a possibilidade de se tirar proveito da ligação que existe entre o grau de precisão do método e o custo necessário para sua aplicação. Em geral, quando há um aumento no grau de precisão de um método, isso corresponde a um acréscimo no custo (ou acréscimo de dificuldade) de obtenção dos dados requeridos pelo método (dados sobre a geometria do defeito e sobre o material do duto) e na capacitação necessária para aplicá-lo (*Santos 2007*).

A avaliação de defeitos por níveis de complexidade para defeitos de corrosão pode se resumir a cinco diferentes níveis de avaliação de defeitos e seus respectivos dados necessários, demonstrado a seguir pela Figura 5. 5.5
(*Custam et.al, 2001*).

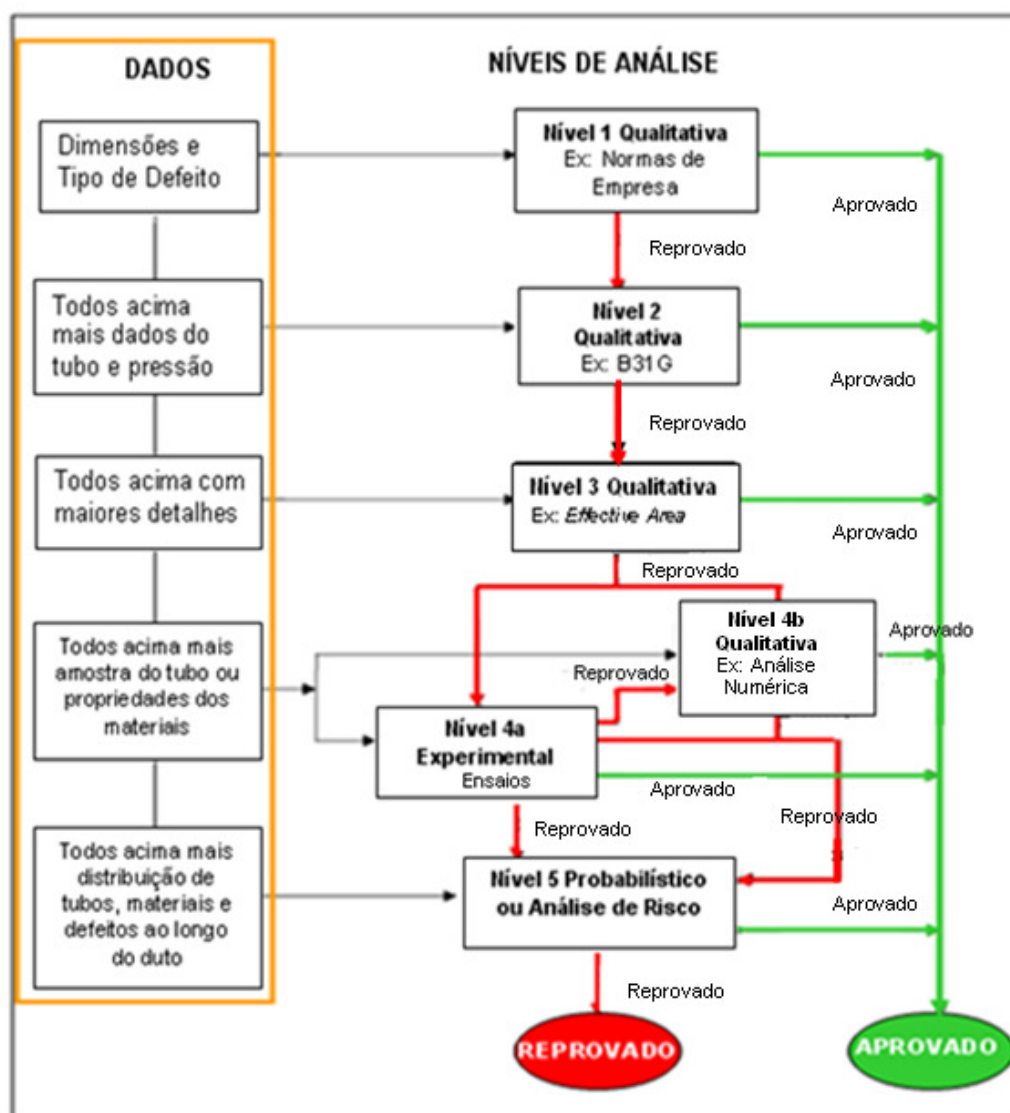


Figura 5. 5.5 - Avaliação de defeitos por níveis de complexidade.

Fonte: Cosham et.al. (2001).

- ✓ **Nível 1:** Normas internas de empresas operadoras ou regras práticas para aprovar ou reprovado defeitos de corrosão com informações apenas do tipo do defeito e dimensões.
- ✓ **Nível 2:** Utilizam-se métodos simples, entretanto podem apresentar resultados excessivamente conservadores. Os métodos ASME B31G, 0,85dL são utilizados para defeitos isolados. Para utilização desses métodos, é necessário conhecer o comprimento, maior profundidade do defeito, grau do aço, o diâmetro e a espessura do duto.

- ✓ **Nível 3:** Além dos dados já citados anteriormente, é necessário conhecer o perfil de corrosão do defeito. O principal método que pode ser aplicado neste nível é o *Effective Area*.
- ✓ **Nível 4:** Realiza-se análise não-linear pelo método de elementos finitos e/ou executa-se testes experimentais em escala real para o problema. A utilização do método dos elementos finitos, além de depender de pessoal extremamente qualificado, exige muito tempo no processo de modelagem e determinação da solução do problema.
- ✓ **Nível 5:** Este nível de análise é o mais complexo. É necessário ter a distribuição estatística da geometria do defeito e do duto e as propriedades do material para quantificar as incertezas embutidas na avaliação para aceitar ou não um defeito.

O método ASME B31G e a maioria dos métodos disponíveis para avaliação de dutos corroídos, como o método 085dL, representam a área longitudinal de material perdido (A) com base no comprimento L e na profundidade máxima d do defeito. Estes métodos seriam classificados como métodos do Nível 1 em um procedimento de avaliação em três níveis (Benjamin, 2008).

O método *Efetiva Area* implementado no software RSTRENG, representa a área de material perdido com base no perfil de profundidades do defeito, definido a partir de medições detalhadas do defeito. Em um procedimento de avaliação em três níveis este método seria classificado como método do Nível 2.

A avaliação do defeito é realizada, geralmente, até o nível 3. Se até esse nível, o defeito estiver reprovado, faz-se a avaliação do defeito utilizando métodos mais complexos como o nível 4 ou 5. Após a avaliação do defeito, pode-se optar em reduzir a pressão de operação ou até mesmo parar a produção para fazer reparo no duto imediatamente (Souza, 2003).

Porém, nesse trabalho usa-se apenas o método semi-empírico ASME B31G, para determinar o tipo de corrosão presente no duto comparando com o método de inspeção de integridade CIS/DCVG.

5.2.3 Método ASME B31G

Os principais métodos existentes para avaliação de defeitos de corrosão em dutos utilizam conceitos da Mecânica da Fratura que, modificados por dados empíricos, resultam em expressões semi-empíricas que, se aplicadas dentro de seus limites de validação, permitem estimar a pressão de ruptura de dutos com defeitos.

É importante lembrar que estes métodos de avaliação, devem ser abordados holisticamente. Isto significa que todos os aspectos da integridade de um duto devem ser considerados, não tratando-se simplesmente em executar um procedimento mecânico de inserção de dados das dimensões do defeito (obtidos via inspeção por “pig”) em uma equação para simples estimativa da pressão de ruptura (*Palmer-Jones et. al.,2002*).

No final da década de 60, Pesquisadores do Battelle Memorial Institute e da AGA (American Gas Association), desenvolveram pesquisas com o objetivo de analisar como se iniciava a fratura em dutos contendo vários tipos de defeitos de corrosão. Esses pesquisadores queriam relacionar o tamanho e o número de defeitos e o valor da pressão que causaria vazamento ou ruptura no duto, obtidos de testes hidrostáticos. Foram realizados estudos teóricos e ensaios experimentais em escala real (*Benjamin,2008*).

Os possíveis benefícios dos resultados dessa pesquisa despertaram um enorme interesse das empresas operadoras de dutos, acarretando um maior investimento nesses estudos.

A equação gerada neste estudo ficou conhecida como NG-18 Surface Flaw Equation a qual formou a base dos métodos subseqüentes tal como ASME B31G. A equação tem a forma da Equação 5.2 (*Benjamin, 2008*):

$$\sigma_{rup} = \sigma_{flow} \cdot \left[\frac{1 - \frac{A}{A_0}}{1 - \frac{A}{A_0} \cdot M^{-1}} \right] \quad (5.2)$$

Onde:

σ_f - Tensão circunferencial da parede do duto no instante da ruptura, numa região fora do defeito.

σ_{flow} - Tensão de escoamento média do material (*flow stress*).

A – Área longitudinal de material perdido.

A_0 - Área longitudinal original da região corroída.

M - Fator de dilatação (*bulging factor* ou *Folias factor*)

O fator de dilatação M (“Folias factor”) foi criado para levar em consideração a influência da deformação, em forma de uma bolha, na tensão circunferencial que está sendo aplicada na região corroída. O fator de dilatação é expresso pela Equação 5.3:

$$M = \sqrt{1 + 0,6275 \cdot \left(\frac{L^2}{D_e \cdot t} \right) - 0,003375 \cdot \left(\frac{L^2}{D_e \cdot t} \right)^2} \quad (5.3)$$

Onde:

L - Comprimento longitudinal do defeito.

D_e - Diâmetro externo do duto.

t - Espessura de parede do duto.

A tensão de escoamento média (σ_{flow}) foi definida como uma tensão compreendida entre a resistência ao escoamento e a resistência à tração do material, ou seja, $\sigma_{esc} < \sigma_{flow} < \sigma_u$.

A área longitudinal “A” de material perdido, ilustrado na Figura 5.6a pode ser determinada por meio da técnica de projeção (Souza,2003), na qual o ponto de maior perda de espessura de cada linha circunferencial de dados (dentro do defeito) é projetado no plano longitudinal que corta a parede do duto.

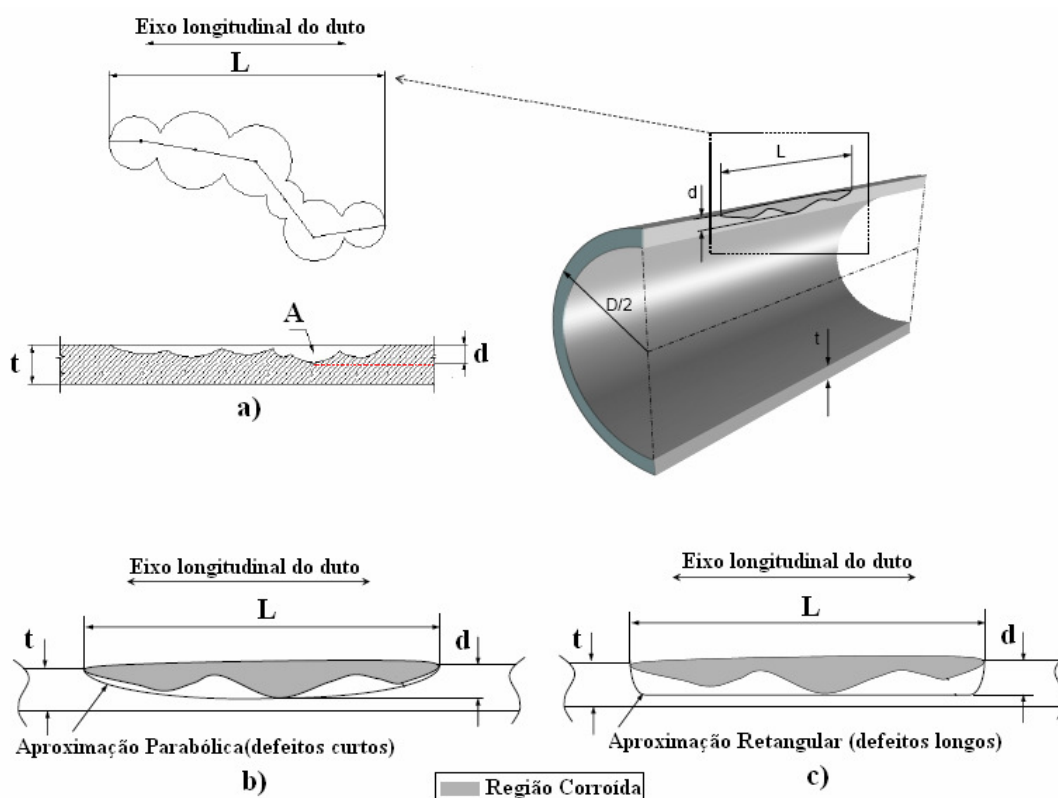


Figura 5.6– Ilustração típica de formas de aproximação de defeitos de corrosão em dutos:

- a) Técnica da projeção, b) Aproximação para defeitos curtos (forma parabólica),
 c) Aproximação para defeitos longos (forma retangular).

Fonte: Souza (2003).

A área “A” do material perdido também pode ser aproximada segundo um perfil parabólico (para defeitos curtos) ou segundo um perfil retangular (para defeitos longos), conforme ilustrado na Figura 3.6b e Figura 3.6c, respectivamente.

A tensão circunferencial numa região fora do defeito, submetido à pressão interna, pode ser facilmente calculada pela fórmula de Barlow, como mostra a Equação 5.4:

$$\sigma_{circ} = P \cdot \left(\frac{D_e}{2 \cdot t} \right) \quad (5.4)$$

Onde:

σ_{circ} - Tensão Circunferencial;

P - Pressão interna atuante no duto;

D_e - Diâmetro Externo do duto;

Considerando-se o estado limite, onde “ P ” é a pressão de ruptura (P_{rup}), temos a seguinte igualdade na Equação 5.5:

$$\sigma_{circ} = \sigma_f \quad (5.5)$$

Igualando as equações (5.4) e (5.2) e isolando-se a pressão, obtêm-se o valor da pressão interna de ruptura do duto corroído pela Equação 3.6.

$$P_{rup} = \sigma_{flow} \cdot \frac{2t}{D_e} \cdot \left[\frac{1 - A/A_0}{1 - (A/A_0) \cdot M^{-1}} \right] \quad (5.6)$$

A Equação 5.6 mostra que a pressão de ruptura depende de três parcelas. A primeira, relacionada com as características do material (σ_{flow}); a segunda, relacionada com as características geométricas do duto ($\frac{2t}{D_e}$) e a terceira, relacionada com as características do defeito no duto (f_R), como mostra a Equação 5.7.

Onde:

$$f_R = \left[\frac{1 - A/A_0}{1 - (A/A_0) \cdot M^{-1}} \right] \quad (5.7)$$

Esta última parcela, denominada de fator de redução (f_R), é bastante influenciada pelo valor de M. Quando M assume valores próximos à unidade, o fator de redução tende também para um. Quando M tende para infinito, o fator de redução é dado por: $f_R = 1 - \frac{A}{A_0}$.

A Equação (5.6) forma a base para os métodos tal como ASME B31G. De acordo com o procedimento de análise por níveis de complexidade proposto por Cosham & Hopkins (2001), este método é classificado como Nível 2 (Lima, 2007).

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 admissível. A pressão admissível (p_a) é obtida aplicando-se um fator de segurança sobre a pressão de ruptura (p_f), como mostra a Equação 5.8:

$$p_a = F.S \cdot p_f \quad (5.8)$$

Em 1989 surgiram dois novos métodos empíricos chamados *Effective Area* e *085dL*. Esses métodos, no entanto, não chegaram a se popularizar. A falta de uma normalização que desse respaldo a sua aplicação é apontada como uma provável causa. Apesar de todo o conhecimento acumulado, até hoje o método ASME B31G continua sendo muito usado em todo o mundo (Santos, 2007).

O método ASME B31G foi o primeiro método semi-empírico utilizado para avaliação de dutos com defeitos de corrosão. É o mais utilizado em todo o mundo devido ao seu extremo conservadorismo auxiliando numa maior integridade do duto. Esse método foi desenvolvido por Kiefner e Duffy a partir da *NG-18 Surface Flaw Equation* em julho de 1971. Porém, foi na década de

80 que se constatou resultados extremamente conservadores para alguns tipos de defeitos reais (*Benjamin, 2008*).

De acordo com esse método, as operadoras de dutos decidem a continuidade ou não da operação do duto com defeitos de corrosão, de forma segura, na pressão máxima de operação. Esse método fornece, para alguns casos, resultados com um elevado grau de conservadorismo, isto é, os valores estimados para a pressão de ruptura são excessivamente baixos, o que leva à remoção de vários dutos ainda em condições de serem mantidos em operação. Este método considera que um duto com defeito de corrosão que possua a relação de profundidade do defeito maior que 80% da espessura nominal da parede do duto, deve ser reparado ou substituído. Se essa relação for menor que 10%, o duto pode continuar operando normalmente, e para as condições intermediárias deve ser utilizado o método para avaliação.

Esse método só pode ser empregado se forem atendidas as seguintes condições:

- Corrosão no duto com contorno suave, que não cause elevada concentração de tensões.
- Duto sujeito apenas a carregamento de pressão interna.
- Defeitos de corrosão com perda de espessura entre 10% e 80% da parede do duto.
- A tensão circunferencial no defeito no instante da ruptura é igual à tensão de escoamento média (σ_{flow}), que é mostrada na Equação 5.9:

$$\sigma_{flow} = 1,1 \sigma_{esc} \quad (5.9)$$

- O defeito é considerado curto se $L \leq \sqrt{20.D_e.t}$ e longo se $L > \sqrt{20.D_e.t}$, onde L é o comprimento do defeito.
- A área original (A_0) da região corroída é calculada pela Equação 5.10:

$$A_0 = L.t \quad (5.10)$$

- A área corroída (A), pode ser expressa pela Equação 5.11:

$$A = \alpha. L. d \quad (5.11)$$

Onde:

α - constante que define a forma geométrica adotada para representar a área de material perdido.

d - profundidade máxima do defeito.

A área de material perdido é representada de duas formas no método B31G: forma de parábola para defeitos curtos ($\alpha = 2 / 3$) ou forma retangular para defeitos longos($\alpha = 1$), conforme ilustrado na Figura 5.7 (Lima,2007):

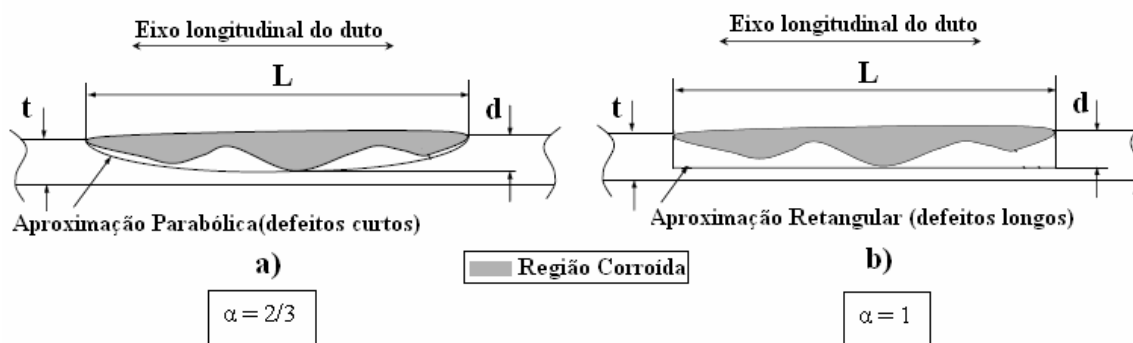


Figura 5.7- Representação da área longitudinal de material perdido: a) forma parabólica e b) forma retangular.

Fonte: Lima (2007).

Substituindo as equações (5.9), (5.10) e (5.11) na Equação(5.6), tem-se, as expressões da pressão de ruptura para o caso de defeitos curtos e longos com os respectivos fatores de dilatação (M), conforme expressões abaixo:

- Pressão de ruptura e admissível para defeitos curtos ($L \leq \sqrt{20.De.t}$ e $\alpha = 2/3$), como mostra a Equação 5.12 e 5.13, respectivamente:

$$p_f = 1,1 \cdot \sigma_{esc} \cdot \frac{2t}{D_e} \left[\frac{1 - (2/3)(d/t)}{1 - (2/3)(d/t)M^{-1}} \right] \quad (5.12)$$

$$p_a = F.S. \cdot 1,1 \cdot \sigma_{esc} \cdot \frac{2t}{D_e} \left[\frac{1 - (2/3)(d/t)}{1 - (2/3)(d/t)M^{-1}} \right] \quad (5.13)$$

Onde,

$$M = \left[1 + 0,8 \cdot \frac{L^2}{D_e t} \right]^{1/2}$$

- Pressão de ruptura e admissível para defeitos longos ($L > \sqrt{20.De.t}$ e $\alpha = 1$), como mostra a Equação 5.14 e 5.15, respectivamente:

$$p_f = 1,1 \cdot \sigma_{esc} \cdot \frac{2t}{D_e} \cdot [1 - (d/t)] \quad (5.14)$$

$$p_a = F.S. \cdot 1,1 \cdot \sigma_{esc} \cdot \frac{2t}{D_e} \cdot [1 - (d/t)] \quad (5.15)$$

5.2.3.1 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 (P_a). Segundo Camilo et al (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, isto deve-se ao fato do método B31G ser o mais conservativo, podendo ser bastante antieconômico: se para o caso dos espécimes com corrosão retangular, o método já recomenda uma pressão interna menor do que realmente o duto suporta, para os casos reais, onde não há corrosão com arestas vivas, a resistência do duto será mais subestimada ainda.

A equação do Fator Estimado de Reparo é apresentada a seguir pela Equação 5.16:

$$ERF = \frac{PMOA}{P_a} \quad (5.16)$$

Sendo que ERF deve ser sempre ≤ 1 .

Capítulo 6 - Resultados

6.1 Características do duto

TABELA 6.1 – DADOS OPERACIONAIS DO DUTO.

Nome do Duto	Oleoduto Fazenda Cedro /Terminal de Regência/
σ_{esc} (tensão de escoamento)	241 MPa
σ_U (tensão última de tração)	414 MPa
Pressão Máxima de Operação (PMOA)	5,52 MPa
Taxa de Corrosão	0,37 mm/ano
Espessura da parede	4,77mm
Diâmetro Externo	8 pol (203,2 mm)

Neste capítulo analisam-se defeitos com maior criticidade, isto é, a profundidade (d) representa 50 % ou mais da espessura (t) do duto.

A Figura 6.1 ilustra um defeito genérico com suas respectivas dimensões e localização no duto, sendo que:

W - largura do defeito

L - Comprimento do defeito

S – Distância do defeito à solda a montante

dP- Ponto com perda de espessura do metal

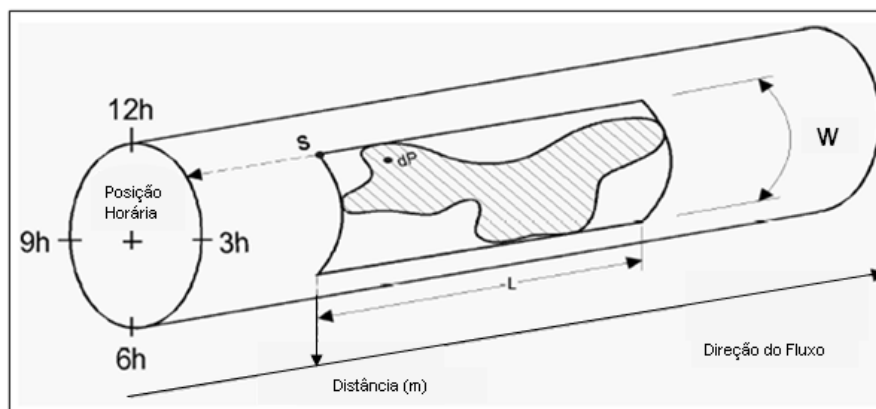


Figura 6.1 – Dimensões e localização de um defeito genérico.

Fonte: Santos (2007).

Extraindo informações das Tabelas 5.1 e 5.4, as características e a posição horária do defeito são dispostas na Figura 6.2 e na Tabela 6.2.

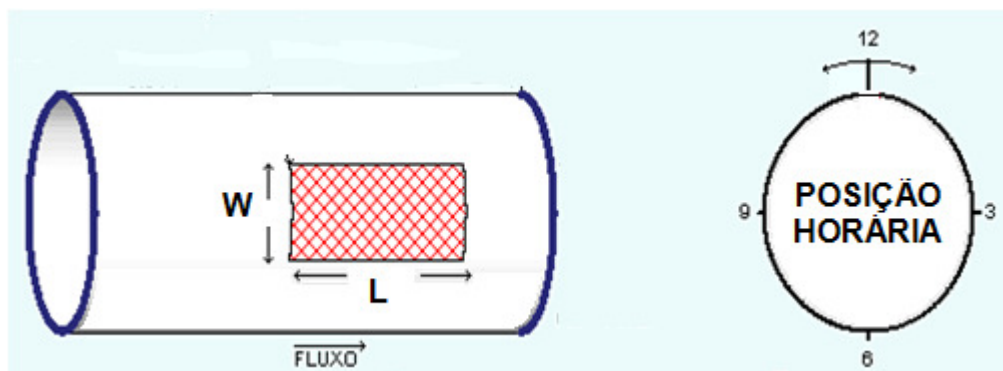


Figura 6.2 – Características e posição horária do defeito no duto

TABELA 6.2 – CARACTERÍSTICAS DO DEFEITO.

Defeito	KP [m]	Leste [m]	Norte [m]	Posição Horária	Prof. [%]	Comp (L) [mm]	Largura (W) [mm]	Anódica/ Catódica
A	7296,30	412456,2	7832626,8	6:01	58	13	17	Anódica
B	19460,5	417980,3	7842900,4	5:46	68	39	19	Anódica
C	23630,9	419631,7	7846578,8	5:48	65	14	17	Anódica
D	24356,9	420048,7	7847732,5	5:41	71	30	43	Anódica
E	42047,5	424343,4	7864811,7	6:12	53	15	34	Anódica

A partir dos dados da Tabela 6.2, usa-se a NORMA ASME B31G (1991) para avaliar o tamanho de cada defeito, a pressão de falha na região corroída, o Fator Estimado de Falha (ERF) e segundo a NORMA NACE RP0502 (2002), estima-se a categoria eletroquímica do defeito e a severidade de cada defeito, a partir do resultado obtido do método CIS/DCVG.

6.2 Defeito A

De acordo com a NORMA ASME B31G (1991), considera-se o Defeito A como defeito curto, pois:

$$L \leq \sqrt{20 \cdot De \cdot t}$$

$$13mm < \sqrt{20 \cdot 203,2 \cdot 4,77mm}$$

$$13mm < 139,23mm$$

Com o auxílio das Equações (5.12) e (5.13), a pressão de ruptura e admissível na região corroída são:

$$p_f = 11,97MPa$$

$$p_a = 5,99MPa$$

Assim, o Fator Estimado de Reparo indicada pela Equação (5.16) é:

$$ERF = \frac{5,52}{5,99} = 0,92$$

Isso significa que há a probabilidade de 92% do duto se romper.

De acordo com a Metodologia CIS/DCVG, a severidade do defeito é calculada com o auxílio do gráfico ilustrado na Figura 6.3.

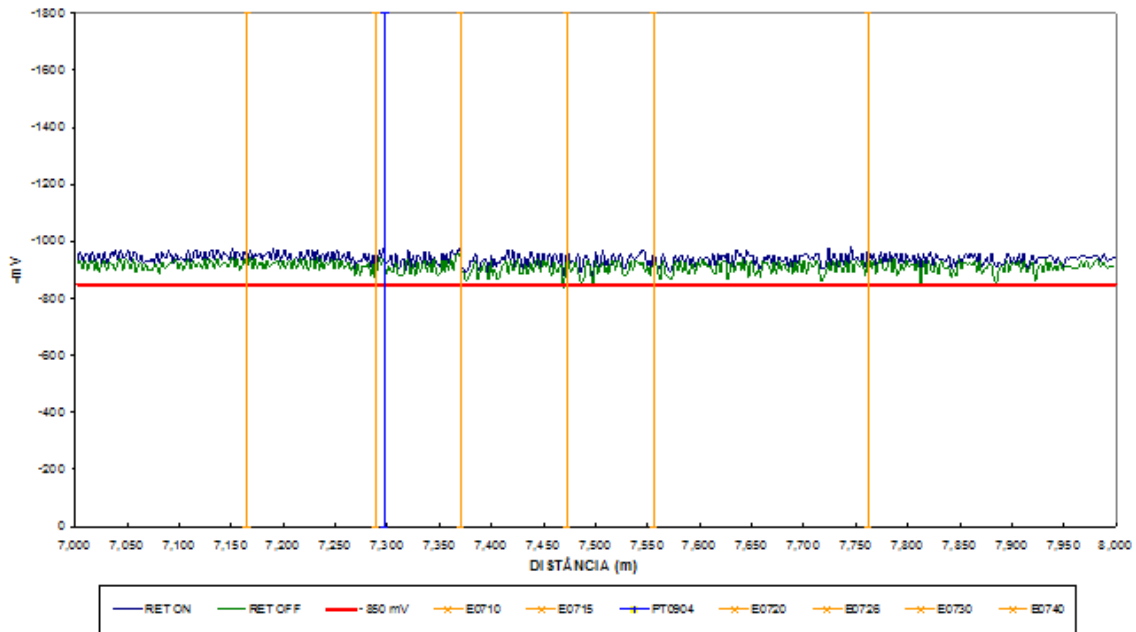


Figura 6.3 – Resultado obtido do Defeito A na faixa de 7,00 a 8,00 km no oleoduto de 8” FC/TR.

Como não há queda de potencial do defeito no Kp 7296,30 m, considera-se $mv2 - mv1 = 0$ (Helton, 2007):

$$\begin{aligned} mv2 - mv1 &= 0 \\ 850 - 850 &= 0 \end{aligned}$$

A severidade do defeito é de 0%, com a Equação 5.1:

$$\frac{mv2 - mv1}{mv2} \cdot 100\% = \frac{850 - 850}{850} = 0\%$$

Segundo a Tabela 5.2 (NACE RP0502, 2002), o Defeito A que possui severidade de 0% (baixa) é classificado como de pouca importância e com reparo não requerido, o que gera um conflito segundo a Tabela 5.4, pois nesta indica que o defeito prevê um reparo programado.

Outra avaliação contida no Método CIS/DCVG é baseada na atividade eletroquímica que o defeito é submetido, de acordo com a Tabela 5.3 (NACE RP0502, 2002), pode-se classificar o Defeito A como sendo de Categoria

Eletroquímica Anódica/ Catódica (A/C), isto é, este defeito é protegido quando o Sistema de Proteção Catódica está operante (On), mas é anódico quando o sistema é desligado (Off) e se o Sistema de Proteção Catódica falhar pode-se iniciar o processo corrosivo no duto.

Portanto, baseado no Método ASME B31.G e CIS/DCVG, não pode-se obter uma informação precisa sobre qual tipo de corrosão externa está presente no oleoduto, apenas a estimativa do tamanho do defeito, pressão de falha admissível, Fator Estimado de Reparo (ERF), Severidade e Categoria Eletroquímica do defeito .

Porém, de acordo com o critério do *Pipeline Operators Forum [POF] (2005)* as dimensões dos defeitos são classificadas da seguinte forma como é mostrado na Tabela 6.3, sendo L o comprimento do defeito e W a largura:

TABELA 6.3 – CLASSIFICAÇÃO DOS DEFEITOS SEGUNDO O CRITÉRIO POF.

Classificação	Definição	Referência para a probabilidade de detecção em termos de L x W:
Pite	$1K \leq W < 6K$ e $1K \leq L < 6K$	2K x 2K
Corrosão Alveolar	$W \geq 3K$ e $L \geq 3K$	4K x 4K
Canal Axial	$1K \leq W < 3K$ e $L/W \geq 2$	4K x 2K
Canal Circunferencial	$L/W \leq 0.5$ e $1K \leq L < 3K$	2K x 4K
Risco Axial	$0 < W < 1K$ e $L \geq 1K$	2K x (½)K
Risco Circunferencial	$W \geq 1K$ e $0 < L < 1K$	(½)K x 2K
Orifício	$0 < W < 1K$ e $0 < L < 1K$	(½)K x (½)K

Fonte: Pipeline Operators Forum (2005).

O parâmetro geométrico K está ligado ao método de detecção da seguinte maneira, onde t é a espessura de parede do duto:

Se $t < 10 \text{ mm}$, então $K = 10 \text{ mm}$.

Se $t \geq 10 \text{ mm}$, então $K=t$.

Sendo a espessura de parede do duto avaliado nesse trabalho igual a 4,77 mm, logo, o parâmetro geométrico K, assume o valor de 10 mm.

$$1K \leq W < 6K \text{ e } 1K \leq L < 6K$$

$$10\text{mm} < 17\text{mm} < 60\text{mm} \text{ e } 10\text{mm} < 13\text{mm} < 60\text{mm}$$

$$L \times W \leq 2K \times 2K$$

$$13\text{mm} \times 17\text{mm} \leq 20\text{mm} \times 20\text{mm}$$

$$221\text{mm}^2 < 400 \text{ mm}^2$$

Logo, aplicando a definição do critério de POF (*Pipeline Operators Fórum, 2005*), o Defeito A tem a tendência de ser Pite, considerando também, segundo Clayton (1999), que o Pite de corrosão afeta somente uma área pequena na superfície do duto, isto é, sua dimensão de superfície máxima não é mais que 3 vezes a espessura da parede, isto é :

$$L < 3.t$$

$$13 \text{ mm} < 3.4,77 \text{ mm}$$

$$13 \text{ mm} < 14,31 \text{ mm}$$

6.3 Defeito B

De acordo com a NORMA ASME B31G (1991), considera-se o Defeito B como defeito curto, pois:

$$L \leq \sqrt{20.De.t}$$

$$39mm < \sqrt{20.203,2.4,77mm}$$

$$39mm < 139,23mm$$

Com o auxílio das Equações (5.12) e (5.13), a pressão de ruptura e admissível na região corroída são:

$$p_f = 9,74MPa$$

$$p_a = 4,87MPa$$

Assim, o Fator Estimado de Reparo indicada pela Equação (5.16) é:

$$ERF = \frac{5,52}{4,87} = 1,13$$

Isso significa que o duto necessita de um reparo imediato.

De acordo com a Metodologia CIS/DCVG, a severidade do defeito é calculada com o auxílio do gráfico ilustrado na Figura 6.4.

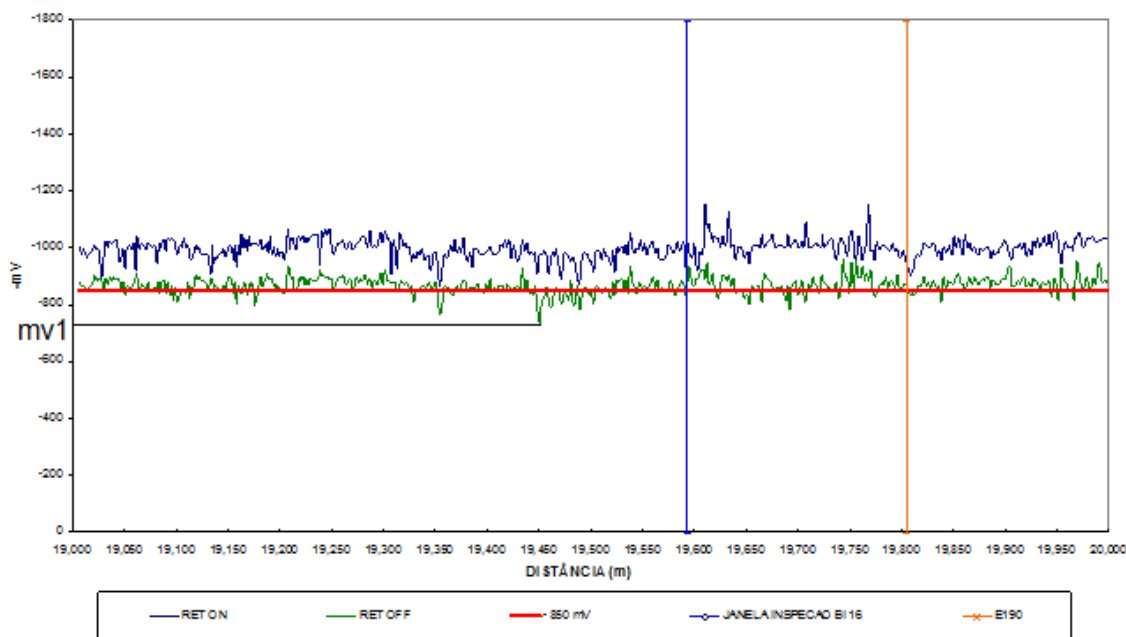


Figura 6.4 – Resultado obtido do Defeito B na faixa de 19,00 a 20,00 km no oleoduto de 8” FC/TR.

No Kp 19460,5 m, considera-se $mv1 = 700$ mV:

A severidade do defeito é de 17,65%, com a Equação 5.1:

$$\frac{mv2 - mv1}{mv2} \cdot 100\% = \frac{850 - 700}{850} = 17,65\%$$

Segundo a Tabela 5.2 (*NACE RP0502, 2002*), o Defeito B que possui severidade de 17,65% (média) é classificado como defeito de reparo recomendado considerando-se a sua proximidade a leitos de anodos ou a outras estruturas importantes, o que gera um conflito segundo a Tabela 5.4, pois nesta indica que o defeito prevê um reparo imediato.

Outra avaliação contida no Método CIS/DCVG é baseada na atividade eletroquímica que o defeito é submetido, de acordo com a Tabela 5.3 (*NACE RP0502, 2002*), pode-se classificar o Defeito B como sendo de Categoria Eletroquímica Anódica/ Catódica (A/C), isto é, este defeito é protegido quando o Sistema de Proteção Catódica está operante (On), mas é anódico quando o

sistema é desligado (Off) e se o Sistema de Proteção Catódica falhar pode-se iniciar o processo corrosivo no duto.

Portanto, baseado no Método ASME B31.G e CIS/DCVG, não pode-se obter uma informação precisa sobre qual tipo de corrosão externa está presente no oleoduto, apenas a estimativa do tamanho do defeito, pressão de falha admissível, Fator Estimado de Reparo (ERF), Severidade e Categoria Eletroquímica do defeito.

Porém, de acordo com o critério do *Pipeline Operators Forum* [POF], (2005) as dimensões dos defeitos são classificadas da seguinte forma como é mostrado na Tabela 6.3:

$$\begin{aligned}
 &1K \leq W < 3K \text{ e } \frac{L}{W} \geq 2 \\
 &10mm \leq 19mm < 30mm \text{ e } \frac{39}{19} \geq 2 \\
 &10mm < 19mm < 30mm \text{ e } 2.05 > 2 \\
 &L \times W \leq 4K \times 2K \\
 &39mm \times 19mm \leq 40mm \times 20mm \\
 &741mm^2 < 800mm^2
 \end{aligned}$$

Logo, aplicando a definição do critério de POF (*Pipeline Operators Fórum, 2005*), o Defeito B tem a tendência de ser Canal Axial.

6.4 Defeito C

De acordo com a NORMA ASME B31G (1991), considera-se o Defeito C como defeito curto, pois:

$$L \leq \sqrt{20 \cdot De \cdot t}$$

$$14mm < \sqrt{20 \cdot 203,2 \cdot 4,77mm}$$

$$14mm < 139,23mm$$

Com o auxílio das Equações (5.12) e (5.13), a pressão de ruptura e admissível na região corroída são:

$$p_f = 11,79MPa$$

$$p_a = 5,90MPa$$

Assim, o Fator Estimado de Reparo indicada pela Equação (5.16) é:

$$ERF = \frac{5,52}{5,90} = 0,94$$

Isso significa que há a probabilidade de 94% do duto se romper.

De acordo com a Metodologia CIS/DCVG, a severidade do defeito é calculada com o auxílio do gráfico ilustrado na Figura 6.5.

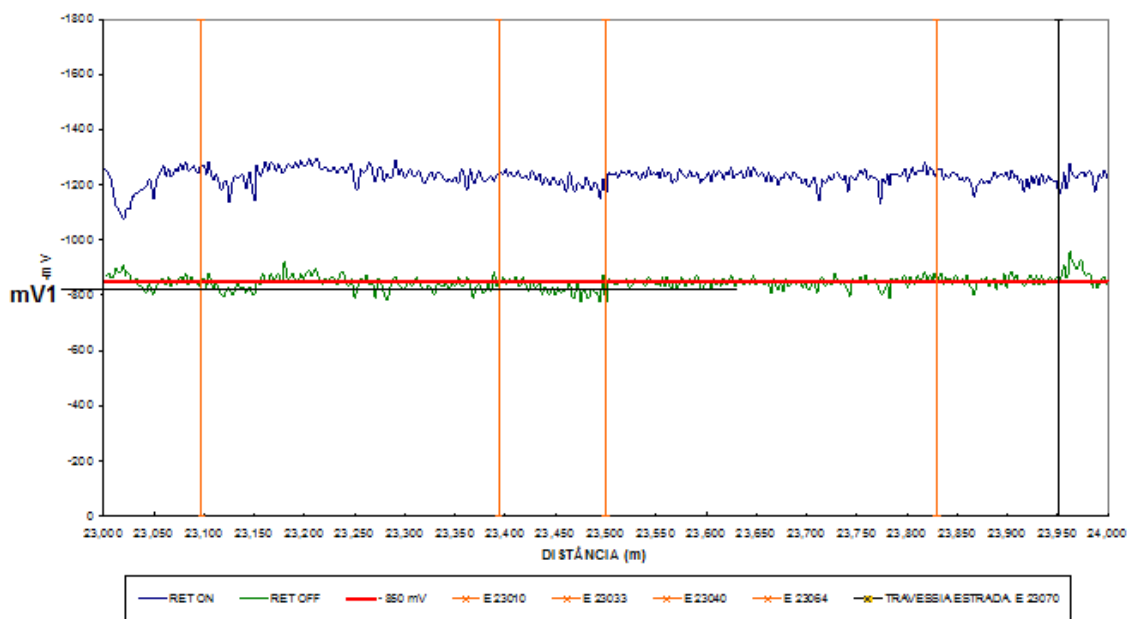


Figura 6.5 – Resultado obtido do Defeito C na faixa de 23,00 a 24,00 km no oleoduto de 8” FC/TR.

No Kp 23630,9 m, considera-se $mV1 = 800$ mV:

A severidade do defeito é de 5,88%, com a Equação 5.1:

$$\frac{mv2 - mv1}{mv2} \cdot 100\% = \frac{850 - 800}{850} = 5,88\%$$

Segundo a Tabela 5.2 (*NACE RP0502,2002*), o Defeito C que possui severidade de 5,88% (baixa) é classificado como de pouca importância e com reparo não requerido, o que gera um conflito segundo a Tabela 5.4, pois nesta indica que o defeito prevê um reparo programado.

Outra avaliação contida no Método CIS/DCVG é baseada na atividade eletroquímica que o defeito é submetido, de acordo com a Tabela 5.3 (*NACE RP0502, 2002*), pode-se classificar o Defeito C como sendo de Categoria Eletroquímica Anódica/ Catódica (A/C), isto é, este defeito é protegido quando o Sistema de Proteção Catódica está operante (On), mas é anódico quando o sistema é desligado (Off) e se o Sistema de Proteção Catódica falhar pode-se iniciar o processo corrosivo no duto.

Portanto, baseado no Método ASME B31.G e CIS/DCVG, não pode-se obter uma informação precisa sobre qual tipo de corrosão externa está presente no oleoduto, apenas a estimativa do tamanho do defeito, pressão de falha admissível, Fator Estimado de Reparo (ERF), Severidade e Categoria Eletroquímica do defeito .

Porém, de acordo com o critério do *Pipeline Operators Forum* [POF], (2005) as dimensões dos defeitos são classificadas da seguinte forma como é mostrado na Tabela 6.3.

$$1K \leq W < 6K \text{ e } 1K \leq L < 6K$$

$$10mm < 17mm < 60mm \text{ e } 10mm < 14mm < 60mm$$

$$L \times W \leq 2K \times 2K$$

$$14mm \times 17mm \leq 20mm \times 20mm$$

$$238 \text{ mm} < 400 \text{ mm}$$

Logo, aplicando a definição do critério de POF (*Pipeline Operators Fórum, 2005*), o Defeito C tem a tendência de ser Pite, considerando também, segundo Clayton (1999), que o Pite de corrosão afeta somente uma área pequena na superfície do duto, isto é, sua dimensão de superfície máxima não é mais que 3 vezes a espessura da parede, isto é :

$$L < 3.t$$

$$14 \text{ mm} < 3.4,77 \text{ mm}$$

$$14 \text{ mm} < 14,31 \text{ mm}$$

6.5 Defeito D

De acordo com a NORMA ASME B31G (1991), considera-se o Defeito D como defeito curto, pois:

$$L \leq \sqrt{20 \cdot De \cdot t}$$

$$30mm < \sqrt{20 \cdot 203,2 \cdot 2,477mm}$$

$$30mm < 139,23mm$$

Com o auxílio das Equações (5.12) e (5.13), a pressão de ruptura e admissível na região corroída são:

$$p_f = 10,22MPa$$

$$p_a = 5,11MPa$$

Assim, o Fator Estimado de Reparo indicada pela Equação (5.16) é:

$$ERF = \frac{5,52}{5,11} = 1,08$$

Isso significa que o duto necessita de um reparo imediato.

De acordo com a Metodologia CIS/DCVG, a severidade do defeito é calculada com o auxílio do gráfico ilustrado na Figura 5.6.

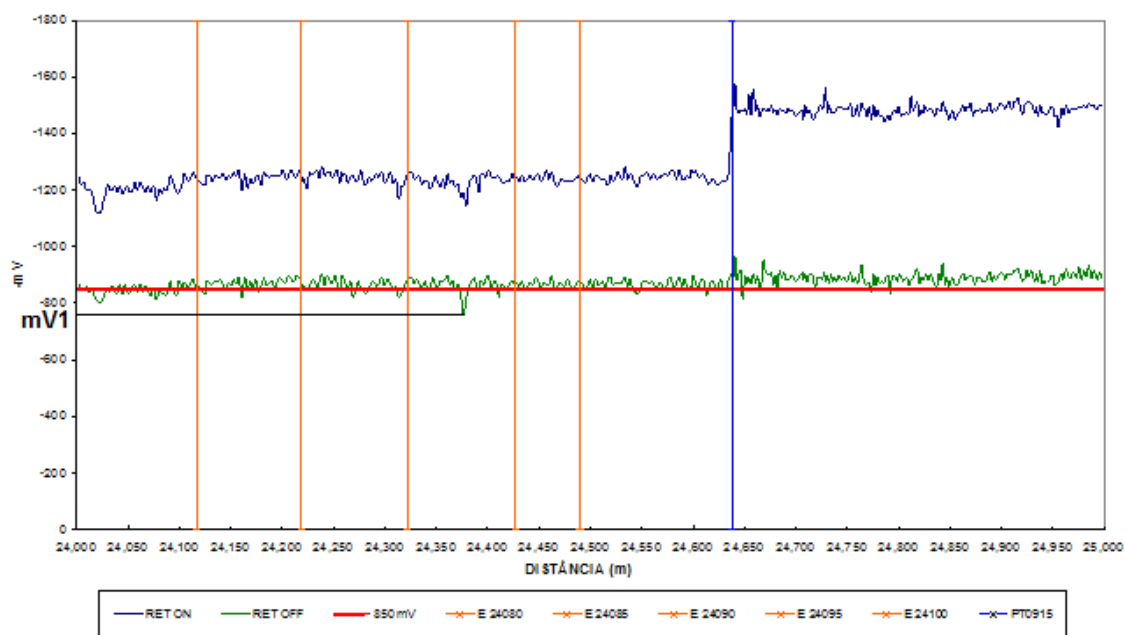


Figura 6.6— Resultado obtido do Defeito D na faixa de 24,00 a 25,00 km no oleoduto de 8" FC/TR.

No Kp 24356,9 m, considera-se $mv1 = 750$ mV:

A severidade do defeito é de 11,76%, com a Equação 5.1:

$$\frac{mv2 - mv1}{mv2} \cdot 100\% = \frac{850 - 750}{850} = 11,76\%$$

Segundo a Tabela 5.2 (*NACE RP0502, 2002*), o Defeito D que possui severidade de 11,76% (baixa) é classificado como de pouca importância e com reparo não requerido, o que gera um conflito segundo a Tabela 5.4, pois nesta indica que o defeito prevê um reparo imediato.

Outra avaliação contida no Método CIS/DCVG é baseada na atividade eletroquímica que o defeito é submetido, de acordo com a Tabela 5.3 (*NACE RP0502, 2002*), pode-se classificar o Defeito D como sendo de Categoria Eletroquímica Anódica/ Catódica (A/C), isto é, este defeito é protegido quando o Sistema de Proteção Catódica está operante (On), mas é anódico quando o

sistema é desligado (Off) e se o Sistema de Proteção Catódica falhar pode-se iniciar o processo corrosivo no duto.

Portanto, baseado no Método ASME B31.G e CIS/DCVG, não pode-se obter uma informação precisa sobre qual tipo de corrosão externa está presente no oleoduto, apenas a estimativa do tamanho do defeito, pressão de falha admissível, Fator Estimado de Reparo (ERF), Severidade e Categoria Eletroquímica do defeito .

Porém, de acordo com o critério do *Pipeline Operators Forum* [POF], (2005) as dimensões dos defeitos são classificadas da seguinte forma como é mostrado na Tabela 6.3:

$$\begin{aligned}
 W &\geq 3K \text{ e } L \geq 3K \\
 43mm &> 30mm \text{ e } 30 = 30mm \\
 L \times W &\leq 4K \times 4K \\
 30mm \times 43mm &\leq 40mm \times 40mm \\
 1290mm^2 &< 1600mm^2
 \end{aligned}$$

Logo, aplicando a definição do critério de POF (*Pipeline Operators Fórum, 2005*), o Defeito D tem a tendência de ser Corrosão Alveolar.

6.6 Defeito E

De acordo com a NORMA ASME B31G (1991), considera-se o Defeito E como defeito curto, pois:

$$L \leq \sqrt{20 \cdot De \cdot t}$$

$$15mm < \sqrt{20 \cdot 203,2 \cdot 2,477mm}$$

$$15mm < 139,23mm$$

Com o auxílio das Equações (5.12) e (5.13), a pressão de ruptura e admissível na região corroída são:

$$p_f = 11,91MPa$$

$$p_a = 5,96MPa$$

Assim, o Fator Estimado de Reparo indicada pela Equação (5.16) é:

$$ERF = \frac{5,52}{5,86} = 0,93$$

Isso significa que há a probabilidade de 93% do duto se romper.

De acordo com a Metodologia CIS/DCVG, a severidade do defeito é calculada com o auxílio do gráfico ilustrado na Figura 6.7.

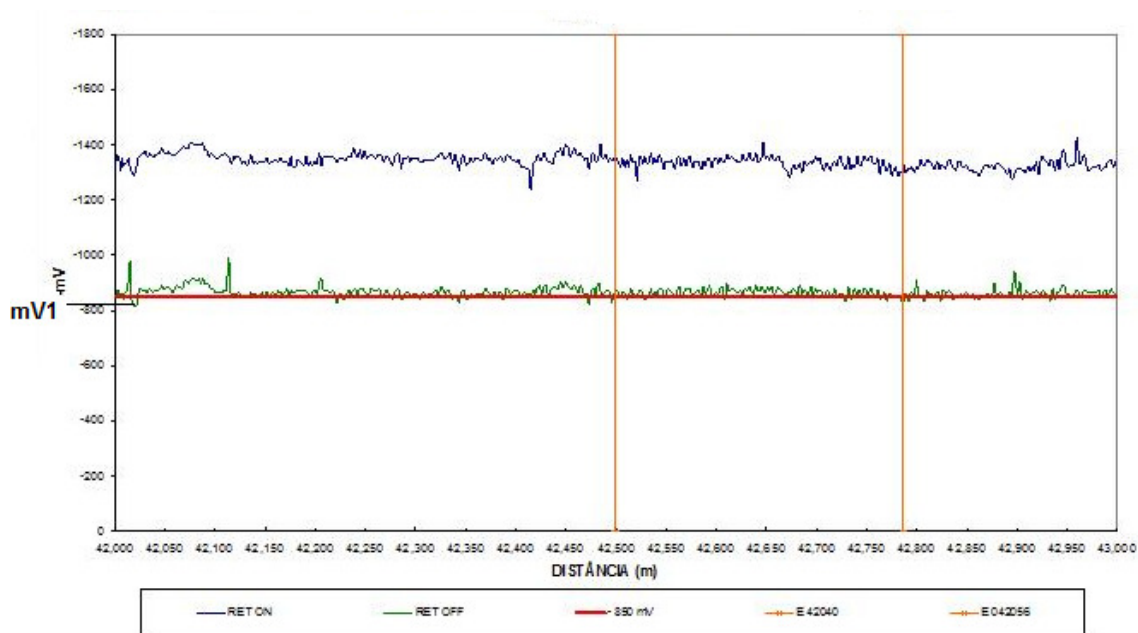


Figura 6.7 – Resultado obtido do Defeito E na faixa de 42,00 a 43,00 km no oleoduto de 8" FC/TR.

No Kp 42047,5 m, considera-se $mv1 = 800$ mV:

A severidade do defeito é de 5,88%, com a Equação 5.1:

$$\frac{mv2 - mv1}{mv2} \cdot 100\% = \frac{850 - 800}{850} = 5,88\%$$

Segundo a Tabela 5.2 (*NACE RP0502, 2002*), o Defeito E que possui severidade de 5,88% (baixa) é classificado como de pouca importância e com reparo não requerido, o que gera um conflito segundo a Tabela 5.4, pois nesta indica que o defeito prevê um reparo programado.

Outra avaliação contida no Método CIS/DCVG é baseada na atividade eletroquímica que o defeito é submetido, de acordo com a Tabela 5.3 (*NACE RP0502, 2002*), pode-se classificar o Defeito E como sendo de Categoria Eletroquímica Anódica/ Catódica (A/C), isto é, este defeito é protegido quando o Sistema de Proteção Catódica está operante (On), mas é anódico quando o sistema é desligado (Off) e se o Sistema de Proteção Catódica falhar pode-se iniciar o processo corrosivo no duto.

Portanto, baseado no Método ASME B31.G e CIS/DCVG, não pode-se obter uma informação precisa sobre qual tipo de corrosão externa está presente no oleoduto, apenas a estimativa do tamanho do defeito, pressão de falha admissível, Fator Estimado de Reparo (ERF), Severidade e Categoria Eletroquímica do defeito .

Porém, de acordo com o critério do *Pipeline Operators Forum* [POF], (2005) as dimensões dos defeitos são classificadas da seguinte forma como é mostrado na Tabela 5.3:

$$\begin{aligned} L/W &\leq 0.5 \text{ e } 1K \leq L < 3K \\ 15/34 &\leq 0.5 \text{ e } 10mm \leq 15 < 30mm \\ 0.44 &< 0.5 \text{ e } 10mm < 15mm < 30mm \\ L \times W &\leq 2K \times 4K \\ 15mm \times 34mm &\leq 20mm \times 40mm \\ 510mm^2 &< 800mm^2 \end{aligned}$$

Logo, aplicando a definição do critério de POF (*Pipeline Operators Fórum, 2005*), o Defeito E tem a tendência de ser Canal Circunferencial.

6.7 Discussão dos resultados

Mediante a apresentação dos resultados obtidos do Pig Instrumentado e o CIS/DCVG, pode-se considerar que os dois métodos não fornecem uma avaliação precisa sobre qual tipo de corrosão externa está presente no duto, apenas a estimativa do tamanho do defeito, pressão de falha admissível, Fator Estimo de Reparo (ERF), Severidade e Categoria Eletroquímica do defeito.

Assim, consideram-se as classificações dos defeitos de acordo com o critério do *Pipeline Operators Forum [POF]*, (2005), pois este é o mais preciso devido às suas definições e referências para a probabilidade de detecção mostradas na Tabela 6.3.

Os defeitos e suas respectivas classificações analisados no presente capítulo são mostrados na Tabela 6.4:

TABELA 6.4 - DEFEITOS ANALISADOS E SUAS RESPECTIVAS CLASSIFICAÇÕES DE ACORDO COM O CRITÉRIO DO PIPELINE OPERATORS FORUM [POF] (2005).

Defeito	Classificação
A	Pite
B	Canal Axial
C	Pite
D	Corrosão Alveolar
E	Canal Circunferencial

Capítulo 7 - Considerações Finais

Comparando-se os dois métodos de inspeção de integridade de dutos percebe-se que o método CIS/DCVG fornece apenas defeitos de corrosão externa, a categoria eletroquímica do defeito, as coordenadas do defeito, a severidade da região corroída presente no duto, bem como a necessidade de reparo ou não e avalia o sistema de Proteção Catódica segundo seus critérios. Por outro lado, o método PIG Instrumentado fornece defeitos de corrosão interna e externa no duto, localiza o defeito, segundo sua posição horária, indica as coordenadas dos defeitos, informando sua profundidade, comprimento, largura e, juntamente com o método semi-empírico de avaliação de resistência residual de dutos corroídos ASME B31G pode-se estimar o tamanho do defeito e sua pressão na região corroída. Salienta-se também que, o método do PIG Instrumentado pode ser realizado em dutos onde o método CIS/DCVG não possa ser executado, como, por exemplo, em tubulações enterradas em matas fechadas, conforme mostra na Figura 7.1 ou em dutos aéreos, devido à dificuldade de posicionamento do aparelho de CIS/DCVG para a medição do potencial.



Figura 7.1– Duto enterrado em região de mata fechada.

Portanto, como já foi citado no Capítulo 6, mediante a apresentação dos resultados obtidos do Pig Instrumentado e o CIS/DCVG, pode-se considerar que os dois métodos não fornecem uma avaliação precisa sobre qual tipo de corrosão externa está presente no duto.

Assim, consideram-se as classificações dos defeitos de acordo com o critério do *Pipeline Operators Forum [POF]*, (2005), pois este é o mais preciso devido às suas definições e referências para a probabilidade de detecção mostradas na Tabela 6.3.

Os defeitos e suas respectivas classificações analisados são mostrados na Tabela 6.4.

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 e/ou;
- Revestindo o duto com Luva Epóxi na região corroída, como mostram as Figuras 7.2 e 7.3.



Figura 7.2 – Duto corroído.



Figura 7.3 – Duto revestido com luva Epóxi.

Referências bibliográficas

- [1] Abraco, Associação Brasileira de Corrosão. Disponível em: <<http://www.abraco.org.br>>. Acesso em 08 de junho de 2008.
- [2] ASME B31G, Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines, A supplement to ANSI/ASME B31 Code for Pressure Piping, New York, 1991.
- [3] Benjamin, A.C., Avaliação da resistência remanescente de dutos corroídos, Manual do Usuário, CENPES/PDP/MC, 2008.
- [4] Bradley, H. B. Petroleum Engineering Handbook. 3. ed. Texas: Society of Petroleum Engineers, 1992.
- [5] Caldwell, J.; Smith, G.; Vieth, P.; Williamson, G., 2001. Pipeline Pigging Course. Clarion Technical Conference and Pipes & Pipelines International.
- [6] Camilo, A.B.G, Dalledone, R.M., Ballin, M.R., "Avaliação Simplificada da capacidade de carga de dutos corroídos", Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre em Ciências. Programa de Pós-Graduação em Métodos Numéricos em Engenharia – Mecânica Computacional, Setores de Ciências Exatas e de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba , 2005.
- [7] Clayton, P. Specialist Pigging and Line Cleaning. Second Latin American Pipeline Integrity Conference. Puerto La Cruz, Venezuela, 1999.
- [8] Cipriano, C.E.T, " Análise de implementação de um projeto de proteção catódica em dutos terrestres", Monografia para obter título de Graduação no curso de Engenharia de Petróleo, UVV – ES, Universidade de Vila Velha, Vila Velha – ES, 2007.
- [9] Cosham, A.; Hopkins, P. Pdam. The Pipeline Defect Assessment Manual, A Report to the PDAM Joint Industry Project, Andrew Palmer and Associates, Draf Final Report, nov. 2001.
- [10] Dutra, A. C.; Nunes, L. P. Proteção catódica: técnica de combate à corrosão. 3.ed. Rio de Janeiro: Interciência, 1999.
- [11] Gentil, V., Corrosão - 3ª edição, Livros Técnicos e Científicos Editora S.A – 1996.

- [12] Helton, A.S.B. "Avaliação Integrada de Mecanismos de Falha Por Corrosão em Dutos", Universidade Federal do Rio de Janeiro – Curso de Pós – Graduação em Engenharia Mecânica, tese de Doutorado, Rio de Janeiro, Agosto de 2007.
- [13] Jankowski, J. "Monitoring Methods of Cathodic Protection of Pipelines", Gdańsk University of Technology Department of Anticorrosion Protection 11/12 Narutowicza Str., 80-952 Gdańsk, Poland 2002.
- [14] Kiefner, J.F.; Vieth, P.H., 1990. Evaluating Pipe Conclusion: PC Program speeds new Criterion for Evaluating Corroded Pipe. Oil & Gas Journal, v.88, no.34, pp.91-93.
- [15] Korb, L. J.; Olson, D. L. Metals Handbook. 9. ed. USA: ASM International, 1987.
- [16] Lima, H.D.C, Brito, R.W., Bastos, S.M.A.S, "Desenvolvimento de ferramentas computacionais para modelagem e análise automática de defeitos de corrosão em dutos", Universidade Federal de Pernambuco – Curso de Pós – Graduação em Engenharia Mecânica, Recife, Fevereiro de 2007.
- [17] NACE RP0502-2002, 2002, "Pipeline external corrosion direct assessment methodology", in: NACE International, Houston, TX.
- [18] Nicholson, P., "External Corrosion Direct Assessment", Conference of Corrosion. New Delhi, India, 2004.
- [19] Palmer-Jones, R.; Hopkins, P.; Pople, A.; Cosham, A., 2002. Lessons Learnt from Fitness-for- Purpose Assessments of Defects Detected by Smart Pigs. Onshore Pipelines Conference, Amsterdam.
- [20] Paulo, L.G., "Sistema de Proteção Catódica", Instalações e Engenharia de Corrosão, IEC, 2003.
- [21] Pipeline Operator Forum (POF). "Specifications and requirements for intelligent pig inspection of pipelines", Versão 3.2, Janeiro de 2005.
http://www.pipelineoperators.org/publicdocs/POF_specs_V3.2_January_2005_public.pdf, Acesso em 09 de Junho de 2009.
- [22] Ribeiro, A. C., 2003 "Evaluation results on the effectiveness of the corrosion protection system for underground pipelines, using the DC-Voltage gradient technique", in: Rio pipeline 2003 – conference & exposition, n° IBP428_03.

- [23] Santos, F.F., "Avaliação da integridade estrutural de dutos corroídos", Monografia para obter título de Graduação no curso de Engenharia de Petróleo, UVV – ES, Universidade de Vila Velha, Vila Velha - ES, 2008.
- [24] Souza, R.D., "Avaliação Estrutural de Dutos com Defeitos de Corrosão Reais". Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, PUC-Rio, Rio de Janeiro, Dissertação de Mestrado, 112p, 2003.
- [25] Thom, F.C., Rossoni, G.S., "Planejamento e otimização da manutenção de tubulações de óleo e gás baseada na confiabilidade calculada de dados obtidos de pig instrumentado", 2006.
- [26] Tims, P.; Wilson, O., 2002. When is Corrosion not Corrosion? A Decade of MFL Pipeline Inspection. Pipeline Pigging, Integrity Assessment and Repair Conference, Amsterdam.