PETROBRAS | N-2785 | REV. E | | 03 / 2024

Monitoração, Interpretação e Controle da Corrosão Interna em Dutos

Procedimento

Esta Norma substitui e cancela a sua revisão anterior.

Cabe à CONTEC - Subcomissão Autora, a orientação quanto à interpretação do texto desta Norma. A unidade do Sistema Petrobras usuária desta Norma é a responsável pela adoção e aplicação das suas seções, subseções e enumerações.

Requisito Técnico: Prescrição estabelecida como a mais adequada e que deve ser utilizada estritamente em conformidade com esta Norma. Uma eventual decisão de não a adotar deve ter fundamentos técnico-gerenciais e deve ser aprovada e registrada pela unidade do Sistema Petrobras usuária desta Norma. É caracterizada por verbos de caráter impositivo.

Para adoção da Norma, o prazo efetivo para implementação ou substituição à revisão anterior é de até 180 dias a partir da data de sua publicação. Caso a unidade do Sistema Petrobras que está aplicando a Norma entenda que não é possível implementá-la neste prazo, deve registrar em até 180 dias um Plano de Implementação definindo as ações necessárias e os respectivos prazos.

A definição do prazo efetivo de implementação dos requisitos desta Norma, quando esta é referenciada em contratos de prestação de serviços e aquisição de bens, é prerrogativa exclusiva do Sistema Petrobras.

Prática Recomendada: Prescrição que pode ser utilizada nas condições previstas por esta Norma, mas que admite (e adverte sobre) a possibilidade de alternativa (não escrita nesta Norma) mais adequada à aplicação específica. A alternativa adotada deve ser aprovada e registrada pela unidade do Sistema Petrobras usuária desta Norma. É caracterizada por verbos de caráter não-impositivo. É indicada pela expressão: **[Prática Recomendada]**

Para a melhoria contínua da Norma, solicita-se o envio à Subcomissão Autora das cópias dos registros das decisões técnico-gerenciais elaboradas pelas unidades do Sistema Petrobras que possam contribuir para o aprimoramento desta Norma.

"A presente Norma é titularidade exclusiva da PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS, de uso interno no Sistema Petrobras, e qualquer reprodução para utilização ou divulgação externa, sem a prévia e expressa autorização da titular, importa em ato ilícito nos termos da legislação pertinente, através da qual serão imputadas as responsabilidades cabíveis. A circulação externa será regulada mediante cláusula própria de Sigilo e Confidencialidade, nos termos do direito intelectual e propriedade industrial."

CONTEC
Comissão de Normalização Técnica

SC – 23
Inspeção de Sistemas e Equipamento em Operação

Apresentação

As Normas Técnicas PETROBRAS são elaboradas por Grupos de Trabalho (GT), formados por especialistas do Sistema Petrobras, comentadas e votadas pelas unidades do Sistema Petrobras e aprovadas pelas Subcomissões Autoras (SC). A Norma Técnica PETROBRAS está sujeita a revisão em qualquer tempo pela SC e deve ser reanalisada a cada 5 anos para ser revalidada, revisada ou cancelada. As Normas Técnicas PETROBRAS são elaboradas em conformidade com a Norma Técnica PETROBRAS N-1.

Sumário

1 Escopo 6

2 Referências Normativas 6

3 Termos e Definições 8

4 Condições Gerais 10

5 Parâmetros Monitorados 11

5.1 Características dos Fluidos 11

5.2 Resíduos 15

5.3 Taxa de Corrosão 17

5.4 Dados Operacionais 20

6 Classificação do Potencial de Corrosividade 20

6.1 Considerações Gerais 20

6.2 Critérios de Classificação do Potencial de Corrosividade 20

6.2.1 Taxa de Corrosão por Cupom de Perda de Massa e Sonda de Resistência Elétrica. 20

6.2.2 Potencial de Corrosividade por Técnica Não Intrusiva 21

6.2.3 Inspeção com "*Pig*" Instrumentado 22

6.2.4 Histórico de Falha do Duto 23

6.2.5 Análise de Fluidos e Resíduos 23

7 Periodicidade de Aquisição de Dados e Coleta de Fluidos e Resíduos 25

7.1 Dados Operacionais e de Processo 25

7.2 Dados de Caracterização Química do Produto 25

7.3 Dados de Coleta de Fluidos Aquosos, Resíduos e Cupons de Corrosão 25

7.4 Sonda de Resistência Elétrica 26

7.5 Técnica Não Intrusiva 26

8 Medidas de Controle do Processo Corrosivo 27

8.1 Em Função do Potencial de Corrosividade 27

8.1.1 Classificação Severo 27

8.1.2 Classificação Moderado 28

8.1.3 Classificação Baixo 28

8.2 Em Função do Tipo de Duto e Causa Fundamental 28

Figuras

Figura 1 - Fluxograma para Gerenciamento da Corrosão Interna 36

Figura A.1 - Coleta de Amostra de Água Produzida e Condensado Aquoso 39

Figura A.2 - Sistema de Campo para Coleta de Amostra Líquida para Análise Microbiológica 41

Figura A.3 - Conexão de Coleta na Linha de Dreno 43

Figura H.1 - Exemplo de Sensor de OD com Princípio de Medição Ótico e Princípios de Funcionamento do Sistema Ótico 62

Figura H.2 - Croqui do Sistema de Amostragem e Sistema de Amostragem com Sistema de Resfriamento 64

Figura I.1 - Gráfico GPSA 65

Figura K.1 - Desenho Esquemático do Conjunto de Resistores entre Pinos que São Monitorados com o Método do Campo Elétrico (I = Corrente, AE_X = Diferença de Potencial entre Pinos) 69

Figura K.2 - Gráfico em 3D da Variação da Espessura da Parede de uma Estrutura Contendo Pontos de Corrosão Localizada na Seção Monitorada 70

Figura K.3 - Princípio Físico do Método Ultrassônico 71

Figura K.4 - Desenho Esquemático Representativo do Princípio Físico do Transdutor EMAT 72

Tabelas

Tabela 1 - Pontos de Amostragem da Fase Líquida 12

Tabela 2 - Rotina Analítica da Fase Líquida 13

Tabela 3 - Pontos de Amostragem da Fase Gás 14

Tabela 4 - Rotina Analítica da Fase Gás 15

Tabela 5 - Pontos de Amostragem de Resíduo 16

Tabela 6 - Rotina Analítica do Resíduo 16

Tabela 7 - Número Mínimo de Locais de Monitoração em Função da Extensão do Duto – Petróleo 17

Tabela 8 - Número Mínimo de Locais de Monitoração em Função da Extensão do Duto - Gás 18

Tabela 9 - Número Mínimo de Locais de Monitoração em Função da Extensão do Duto - Derivados de Petróleo e Etanol 18

Tabela 10 - Critérios para Definição dos Locais de Monitoração em Oleoduto 18

Tabela 11 - Critérios para Definição dos Locais de Monitoração em Gasoduto 19

Tabela 12 - Critérios para Definição dos Locais de Monitoração em Dutos de Derivados de Petróleo e Etanol 19

Tabela 13 - Potencial de Corrosividade em Função da Taxa de Corrosão 20

Tabela 14 - Critério da Sobre-espessura de Corrosão 21

Tabela 15 - Critério da Espessura Crítica de Projeto..... 22

Tabela 16 - Classificação do Potencial de Corrosividade em Função da Passagem de "*Pig*" Instrumentado..... 23

Tabela 17 - Potencial de Corrosividade em Função do Histórico de Falha por Corrosão Interna 23

Tabela 18 - Classificação do Potencial através de Análises de Fluido e Resíduo 24

Tabela 19 - Periodicidade de Aquisição de Dados e Coleta de Fluidos e Resíduos..... 25

Tabela 20 - Periodicidade de Caracterização Química do Gás em Função do Principal Agente Corrosivo 25

Tabela 21 - Periodicidade de Coleta do Fluido Aquoso e Resíduo e Retirada dos Cupons de Corrosão..... 26

Tabela 22 - Periodicidade de Coleta de Dados da Sonda de Resistência Elétrica 26

Tabela 23 - Periodicidade de Coleta de Dados das Técnicas Não Intrusivas 26

Tabela 24 - Ações Quando o Potencial de Corrosividade for Severo 27

Tabela 25 - Ações de Controle para Oleodutos 29

Tabela 26 - Ações de Controle para Aquedutos 30

Tabela 27 - Ações de Controle para Gasodutos 31

Tabela 28 - Ações de Controle para Dutos de Derivados de Petróleo e Etanol..... 31

Tabela 29 - Critérios para a Identificação da Causa Fundamental da Corrosão Interna de Oleodutos..... 32

Tabela 30 - Critérios para a Identificação da Causa Fundamental da Corrosão Interna de Aquedutos..... 34

Tabela 31 - Critérios para a Identificação da Causa Fundamental da Corrosão Interna de Gasodutos35

Tabela A.1 - Análises Químicas e Físico-Químicas para Fase Aquosa 38

Tabela A.2 - Procedimentos de Amostragem para Análises Microbiológicas de Fluidos..... 40

Tabela A.3 - Procedimento de Amostragem para Análises Químicas de Resíduos..... 41

Tabela A.4 - Procedimento de Amostragem para Análises Microbiológicas de Resíduos 42

Tabela A.5 - Locais de Amostragem da Fase Líquida 42

Tabela A.6 - Rotina Analítica Fase Sólida 44

Tabela A.7 - Locais de Amostragem da Fase Sólida..... 44

Tabela A.8 - Rotina Microbiológica Fase Sólida e Líquida 44

Tabela A.9 - Locais de Amostragem de Resíduos Sólidos..... 45

Tabela A.10 - Rotina Fase Inorgânica em Cupom de Perda de Massa ou Sonda Corrosimétrica 45

Tabela A.11 - Locais de Amostragem da Fase Inorgânica em Cupom de Perda de Massa ou Sonda Corrosimétrica.....46

Tabela K.1 - Requisitos Mínimos das Técnicas Não Intrusivas 72

Anexos

Anexo A - Coleta e Identificação de Amostras de Fluidos, Resíduos e Cupons 37

Anexo B - Diretrizes para Utilização de Cupons de Perda de Massa e Sondas Corrosimétricas 48

Anexo C - Determinação de Acetato e em Soluções Aquosas por Cromatografia de Íons..... 50

Anexo D - Determinação da Relação Orgânica / Inorgânica em Amostras Sólidas por Extração “Soxhlet” 53

Anexo E- Análise Semiquantitativa por Fluorescência de Raios-X e Identificação de Fases Cristalinas por Difração de Raios-X 55

Anexo F - Deposição de Água em Dutos..... 56

Anexo G - Determinação de Sulfeto em Produtos de Corrosão 59

Anexo H - Análise de Oxigênio Dissolvido na Fase Aquosa - Coleta e Amostragem..... 62

Anexo I - Figura 65

Anexo J - Formulário de Avaliação de Corrosividade Conjugada à Consequência da Falha do Duto por Corrosão Interna..... 66

Anexo K - Técnicas Não Intrusivas de Monitoração da Corrosão Interna 69

1 Escopo

1.1 Esta Norma estabelece os critérios para execução da monitoração, interpretação e controle da corrosão interna em dutos construídos em aço-carbono para transporte, coleta e transferência de gás natural, água, etanol, petróleo e seus derivados com diâmetro igual ou superior a 6 polegadas. Uma eventual resolução de não seguir determinados critérios desta Norma em função de particularidades da Unidade PETROBRAS deve ter fundamentos técnico-gerenciais descritos no Padrão da Unidade e deve ser aprovada e registrada pela Unidade da PETROBRAS usuária desta Norma.

NOTA 1 Esta Norma não se aplica a tubulações e dutos de transferências de produtos derivados de petróleo entre Unidades da PETROBRAS e Unidades geograficamente distintas com comprimento menor ou igual a 5 km.
NOTA 2 Esta Norma não se aplica para dutos de diâmetros inferiores a 6 polegadas.
NOTA 3 Esta Norma não se aplica para dutos que transportam biodiesel, gases que não sejam gás natural, fluídos petroquímicos, água do mar e água tratada.
NOTA 4 Esta Norma não se aplica a dutos desativados permanentemente ou temporariamente.
NOTA 5 Esta Norma não se aplica a dutos com revestimento anticorrosivo interno.

1.2 A presente revisão desta Norma não se aplica a procedimentos iniciados antes desta publicação.

1.3 Esta Norma contém Requisitos Técnicos e Práticas Recomendadas.

2 Referências Normativas

Os documentos relacionados a seguir são indispensáveis à aplicação deste documento. Para referências datadas, aplicam-se somente as edições citadas. Para referências não datadas, aplicam-se as edições mais recentes dos referidos documentos.

Resolução ANP Nº 16, de 17 de Junho de 2008 - Especificação de Gás Natural, Nacional ou Importado, a ser Comercializado em todo o Território Nacional;

PETROBRAS N-1380 - Determinação de Gás Sulfídrico e Enxofre Mercaptídico em Hidrocarbonetos Líquidos - Método Potenciométrico;

PETROBRAS N-2726 - Terminologia de Dutos;

ABNT NBR 13934 - Água - Determinação de Ferro - Método Colorimétrico da Ortofenantrolina;

ISO 6326-3 - Natural Gas - Determination of Sulfur Compounds - Part 3: Determination of Hydrogen Sulfide, Mercaptan Sulfur and Carbonyl Sulfide Sulfur by Potentiometry;

ISO 6974-3 - Natural Gas - Determination of Composition and Associated Uncertainty by Gas Chromatography - Part 3: Precision and bias - Second Edition;

ISO 15156-2 - Petroleum and Natural Gas Industries - Materials for Use in H_2S - Containing Environments in Oil and Gas Production - Part 2: Cracking-Resistant Carbon and Low-Alloy Steels, and the Use of Cast Irons;

ISO 15156-3 - Petroleum and Natural Gas Industries - Materials for Use in H_2S - Containing Environments in Oil and Gas Production - Part 3: Cracking-Resistant CRAs (Corrosion Resistant Alloys) and other Alloys;

APHA 4500-S_2 - Standard Method for the Examination of Water and Wastewater - Sulfide (A to F);

API MPMS 10.4 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 10.4 - Determination of Water and/or Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Field Procedure);

API RP 87 - Recommended Practice for Field Analysis of Crude Oil Samples Containing from Two to Fifty Percent Water by Volume;

ASTM D511 - Standard Test Methods for Calcium and Magnesium in Water;

ASTM D512 - Standard Test Methods for Chloride Ion in Water;

ASTM D1067- Standard Test Methods for Acidity or Alkalinity of Water;

ASTM D1068 - Standard Test Methods for Iron in Water;

ASTM D1142 - Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels by Measurement of Dew-Point Temperature;

ASTM D1193 - Standard Specification for Reagent Water;

ASTM D1293 - Standard Test Methods for pH of Water;

ASTM D1945 - Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography;

ASTM D1976 - Standard Test Method for Elements in Water by Inductively-Coupled Plasma Atomic Emission Spectroscopy;

ASTM D2276 - Standard Test Methods for Particulate Contaminant in Aviation Fuel by Line Sampling;

ASTM D4007 - Standard Test Methods for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method;

ASTM D4327 - Standard Test Method for Anions in Water by Suppressed Ion Chromatography;

ASTM D4913 - Standard Practice for Determining Concentration of Hydrogen Sulfide by Direct Reading, Length of Stain, Visual Chemical Detectors;

ASTM D5454 - Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels Using Electronic Moisture Analyzers;

ASTM D5504 - Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Chemiluminescence;

ASTM D6470 - Standard Test Method for Salt in Crude Oils (Potentiometric Method);

ASTM E1064- Standard Test Method for Water in Organic Liquids by Coulometric Karl Fischer Titration;

ASTM G1 - Standard Practice for Preparing, Cleaning, and Evaluating Corrosion Test Specimens;

ASTM G46 - Standard Guide for Examination and Evaluation of Pitting Corrosion;

GPA STD 2261 - Analysis of Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography;

NACE ASTM G193 - Standard Terminology and Acronyms Relating to Corrosion;

NACE SP0775 - Preparation, Installation, Analysis and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations;

NACE TM0172 - Determining Corrosive Properties of Insoluble Petroleum Product Pipeline Cargoes;

NACE TM0194 - Field Monitoring of Bacterial Growth in Oil and Gas Systems;

NACE TM0212 - Detection, Testing, and Evaluation of Microbiologically Influenced Corrosion on Internal Surfaces of Pipelines;

NORSOK M-506 - CO2 Corrosion Rate Calculation Model;

UOP 212 - Hydrogen Sulfide, Mercaptan Sulfur, and Carbonyl Sulfide in Hydrocarbon Gases by Potentiometric Titration.

3 Termos e Definições

Para os efeitos deste documento aplicam-se os termos e definições da PETROBRAS N-2726 e a NACE ASTM G193 e os seguintes.

3.1
água livre
água não emulsionada no fluído escoado

3.2
aqueduto
duto que escoa água produzida e água para injeção em reservatório

3.3
campanha
período de tempo no qual o corpo de prova (cupom) fica exposto ao meio corrosivo

3.4
cupom
corpo de prova a ser imerso no meio corrosivo e destinado à verificação do comportamento do material construtivo em relação ao meio exposto. Consegue-se isto através da avaliação qualitativa (mecanismo) e quantitativa (taxas de corrosão) do processo corrosivo que no corpo de prova vier a se estabelecer

3.5
curto prazo
prazo de até 3 meses para recomendar as ações de controle e respectivo prazo de execução

3.6
duto
designação genérica de instalação constituída por tubos ligados entre si, incluindo os componentes e complementos, destinada a coleta, ao transporte ou transferência de fluidos, entre as fronteiras de Unidades geograficamente distintas

3.7
duto de coleta
dutos responsáveis pelo transporte de fluídos do poço produtor

3.8
dutos de píer terminal
dutos que interligam píer ao terminal para carga e descarga de produtos

3.9
extensão do duto
total de trechos de duto interligados entre si e que operam de forma conjunta

3.10
gás natural não processado
gás natural não especificado para venda

3.11
gás natural processado
gás natural que, após processamento, atende à especificação da Resolução ANP Nº 16

3.12
gasoduto de injeção de gás
gasoduto responsável pelo transporte de gás natural não processado da plataforma de produção até o poço injetor de gás

3.13
gasoduto de exportação de gás ramal
gasoduto responsável pelo transporte de gás natural não processado da plataforma de produção até o gasoduto de exportação tronco

3.14
gasoduto de exportação tronco ou principal
gasoduto responsável pelo transporte de gás natural não processado enviado diretamente de uma plataforma e/ou de várias outras plataformas através dos gasodutos ramais até unidades processamento de gás natural

3.15
gasoduto de transferência
gasoduto responsável pelo transporte de gás natural não processado de uma unidade de produção para outra

3.16
gasoduto de transporte
gasoduto responsável pelo transporte de gás natural processado para venda

3.17
gráfico GPSA (“Gas Processors Suppliers Association”)
gráfico destinado ao cálculo de umidade do gás natural elaborado pela GPSA

3.18
local de monitoração
posição física no duto para instalação dos pontos de monitoração

3.19
médio prazo
prazo de até 6 meses para recomendar as ações de controle e respectivo prazo de execução

3.20
oleoduto
duto que transporta petróleo combinado ou não com água e gás

3.21
ponto de monitoração
local do duto onde se encontram aplicadas as técnicas de monitoração da corrosão

3.22
resíduo
amostra sólida coletada do duto que, após ser analisada, pode ser classificada como: produto de corrosão, incrustação ou borra

3.23
sonda corrosimétrica
sensor eletrônico a ser imerso no meio corrosivo e destinado à análise da corrosividade do meio

3.24
sonda de Polarização Linear (LPR)
sensor eletrônico a ser imerso no meio corrosivo e destinado à verificação da taxa de corrosão do elemento sensor em relação ao meio exposto através da determinação da resistência a polarização linear entre os eletrodos. Utilizadas somente em sistemas aquosos

3.25
sonda de Resistência Elétrica (ER)
sensor eletrônico a ser imerso no meio corrosivo e destinado à verificação da taxa de corrosão do elemento sensor em relação ao meio exposto através da variação da resistência elétrica

3.26
sonda galvânica
sensor eletrônico a ser imerso no meio corrosivo e destinado a avaliar o nível de oxigênio no meio aquoso através da medida da corrente galvânica entre os eletrodos (par galvânico). Utilizadas somente em sistemas aquosos

3.27
técnicas não intrusivas
metodologia baseada na utilização de dispositivos permanentes que são acoplados externamente ao duto, tubulação ou equipamento, sem a necessidade de intervenção através de conexões de acesso que são usadas para instalação das técnicas intrusivas tradicionais

3.28
WDS (“Wavelength-Dispersive X-Ray Spectroscopy)
espectroscopia de comprimento de onda dispersivo de raios-X

4 Condições Gerais

4.1 A monitoração da corrosão interna deve ser realizada por meio de análises de fluido e resíduo, levantamentos de taxa de corrosão e dados operacionais, conforme descrito na Seção 5.

4.2 Recomenda-se que todo duto possua instalações adequadas para lançamento e recebimento de “*pigs*”. **[Prática Recomendada]**

NOTA Não aplicável para dutos pier terminal.

4.3 Na injeção de produtos químicos para controle da corrosão, deve-se:

a) utilizar produto químico aprovado pela PETROBRAS, compatível com as condições operacionais e conforme Diretrizes para Utilização de Produtos Químicos Empregados no Controle da Corrosão;
b) utilizar bomba dosadora exclusiva para cada duto;
c) para dutos em operação, assegurar a remoção do resíduo antes do início do tratamento;
d) utilizar uma tomada dedicada para injeção de produtos químicos na origem do duto. No caso de escoamento nos dois sentidos, instalar tomadas na origem e no destino. Não aplicável para gasoduto de transporte de gás natural processado.

4.4 Recomenda-se automatizar o controle da injeção de inibidor de corrosão. **[Prática Recomendada]**

4.5 Para dutos píer terminal, deve-se:

a) inspecionar os trechos submarinos dos dutos não *pig*áveis para verificar as condições da parede dos dutos;
b) adotar alternativas operacionais com a finalidade de evitar a hibernação do duto com água não tratada;
c) monitorar os trechos terrestres com cupons de corrosão, sondas corrosimétricas e inspecionar periodicamente quanto à perda de espessura.

4.6 Para dutos operando com fluido contendo H_2S a probabilidade de ocorrência de trincamento sob tensão (SSC - *Sulfide Stress Cracking*) deve ser avaliada com base nas propriedades mecânicas e metalúrgicas do material de fabricação do duto e nas condições operacionais, conforme descrito na ISO 15156-2.

4.7 Deve ser utilizado banco de dados que disponibilize as informações da monitoração da corrosão para os técnicos e operadores dos dutos.

4.8 Deve-se ter uma consolidação do acompanhamento dos parâmetros monitorados. O acompanhamento deve ser elaborado em forma de parecer técnico, devendo apresentar uma conclusão clara e objetiva com relação ao potencial de corrosividade do fluido, assim como recomendações visando à mitigação do processo corrosivo. Tais recomendações devem ter sua eficácia avaliada na próxima campanha.

4.9 Para cada recomendação devem ser mencionados o respectivo responsável e o prazo de execução, para facilitar o acompanhamento da ação.

4.10 Antes da emissão final do diagnóstico, é recomendada a apresentação para discussão dos resultados e das ações geradas para os responsáveis pelo duto. **[Prática Recomendada]**

5 Parâmetros Monitorados

5.1 Características dos Fluidos

5.1.1 Os pontos de amostragem de fluido e a rotina analítica devem seguir conforme as Tabelas 1, 2, 3 e 4 e o procedimento de coleta de amostras deve seguir conforme descrito no Anexo A.

Tabela 1 - Pontos de Amostragem da Fase Líquida

Tipo de duto	Ponto de amostragem	Observação
Oleoduto	- Na origem do duto, em cada estação de bombeio e no recebedor de "*pig*"; - Provador de corrosão.	No caso de dificuldade de coleta de água livre ver procedimentos descritos no Anexo A.
Gasoduto	- Origem: dreno do vaso depurador (ver Nota); - Destino: no recebedor de "*pig*" e/ou dreno do vaso depurador ou filtro ciclone **[Prática Recomendada]**	Destino: após a chegada do "*pig*" no recebedor.
Derivados claros líquidos à pressão e temperatura ambiente, e etanol	- Origem: no tanque de transferência e a jusante do ponto de injeção de inibidor; - Destino: no recebedor de "*pig*"; - Provador de corrosão.	Fase aquosa: após a chegada do "*pig*" no recebedor. No caso de dificuldade de coleta de água livre ver procedimentos descritos no Anexo A. Derivados claros: na origem durante a transferência de cada batelada, no recebimento após 30 minutos da chegada de cada batelada e após bomba injetora de inibidor.
Aqueduto	- Na origem e destino do duto.	-
pier-terminal	- Na linha de chegada do terminal.	-

NOTA 1 Caso não seja possível correlacionar os resultados das análises das amostras coletadas na origem e no destino do duto, a amostragem é facultativa.

NOTA 2 Quando se tratar de gasoduto de injeção de gás ou gasoduto de exportação ramal não é necessário realizar a amostragem de fase líquida no destino.

Tabela 2 - Rotina Analítica da Fase Líquida

Tipo de duto	Parâmetro	Metodologia
Oleoduto e aqueduto	"Basic Sediments and Water" - BSW (ver Nota 3)	ASTM D4007 ou API MPMS 10.4 ou API RP 87
	Sulfetos totais	APHA 4500-S_2
	CO_2 (ver Notas 11 e 12)	ASTM D1945 e ISO 6974-3
	O_2 dissolvido (ver Notas 4, 6 e 9)	Anexo H
	Ferro total	ABNT NBR 13934 ou ASTM D1068 ou ASTM D1976
	Estrôncio total	ASTM D1976
	Bário total	ASTM D1976
	Magnésio e Cálcio	ASTM D1976 ou ASTM D511
	Cloretos	ASTM D4327 ou ASTM D512
	Sulfato	ASTM D4327
	Alcalinidade	ASTM D1067
	Ácidos Orgânicos	Anexo C
	Detecção e Contagem de BRS (ver Nota 1) mesófilas e termófilas (ver Notas 5, 8 e 14)	Seguir Procedimento do Centro de Pesquisas da PETROBRAS
	Detecção e Contagem de BANHT (ver Notas 2 e 14)	Seguir Procedimento do Centro de Pesquisas da PETROBRAS
	H_2S (ver Nota 10)	PETROBRAS N-1380
Píer terminal (natureza da amostra: petróleo)	H_2S	PETROBRAS N-1380
	Salinidade	ASTM D6470
	BSW	ASTM D4007
Gasoduto (natureza da amostra: condensado aquoso)	Ferro total	ABNT NBR 13934 ou ASTM D1068 ou ASTM D1976
	Alcalinidade	ASTM D1067
	Ácidos Orgânicos (ver nota 7)	Anexo C
	Cloreto	ASTM D512
	pH	ASTM D1293
	Residual de Inibidor de corrosão e/ou teste de deslocamento por cobre **[Prática Recomendada]**	Procedimento fornecido pelo fabricante. Ver Anexo A
Derivados claros líquidos à pressão e temperatura ambiente	Corrosividade ao O_2, com ou sem adição de Inibidor de Corrosão	NACE TM0172
	Partículas contaminantes em suspensão (Nota 13)	ASTM D2276

Tabela 2 - Rotina Analítica da Fase Líquida (Continuação)

NOTA 1	BRS = Bactérias Redutoras de Sulfato. O termo "Bactérias" é utilizado num sentido amplo, para se referir a todos os micro-organismos redutores de sulfato, portanto incluindo também as Arqueias Redutoras de Sulfato (ARS).
NOTA 2	BANHT = Bactérias Anaeróbicas Heterotróficas Totais. O termo "Bactérias" é utilizado num sentido amplo, para se referir a todos os micro-organismos anaeróbicos heterotróficos, portanto incluindo também as Arqueias e os Eucariotos que apresentam esse tipo de metabolismo.
NOTA 3	Em caso de armazenamento em tanques, o ensaio de BSW deve identificar a maior concentração de água durante o ciclo de bombeio. Este parâmetro não se aplica a aquedutos.
NOTA 4	A determinação de potencial redox é recomendada para complementar análise de O_2 dissolvido, quando aplicável. Neste caso, realizar a análise no momento da amostragem. **[Prática Recomendada]**
NOTA 5	Na ausência de água livre, realizar análise na fase oleosa.
NOTA 6	Determinação realizada na origem do duto. Quando ocorrer algum fato diferenciado nos dados de taxa de corrosão, fazer amostragem para determinação de O_2 dissolvido ao longo do duto.
NOTA 7	Refrigerar a amostra e determinar em laboratório.
NOTA 8	Bactérias termófilas: aplicáveis para temperatura de fluido > 45 ºC.
NOTA 9	Análise do teor de O_2 é orientada somente para produtos armazenados em tanques antes de seu bombeio ou em casos de comprovação da presença deste contaminante e recomenda-se utilizar metodologias atualizadas (Anexo H).
NOTA 10	Medir preferencialmente na fase gasosa na separação primária. Caso haja presença de H_2S analisar o risco de trincamento sob tensão conforme ISO 15156-3 ou ISO 15156-2. Este parâmetro não se aplica a aquedutos.
NOTA 11	Análise deve ser realizada na fase gasosa do separador primário.
NOTA 12	Em locais onde não haja separação primaria pode-se realizar a análise de CO_2 dissolvido na fase aquosa, para fins qualitativos.
NOTA 13	Somente para querosene de aviação e dutos onde não haja cupons instalados.
NOTA 14	Novos métodos moleculares poderão complementar as análises microbiológicas por NMP, tais como descritos nas Normas NACE TM0194 e NACE TM0212. Para tal, estas metodologias deverão ser acompanhadas de parâmetros para a respectiva classificação do potencial de corrosividade, conforme obtido pelos métodos do Procedimento elaborado pelo Centro de Pesquisas da PETROBRAS.

Tabela 3 - Pontos de Amostragem da Fase Gás

Tipo de duto	Ponto de amostragem
Gasoduto	Origem e/ou destino.
NOTA	Sugere-se que os pontos de amostragem na origem e no destino sejam a montante do lançador de "*pig*" e a montante do recebedor de "*pig*", respectivamente.

Tabela 4 - Rotina Analítica da Fase Gás

Tipo de duto	Parâmetro	Metodologia
Gasoduto (origem)	Umidade (ver Notas 1, 2 e 3)	ASTM D1142 ou ASTM D5454
	CO_2	ASTM D1945 ou ISO 6974-3 GPA STD 2261
	H_2S (ver Nota 4)	ISO 6326-3 ou ASTM D5504
Gasoduto (destino)	H_2S (ver Notas 4 e 5)	ISO 6326-3 ou ASTM D5504
	Umidade (ver Notas 1, 2 e 3)	ASTM D1142 ou ASTM D5454
	CO_2 (ver Nota 5)	ASTM D1945; ISO 6974-3 ou GPA STD 2261

NOTA 1 Em dutos que escoam gás saturado não processado que não sofreu tratamento para remoção de água, não há necessidade da medição de umidade na origem e destino. A mesma deve ser calculada (Gráfico GPSA apresentado no Anexo I), pois o gás sempre deve estar em equilíbrio e saturado na temperatura e pressão que estiver.

NOTA 2 Em dutos que escoam gás não processado que sofreu tratamento para remoção de água, deve ser utilizado o histórico da umidade na origem.

NOTA 3 Em dutos que escoam gás não processado que sofreu tratamento para remoção de água, recomenda-se que a medição de umidade também seja feita na chegada do duto (que escoa gás com tratamento) com objetivo de verificar o histórico do comportamento deste parâmetro no gás. **[Prática Recomendada]**

NOTA 4 Caso as metodologias indicadas para determinação do teor de H_2S não estejam ainda implementadas no plano de monitoração, a técnica de determinação por iodometria, segundo a UOP 212 ou pela metodologia descrita na ASTM D4913, podem ser utilizadas desde que esteja padronizada pelo laboratório responsável. Em caso de existir restrições operacionais para usar estas metodologias, identificar pontos de medição em condições adequadas e estimar através de cálculos, a exemplo de balanço de massa no caso de gasodutos que recebem produções de várias origens.

NOTA 5 A medição de CO_2 e H_2S no destino somente é aplicada para gasodutos que recebam contribuições de outros gasodutos ou na impossibilidade da medição na origem.

5.1.2 Em dutos de petróleo ou derivados, nos quais haja dificuldade de coletar a fase aquosa ou gasodutos com velocidade menor do que 2,3 m/s (7,5 ft/s) recomenda-se analisar a possibilidade de instalar dispositivos que favoreçam a separação e o acúmulo de água ("*side stream*"). **[Prática Recomendada]**

5.2 Resíduos

Os pontos de coleta de resíduo e a rotina analítica estão estabelecidos nas Tabelas 5 e 6.

Tabela 5 - Pontos de Amostragem de Resíduo

Tipo de duto	Ponto de amostragem	Observação
Gasoduto	No recebedor de "*pig*" ou no vaso depurador ciclone e filtros da chegada dos gasodutos ou filtros dos pontos de entrega.	Após a chegada do "*pig*" no recebedor
Oleoduto, aqueduto e dutos de derivados com ou sem transporte de etanol	No recebedor de "*pig*".	Após a chegada do "*pig*" no recebedor
NOTA 1 Quando houver quantidade suficiente de resíduo no provador de corrosão, este resíduo pode ser coletado para análise. **[Prática Recomendada]** NOTA 2 O procedimento de coleta de resíduo para cupom está descrito no Anexo A. NOTA 3 Quando se tratar de gasoduto de injeção de gás ou gasoduto de exportação ramal não é necessário realizar a coleta de resíduos.		

Tabela 6 - Rotina Analítica do Resíduo

Tipo de duto	Parâmetro	Metodologia
Oleoduto, gasoduto e aqueduto (ver Nota 2)	Teor de matéria inorgânica	Anexo D.
	Caracterização da matéria inorgânica	Difração de Raios-X (DRX), Fluorescência de Raios-X (FRX) conforme descrito no Anexo E.
	Detecção e contagem de bactérias sésseis (BRS e BANHT) (ver Notas 3, 4 e 6)	Seguir Procedimento do Centro de Pesquisas da PETROBRAS
	Determinação de sulfetos (ver Nota 1)	Anexo A (no campo) ou Anexo G (no laboratório)
Derivados e etanol	Teor de matéria inorgânica	Anexo D
	Caracterização da matéria inorgânica	Difração de Raios-X (DRX), Fluorescência de Raios-X (FRX) e Anexo E.
	Detecção e contagem de bactérias sésseis (BRS e BANHT) (ver Notas 3 e 6)	Seguir Procedimento do Centro de Pesquisas da PETROBRAS
NOTA 1 Deve ser realizada em caso de insuficiência de resíduos ou impossibilidade de realização de ensaios DRX e FRX. Esta determinação corresponde somente aos compostos de enxofre solubilizados por ácido. NOTA 2 Aplicável a aquedutos que transportem água de injeção e água de formação. NOTA 3 Bactérias termófilas: aplicáveis para temperatura de fluido > 45 ºC. NOTA 4 Esta análise só é aplicada para gasodutos que escoem água produzida e/ou após período de hibernação com água do mar. NOTA 5 Quando se tratar de gasoduto de injeção de gás ou gasoduto de exportação ramal não é necessário realizar a rotina analítica de resíduos. NOTA 6 Novos métodos moleculares poderão complementar as análises microbiológicas por NMP, tais como descritos nas Normas NACE TM0194 e NAC TM0212. Para tal, estas metodologias deverão ser acompanhadas de parâmetros para a respectiva classificação do potencial de corrosividade, conforme obtido pelos métodos do Procedimento elaborado pelo Centro de Pesquisas da PETROBRAS.		

5.3 Taxa de Corrosão

5.3.1 A determinação da taxa de corrosão deve ser feita por uma das alternativas abaixo:

a) técnicas de monitoração da corrosão intrusivas. As técnicas intrusivas são o cupom de perda de massa (conforme NACE SP0775 e Anexo B desta Norma) e a sonda de resistência elétrica (conforme Anexo B desta Norma);
b) técnicas de monitoração da corrosão não intrusivas. Essas técnicas devem ser aprovadas pela Petrobras e são aquelas consolidadas, disponíveis no mercado e aplicáveis às condições operacionais e ao projeto do duto (Anexo K).

NOTA Para auxiliar na definição de quais técnicas devem ser instaladas deve ser feita uma análise com o formulário de avaliação de corrosividade conjugada à consequência da falha do duto por corrosão interna do Anexo J. A análise do Anexo J deve ser realizada sempre que houver alteração de um dos parâmetros de corrosividade constantes da planilha ou ocorrerem modificações operacionais no duto.

5.3.2 Para cada local de monitoração recomenda-se a instalação de, no mínimo, duas tomadas de acesso, uma para cupom e outra para sonda corrosimétrica, defasadas de, no mínimo, 500 mm.

5.3.3 Para dutos submarinos deve haver um ponto de monitoração nas extremidades conectadas a instalações de superfície (*offshore* ou *onshore*).

NOTA Para dutos submarinos onde houver ponto de monitoração em apenas uma de suas extremidades, recomenda-se a adoção de um ponto de monitoração submarino preferencialmente próximo à outra extremidade. **[Prática Recomendada]**

5.3.4 Para dutos terrestres a quantidade mínima de locais de monitoração deve ser conforme as Tabelas 7 a 9.

Tabela 7 - Número Mínimo de Locais de Monitoração em Função da Extensão do Duto - Petróleo

Extensão do duto (L) em km	Número mínimo de locais de monitoração (n)
L ≤ 5	0 (ver Notas 1 e 2)
5 < L ≤ 50	1
50 < L ≤ 100	2
100 < L ≤200	3
L > 200	4
NOTA 1 Para oleodutos com BSW maior que 1 % e perda de espessura acima de 20 % para uma campanha de "*pig*" de 5 anos, o número mínimo de locais de monitoração é 1.	
NOTA 2 Quando o duto for não pigável e com extensão menor que 5 km, o número mínimo de locais de monitoração é 1.	

Tabela 8 - Número Mínimo de Locais de Monitoração em Função da Extensão do Duto - Gás

Extensão do duto (L) em km	Número mínimo de locais de monitoração (n) para gás processado	Número mínimo de locais de monitoração (n) para gás não processado
L ≤ 10	0 (ver Nota 1)	1
10 < L ≤ 50	1	2
50 < L ≤ 100	1	3
100 < L ≤ 200	2	3
L > 200	2	4
NOTA 1 Quando o duto for não pigável e com extensão menor que 10 km o número mínimo de locais de monitoração é 1.		

Tabela 9 - Número Mínimo de Locais de Monitoração em Função da Extensão do Duto - Derivados de Petróleo e Etanol

Extensão do duto (L) em km	Número mínimo de locais de monitoração (n)
L ≤ 5	0 (ver Nota 1)
5 < L ≤ 50	1
50 < L ≤ 200	2
L > 200	3
NOTA 1 Esta Norma não se aplica a tubulações e dutos de transferências de produtos derivados de petróleo entre Unidades da PETROBRAS e Unidades geograficamente distintas com comprimento menor ou igual a 5 km. NOTA 2 Em casos de dutos exclusivos para transporte de GLP, devido a riscos operacionais, o quantitativo de locais de monitoração por técnica intrusiva é 0 (zero).	

5.3.5 A definição dos locais de monitoração deve ser decidida pelo profissional responsável em função dos critérios estabelecidos nas Tabelas 10, 11 e 12.

Tabela 10 - Critérios para Definição dos Locais de Monitoração em Oleoduto

Tipo	Critério
Terrestre	a) trecho horizontal na geratriz inferior (posição 6 horas), segundo a ordem de prioridade abaixo: — trecho onde já existiu falha por corrosão interna; — região de maior perda de espessura por corrosão interna; — região sujeita a separação e/ou estagnação de água; — a jusante de pontos de injeção de inibidores de corrosão; — a jusante da entrada de produtos; b) em relação aos locais de monitoração de pontos baixos recomenda-se adotar os critérios definidos na NACE SP0775; c) recomenda-se utilizar simulador de escoamento para determinar pontos de acúmulo de água. **[Prática Recomendada]**
Submarino	a) trecho horizontal na geratriz inferior (posição 6 horas); b) preferencialmente a jusante do lançador de "*pig*" e a montante do recebedor de "*pig*" com a distância de vinte vezes o diâmetro interno do duto após curvas, válvulas, pontos de injeção de produtos químicos e acessórios em geral.

Tabela 11 - Critérios para Definição dos Locais de Monitoração em Gasoduto

Tipo	Critério
Terrestre	a) para gás não processado, deve-se instalar provador de corrosão na geratriz inferior (posição 6 horas) e, opcionalmente, na geratriz superior (posição 12 horas) (ver Nota); b) para gás processado, deve-se instalar provador de corrosão na geratriz inferior (posição 6 horas); c) deve-se instalar provador de corrosão previstos em a) e b), segundo a ordem de prioridade abaixo, quando aplicável: — trecho onde já existiu falha por corrosão interna; — região de maior perda de espessura por corrosão interna; — região sujeita a separação e/ou estagnação de água; — após a travessia de rios e lagos; — geratriz superior de dutos sujeitos a condensação indicada por simulador de escoamento; — a jusante de pontos de injeção de inibidores de corrosão; — a jusante da entrada de produtos; d) em relação aos locais de monitoração de pontos baixos recomenda-se adotar os critérios definidos na NACE SP0775; e) recomenda-se utilizar simulador de escoamento para determinar pontos de acúmulo de água. **[Prática Recomendada]**
Submarino	a) origem e destino: linha principal em trecho horizontal com provador de corrosão na geratriz inferior (posição 6 horas) e, opcionalmente, na geratriz superior (posição 12 horas) (ver Nota); b) a jusante de pontos de injeção de inibidores de corrosão; c) preferencialmente a jusante do lançador de "*pig*" e a montante do recebedor de "*pig*" com a distância de vinte vezes o diâmetro interno do duto após curvas, válvulas, pontos de injeção de produtos químicos e acessórios em geral.
NOTA A instalação do provador de corrosão na geratriz superior somente deve ser considerada caso seja comprovado o fenômeno de corrosão de topo.	

Tabela 12 - Critérios para Definição dos Locais de Monitoração em Dutos de Derivados de Petróleo e Etanol

Critério
a) deve-se instalar tomadas, segundo a ordem de prioridade abaixo: — trecho onde já existiu falha por corrosão interna; — região de maior perda de espessura por corrosão interna indicado pelo "*pig*" instrumentado; — região sujeita a separação e/ou estagnação de água; — após a travessia de rios e lagos; — a jusante do ponto de injeção de inibidor de corrosão; b) em relação aos locais de monitoração de pontos baixos, recomenda-se adotar os critérios definidos na NACE SP0775; **[Prática Recomendada]** c) recomenda-se utilizar simulador de escoamento para determinar pontos de acúmulo de água. **[Prática Recomendada]**

5.3.6 Para dutos submarinos novos, recomenda-se avaliar a necessidade da instalação de dispositivo submarino de monitoração da corrosão interna. **[Prática Recomendada]**

5.3.7 Os provadores de corrosão localizados em trechos de passagem de "*pig*s" devem ser do tipo tangencial.

5.4 Dados Operacionais

As seguintes variáveis devem ser monitoradas: temperatura, pressão, vazão, regime e padrão de escoamento.

6 Classificação do Potencial de Corrosividade

6.1 Considerações Gerais

6.1.1 O potencial de corrosividade dos fluidos, definidos em 6.2.1, 6.2.2, 6.2.3, 6.2.4 ou 6.2.5 deve ser classificado como:

a) baixo;
b) moderado;
c) severo.

6.1.2 Para a classificação do potencial de corrosividade, deve-se adotar o resultado mais crítico obtido nos itens 6.2.1, 6.2.2, 6.2.3, 6.2.4 ou 6.2.5.

6.1.3 O potencial de corrosividade deve ser avaliado permanentemente em função dos resultados de monitoração.

6.2 Critérios de Classificação do Potencial de Corrosividade

6.2.1 Taxa de Corrosão por Cupom de Perda de Massa e Sonda de Resistência Elétrica

6.2.1.1 O procedimento de preparo, limpeza, preservação e manuseio do cupom está descrito na ASTM G1.

6.2.1.2 A classificação do potencial de corrosividade determinado por cupom de perda de massa ou sonda de resistência elétrica deve ser conforme Tabela 13

Tabela 13 - Potencial de Corrosividade em Função da Taxa de Corrosão

Potencial de corrosividade	Taxa uniforme (cupom / sonda) (mm/ano)	Taxa de pites (cupom) (mm/ano) (ver Nota)
Baixo	< 0,05	< 0,13
Moderado	0,05 a 0,2	0,13 a 0,3
Severo	> 0,2	> 0,3
NOTA Recomenda-se que a avaliação de potencial de corrosividade em função da taxa de pites seja realizada conforme a ASTM G46. Este valor deve ser determinado apenas como referência, não devendo ser considerado para classificação do potencial de corrosividade do duto **[Prática Recomendada]**		

6.2.1.3 O potencial de corrosividade deve ser classificado como baixo ou moderado, por cupom de perda de massa, se este potencial for confirmado em três campanhas sucessivas ou pela concordância da taxa de corrosão do cupom de perda de massa com a indicada pela sonda de resistência elétrica, em duas campanhas sucessivas. Caso só existam dados de taxa de corrosão obtidos com sonda de resistência elétrica, o potencial de corrosividade deve ser classificado como baixo ou moderado se este se mantiver nessa classificação por um período de 2 meses consecutivos.

6.2.1.4 O potencial de corrosividade deve ser classificado como severo quando ocorrer alguma das seguintes situações:

a) a sonda de resistência elétrica se mantiver na classificação severa por um período de 1 mês;
b) em período inferior a 30 dias, houver consumo total da sonda de resistência elétrica e o potencial de corrosividade do cupom de perda de massa for classificado como severo;
c) o cupom de perda de massa apresentar taxa de corrosão severa em pelo menos duas campanhas sucessivas, independente do resultado da sonda.

6.2.1.5 As alterações de classificação do potencial de corrosividade por cupom de perda de massa devem atender aos requisitos dos itens 6.2.1.3 e 6.2.1.4.

6.2.1.6 Os cenários não enquadrados nos itens 6.2.1.3, 6.2.1.4 e 6.2.1.5 devem ser avaliados e classificados pelo profissional responsável pela monitoração da corrosão interna.

6.2.2 Potencial de Corrosividade por Técnica Não Intrusiva

6.2.2.1 Esse critério considera como fator de alerta o consumo da sobre-espessura de corrosão antes do término da vida útil da tubulação, em vez de empregar como parâmetro a espessura mínima, como é feito pela Inspeção no cálculo de vida remanescente (VR). Assim, a classificação do potencial de corrosividade aplicada aos resultados obtidos a partir da monitoração da corrosão empregando-se técnicas não-intrusivas deverá atender aos seguintes parâmetros descritos na Tabela 14.

Tabela 14 - Critério da Sobre-espessura de Corrosão

Parâmetros	Potencial de corrosividade
$VS \geq VU$	Baixo
$VS \geq \frac{2}{3}\, VU$	Moderado
$VS < \frac{2}{3}\, VU$	Severo

Sendo que:

VU é a vida útil do equipamento (anos);
VS é definido como o quociente entre a sobre-espessura (mm) e a taxa de corrosão estimada por métodos não intrusivos (mm/ano).

$$VS = \frac{t_atual - (t_atual - SE)}{TC} = \frac{SE}{TC}$$

SE é a sobre-espessura de corrosão do duto (mm)
TC é a taxa de corrosão (mm/ano)

$$TC = \frac{t_anterior - t_atual}{C}$$

t_atual é a espessura atual medida pela técnica não intrusiva (mm)
t_anterior é a espessura anterior medida pela técnica não intrusiva (mm)
C é o tempo entre a medida anterior e a medida atual (anos)

6.2.2.2 Para os casos onde a sobre-espessura de corrosão já foi completamente consumida pela corrosão ou dutos que não possuem sobre-espessura na concepção do projeto, o critério sugerido é similar ao critério utilizado para cálculo de vida remanescente, utilizando a espessura mínima (t_mín) de projeto como parâmetro. Além disso, foi adicionado um fator de conservadorismo devido ao caráter preventivo que a monitoração da corrosão possui. Sendo assim, a partir da taxa de corrosão (TC) obtida pela técnica não intrusiva e a espessura atual (t_atual) do duto, é possível calcular a vida remanescente, segundo a equação abaixo, onde a espessura deve ser expressa em mm, a taxa de corrosão em mm/ano e a vida remanescente em anos:

$$VR = \frac{t_atual - t_min}{TC}$$

Sendo que:

VR é a vida remanescente do equipamento (anos);
TC é a Taxa de corrosão (mm/ano)
t_atual é a espessura atual medida pela técnica não intrusiva (mm)
t_mín é a espessura mínima de projeto do duto (mm)

6.2.2.3 Para a determinação da severidade da corrosão, a vida remanescente é comparada com o tempo de operação restante do duto definido pela unidade. Este tempo é denominado estimativa de vida (EV) da tubulação / duto. Esta classificação é feita de acordo com a Tabela 15.

Tabela 15 - Critério da Espessura Crítica de Projeto

Parâmetros	Potencial de corrosividade
VR >= 1,5 EV	Baixo
1,5 EV > VR >= EV	Moderado
VR < EV	Severo

6.2.2.4 De maneira análoga ao critério anterior, este critério será função da espessura crítica de projeto e da estimativa de vida do projeto, além da taxa de corrosão (espessura) medida.

6.2.3 Inspeção com "*Pig*" Instrumentado

6.2.3.1 A classificação do potencial de corrosividade através de "*pig*" instrumentado pode ser efetuada em complementação às informações obtidas pela demais metodologias citadas nesta seção. O potencial de corrosividade deve então ser determinado pelo profissional responsável pela monitoração da corrosão interna do duto juntamente com o profissional responsável pela integridade e avaliação dos resultados das inspeções com "*pig*" instrumentado, em função da evidência de evolução nas perdas de espessura por corrosão interna, nesta(s) inspeção(ões). **[Prática Recomendada]**

6.2.3.2 Como referência, a Tabela 16 pode ser utilizada, condicionado à classificação da corrosividade a um entendimento entre os dois profissionais citado acima:

Tabela 16 - Classificação do Potencial de Corrosividade em Função da Passagem de "*Pig*" Instrumentado

% de perda de espessura entre duas corridas de "*pig*" instrumentado	Classificação do potencial de corrosividade
< 20 %	Baixo
Entre 20 % e 40 %	Moderado
Acima de 40 %	Severo

6.2.3.3 A partir da implementação de outras técnicas de monitoração, os dados gerados pelas inspeções com "*pig*" instrumentado podem ser utilizados como informações complementares para a determinação do potencial de corrosividade do duto a ser realizada com base nestas outras técnicas. **[Prática Recomendada]**

6.2.4 Histórico de Falha do Duto

6.2.4.1 A Tabela 17 apresenta a classificação do potencial de corrosividade de dutos em função de seu histórico de falha por corrosão interna.

Tabela 17 - Potencial de Corrosividade em Função do Histórico de Falha por Corrosão Interna

Potencial de corrosividade	Histórico de falha
Baixo	Sem histórico de falha por corrosão interna ou se a falha por corrosão ocorreu há mais de 10 anos, porém a causa foi eliminada.
Moderado	Se o duto tiver histórico de falha por corrosão interna entre 5 anos a 10 anos dos seus últimos anos de operação, mesmo que as causas de corrosão tenham sido eliminadas.
Severo	Se o duto tiver histórico de falha por corrosão interna nos últimos 5 anos ou com mais de 5 anos, porém com as causas de corrosão não eliminadas.

6.2.4.2 A partir da implementação das técnicas de monitoração ou da disponibilização de resultados de avaliação por *pig* instrumentado, a classificação por histórico de falha deve ser descartada.

6.2.5 Análise de Fluidos e Resíduos

6.2.5.1 O potencial de corrosividade de fluido e resíduo é classificado associando pelo menos uma das condições abaixo a um ou mais parâmetros da Tabela 18:

a) presença de água livre;
b) vazão de petróleo e derivados menor que a vazão de arraste de água (ver Anexo F);
c) gás úmido com teor de água acima de 4 libra/milhão pé cúbico padrão de gás (Nota 2).

NOTA 1 Teste de estabilidade de emulsão pode ser usado em substituição aos itens a e b, desde que o escoamento seja contínuo.
NOTA 2 Verificar se as condições operacionais permitem a condensação de água.
NOTA 3 Para dutos que transportam gás natural processado, o potencial de corrosividade deve ser classificado diretamente conforme Tabela 18.
NOTA 4 Se nenhum dos três parâmetros acima for atendido, o potencial de corrosividade pode ser considerado baixo.

Tabela 18 - Classificação do Potencial através de Análises de Fluido e Resíduo

Parâmetros	Potencial de corrosividade		
	Severo	Moderado	Baixo
Teor de oxigênio dissolvido	> 50 ppb	20 ppb < O_2 < 50 ppb	≤ 20 ppb
pH simulado (ver Nota 4)	< 5,6	5,6 - 6,9	7,0 - 12,0
Pressão parcial de H_2S no gás (ver Nota 1)	pH_2S > 0,75 psia	0,01 psia < pH_2S < 0,75 psia	pH_2S < 0,01 psia
Pressão parcial de CO_2 para T < 60 °C	pCO_2 > 15 psia, independente da V	4 psi < pCO_2 < 15 psia, V < 5 m/s	pCO_2 < 4 psia, V < 5 m/s
	4 psia < pCO_2 < 15 psia, e V > 5 m/s	pCO_2 < 4 psia 5 m/s < V < 10 m/s	-
Bactérias em resíduo ou cupom de corrosão (NMP/g ou cm^2) (ver Notas 2 e 3)	BRS ≥ 10^5 BANHT ≥ 10^7 ou Tempo de crescimento: 1 a 6 dias	BRS < 10^5 BANHT < 10^7 ou Tempo de crescimento: 7 a 14 dias	BRS < 10^5 BANHT < 10^7 ou Tempo de crescimento: > 14 dias
Corrosividade de derivados (ver Notas 6 e 7)	Classificação D e E	Classificação B e C	Classificação A, B^{++} e B^{+}

NOTA 1 Consultar a ISO 15156-2 para definir riscos de trincamento.

NOTA 2 As análises de bactérias planctônicas (NMP/mL) não classificam o potencial de corrosividade, sendo indicativas da presença de micro-organismos.

NOTA 3 Caso os tempos de crescimento descritos nas colunas moderada e baixa desta Tabela sejam inferiores aos citados, ou as concentrações superiores às citadas, o potencial de corrosividade deve ser reclassificado para um nível de maior severidade.

NOTA 4 Devido à complexidade e a interação dos processos corrosivos pode-se utilizar programas computacionais (simuladores) para auxiliar na classificação do potencial de corrosividade do fluido, por exemplo, o [1)]"HYDROCOR"® o [2)]"NORSOK"® da norma NORSOK M-506 ou [3)]PETROCORR que consideram inter-relações não previstas no item 6.2.4. Estes simuladores devem ser empregados na obtenção do pH.

NOTA 5 As demais análises químicas de fluidos e resíduos (Tabelas 2 e 6), não contempladas na classificação do potencial de corrosividade (Tabela 18), complementam a identificação do mecanismo de corrosividade.

NOTA 6 Amostragem imediatamente após o ponto de injeção de inibidor de corrosão.

NOTA 7 Classificação de área corroída de "A" até "E" segundo a NACE TM0172.

6.2.5.2 Caso seja adotada a injeção de inibidor de corrosão, o potencial de corrosividade severo ou moderado definido conforme Tabela 18, deve ser classificado com base nas medidas de taxa de corrosão e/ou concentração de bactérias.

[1] "Hydrocor"® é o nome comercial do programa computacional para auxiliar na classificação do potencial de corrosividade do fluido desenvolvido pela SHELL Global Solution. Esta informação é dada para facilitar aos usuários desta Norma e não constituí um endosso por parte da PETROBRAS ao produto citado.

[2] "Norsok"® é o nome comercial do programa computacional para auxiliar na classificação do potencial de corrosividade do fluido desenvolvido pela NORSOK Norwegian Standard. Esta informação é dada para facilitar aos usuários desta Norma e não constituí um endosso por parte da PETROBRAS ao produto citado.

[3] PETROCORR é um programa computacional desenvolvido pela PETROBRAS.

7 Periodicidade de Aquisição de Dados e Coleta de Fluidos e Resíduos

Considerando o início de operação de um duto, nas duas primeiras avaliações do potencial de corrosividade, deve-se adotar as periodicidades indicadas na Tabela 19.

Tabela 19 - Periodicidade de Aquisição de Dados e Coleta de Fluidos e Resíduos

Parâmetro de monitoração	Periodicidade
Coleta de fluido	90 dias
Resíduo	90 dias
Cupom de perda de massa	120 dias
Sonda corrosimétrica	6 horas
Técnicas não intrusivas	Diário
Variáveis de processo	Diário

7.1 Dados Operacionais e de Processo

Recomenda-se que a aquisição dos dados operacionais (temperatura, pressão e vazão) seja realizada em tempo real. **[Prática Recomendada]**

7.2 Dados de Caracterização Química do Produto

7.2.1 Para dutos de transporte de derivados de petróleo e etanol, recomenda-se que seja feita a caracterização química do produto a cada batelada escoada. **[Prática Recomendada]**

7.2.2 No caso de gasodutos, a periodicidade de caracterização química do gás deve ser em função do principal agente corrosivo presente, conforme Tabela 20.

Tabela 20 - Periodicidade de Caracterização Química do Gás em Função do Principal Agente Corrosivo

Agente corrosivo	Periodicidade
CO_2	Semestral
H_2S	Anual, quando não houver histórico de presença de H_2S; semestral, quando o histórico de presença de H_2S for menor que 20 ppmv (28,8 mg/Nm^3); acima de 20 ppmv deve ser avaliada a frequência em função da pressão parcial (psia) com o objetivo de evitar o trincamento sob tensão por sulfeto.
Umidade	Análise diária para gás processado e gás não processado desidratado (ver Notas 1 e 2)
NOTA 1 A umidade do gás não processado pode ser determinada diretamente pelo gráfico de GPSA ou através da monitoração do TEG pobre conforme a ASTM E1064. **[Prática Recomendada]**	
NOTA 2 Para gasodutos não *pig*áveis, a umidade do gás deve ser monitorada por uma técnica de medição direta.	

7.3 Dados de Coleta de Fluidos Aquosos, Resíduos e Cupons de Corrosão

A periodicidade de amostragem dos fluidos, resíduos e retirada dos cupons de corrosão está apresentada na Tabela 21.

Tabela 21 - Periodicidade de Coleta do Fluido Aquoso e Resíduo e Retirada dos Cupons de Corrosão

Potencial de corrosividade		Severo	Moderado	Baixo
Periodicidade	Fluido e resíduo	3 meses	6 meses	6 meses
	Cupom	4 meses	4 meses	4 meses
NOTA 1 O tempo de exposição do cupom ao meio pode ser ajustado em até 12 meses, em função do histórico de baixa corrosividade e ausência de contaminantes. NOTA 2 O tempo mínimo de exposição dos cupons de perda de massa deve ser de 30 dias.				

7.4 Sonda de Resistência Elétrica

7.4.1 O intervalo de aquisição de dados da sonda de resistência elétrica deve ser, no máximo, de 6 horas.

7.4.2 A periodicidade de coleta de dados da sonda de resistência elétrica está apresentada na Tabela 22.

Tabela 22 - Periodicidade de Coleta de Dados da Sonda de Resistência Elétrica

Potencial de corrosividade	Severo	Moderado	Baixo
Periodicidade	4 meses	4 meses	4 meses
NOTA O tempo de coleta de dados pode ser ajustado em até 12 meses, em função do histórico de baixa corrosividade e ausência de contaminantes.			

7.4.3 Recomenda-se a transmissão automatizada dos dados para o sistema supervisório da unidade. **[Prática Recomendada]**

7.4.4 No caso em que se observe a passivação do elemento sensor, recomenda-se a retirada da sonda para limpeza da superfície com álcool isopropílico e escova com cerdas de náilon. **[Prática Recomendada]**

7.5 Técnica Não Intrusiva

7.5.1 O intervalo de aquisição de dados das técnicas não intrusivas deve ser, no máximo, de 24 horas.

7.5.2 A periodicidade de coleta de dados das técnicas não intrusivas está apresentada na Tabela 23.

Tabela 23 - Periodicidade de Coleta de Dados das Técnicas Não Intrusivas

Potencial de corrosividade	Severo	Moderado	Baixo
Periodicidade	4 meses	4 meses	4 meses
NOTA O tempo de coleta de dados pode ser ajustado em até 12 meses, em função do histórico de baixa corrosividade e ausência de contaminantes.			

7.5.3 Recomenda-se a transmissão automatizada dos dados para o sistema supervisório da unidade. **[Prática Recomendada]**

8 Medidas de Controle do Processo Corrosivo

O profissional responsável pela monitoração da corrosão interna do duto deve avaliar as ações mitigadoras implementadas, adequando-as, se necessário, à redução do potencial de corrosividade do duto.

8.1 Em Função do Potencial de Corrosividade

8.1.1 Classificação Severo

Recomenda-se que quando o potencial de corrosividade do fluido for severo, de acordo com um dos critérios do 6.2, as ações descritas na Tabela 24 sejam deflagradas. **[Prática Recomendada]**

NOTA As ações descritas na Tabela 24 não estão apresentadas em ordem de prioridade.

Tabela 24 - Ações Quando o Potencial de Corrosividade for Severo

Ação	Observação
Identificar as causas fundamentais do processo corrosivo.	-
Em caso de fluxo intermitente, efetuar a passagem de "*pig*" para a remoção de líquido a cada início de operação. (ver Nota 1)	Adequar a periodicidade de passagem em função da redução da taxa de corrosão.
Estudar a possibilidade de aumentar a vazão de forma a ser superior à velocidade de arraste, exceto para gasodutos.	Anexo F.
Efetuar a passagem de "*pig*" para arraste de líquidos em oleodutos (petróleo e derivados) que operam em regime laminar e para os gasodutos que escoem com padrão de escoamento bifásico do tipo estratificado ou intermitente (golfadas ou plugues) que possibilitem acúmulo de condensado aquoso ao longo do duto (ver Notas 1, 2, 3 e 4).	Periodicidade: quinzenal.
Efetuar passagem de "*pig*" para remoção de sólido (ver Notas 1 e 5).	Periodicidade: mensal.
Incluir, quando viável, um ponto de monitoração da corrosão no local com maior perda de espessura indicado por uma inspeção.	-
Seguir as orientações de curto e médio prazo do 8.2.	-
NOTA 1 Não aplicável para dutos não *pig*áveis, neste caso a unidade deve elaborar e executar um plano de ação específico para mitigar o processo de corrosão severo, com um prazo de 6 meses para elaboração do plano e de mais 6 meses para avalição dos resultados. NOTA 2 A avaliação do padrão de escoamento em gasodutos deve ser realizada através de simulador de escoamento. NOTA 3 Não aplicável para oleodutos que escoam predominantemente água livre. NOTA 4 O profissional responsável pela monitoração da corrosão interna do duto pode alterar a periodicidade de passagens de "*pig*" em função de avaliação de parâmetros, tais como: padrão de escoamento, histórico de passagens de "*pig*", histórico de resultado de medição de umidade, em função do tratamento químico. NOTA 5 Caso o agente corrosivo esteja associado a bactérias, a periodicidade de passagem de "*pig*" pode ser alterada para quinzenal. **[Prática Recomendada]**	

8.1.2 Classificação Moderado

Recomendam-se as ações a seguir quando o potencial de corrosividade for moderado: **[Prática Recomendada]**

a) identificar as causas fundamentais do processo corrosivo;
b) efetuar passagem de "*pig*", mensalmente, para oleodutos (petróleo e derivados) que operam em regime laminar e quinzenalmente para os gasodutos que escoem com padrão de escoamento bifásico do tipo estratificado ou intermitente (golfadas ou plugues) que possibilitem acúmulo de condensado aquoso ao longo do duto, caso não haja tratamento químico para inibição de corrosão;
c) passar "*pig*" com intervalo trimestral para remoção de resíduos sólidos;
d) seguir as orientações de médio prazo descritas nas Tabelas 25, 26 e 27 do 8.2.

NOTA 1 As ações descritas em b) e c) não se aplicam para dutos não *pig*áveis, neste caso a unidade deve elaborar e executar um plano de ação específico para mitigar o processo de corrosão moderado, com um prazo de 12 meses para elaboração do plano e de mais 12 meses para avalição dos resultados.
NOTA 2 As ações descritas em b) não se aplica para oleodutos que escoam predominantemente água livre.
NOTA 3 O profissional responsável pela monitoração da corrosão interna do duto pode alterar a periodicidade de passagens de "*pig*" de limpeza/arraste de água.

8.1.3 Classificação Baixo

Recomendam-se as ações a seguir quando o potencial de corrosividade for baixo: **[Prática Recomendada]**

a) identificar as causas fundamentais do processo corrosivo;
b) efetuar passagem de "*pig*", bimestralmente, para os oleodutos (petróleo e derivados) que operam em regime laminar e mensalmente para os gasodutos que escoem com padrão de escoamento bifásico do tipo estratificado ou intermitente (golfadas ou plugues) que possibilitem acúmulo de condensado aquoso ao longo do duto;
c) passar "*pig*" com intervalo semestral para remoção de resíduos sólidos.

NOTA 1 As ações descritas no b) e c) não se aplicam para dutos não *pig*áveis.
NOTA 2 As ações descritas no b) não se aplica para oleodutos que escoam predominantemente água.
NOTA 3 Para dutos de transporte exclusivo de ETANOL a frequência de passagem de "*pig*" deve ser de 12 meses.
NOTA 4 O profissional responsável pela monitoração da corrosão interna do duto pode alterar a periodicidade de passagens de "*pig*" de limpeza/arraste de água.

8.2 Em Função do Tipo de Duto e Causa Fundamental

8.2.1 As Tabelas 25, 26, 27 e 28 indicam as ações de controle, recomendadas em 8.1 desta Norma, em função da(s) causa(s) fundamental(ais) da corrosão interna. De forma geral, as ações de curto prazo estão em ordem de menor impacto na operação.

Tabela 25 - Ações de Controle para Oleodutos

Causa fundamental			Controle		Observação (para ações de curto prazo)
			Curto prazo	Médio prazo	
CO_2			1º - Evitar a intermitência do escoamento	Realizar estudo para definir o método de controle a ser adotado.	Esta ação deve ser feita no caso do fluxo ser mantido laminar, mesmo após redução do BSW e/ou bombeio intermitente. Quando houver contaminação por oxigênio, o inibidor selecionado deve ser compatível com o teor deste contaminante.
			2º - Injetar inibidor de corrosão conforme Diretrizes para Utilização de Produtos Químicos Empregados no Controle da Corrosão		
H_2S	Verificar se é originado no duto	Sim:	Adotar as mesmas ações indicadas para bactérias	Realizar estudo para definir o método de controle a ser adotado.	-
		Não:	Adotar as mesmas ações indicadas para o CO_2		
O_2			1º - Impedir sua entrada no sistema	Realizar estudo para definir o método de controle a ser adotado.	Verificar a selagem de vasos, bombas, compressores e outros pontos passíveis de entrada de O_2.
			2º - Injetar sequestrante de O_2		Avaliar previamente a eficiência do sequestrante e sua compatibilidade com os ânions e cátions presentes.
Bactérias			1º - Aumentar a velocidade de escoamento (ver Nota)	Realizar estudo para definir o método de controle a ser adotado.	Avaliar a eficiência da ação em função da inibição da atividade das bactérias.
			2º - Aumentar a frequência de passagem de "*pig*" raspador		
			3º - Injetar biocida e/ou dispersante		
NOTA Quando possível, adotar como velocidade de escoamento mínima de 1 m/s e evitar regime transiente.					

Tabela 26 - Ações de Controle para Aquedutos

Causa fundamental	Controle		Observação (para ações de curto prazo)
	Curto prazo	Médio prazo	
H_2S	Adotar as mesmas ações indicadas para bactérias	Realizar estudo para definir o método de controle a ser adotado.	-
O_2	1º - Impedir sua entrada no sistema	Realizar estudo para definir o método de controle a ser adotado.	Verificar a selagem de vasos, bombas, compressores e outros pontos passíveis de entrada de O_2.
	2º - Injetar sequestrante de O_2		Avaliar previamente a eficiência do sequestrante e sua compatibilidade com os ânions e cátions presentes.
Bactérias	1º - Aumentar a velocidade de escoamento (ver Nota)	Realizar estudo para definir o método de controle a ser adotado.	Avaliar a eficiência da ação em função da inibição da atividade das bactérias.
	2º - Aumentar a frequência de passagem de "*pig*" raspador		
	3º - Injetar biocida e/ou dispersante		
NOTA Quando possível, adotar como velocidade de escoamento mínima de 1 m/s e evitar regime transiente.			

Tabela 27 - Ações de Controle para Gasodutos

Causa fundamental	Controle		Observação (para ações de curto prazo)
	Curto prazo	Médio prazo	
CO_2 e/ou H_2S	1º - Isolar a fonte geradora de H_2S em casos de risco de trincamento sob tensão. 2º - Injetar sequestrante de H_2S e/ou inibidor de corrosão conforme Diretrizes para Utilização de Produtos Químicos Empregados no Controle da Corrosão.	Realizar estudo para definir o método de controle a ser adotado: injeção de inibidor, remoção de contaminantes (CO_2 e/ou H_2S).	-
O_2	1º - Eliminar as causas da entrada 2º - Interromper a operação do gasoduto, condicionando o seu retorno à eliminação da contaminação do O_2.	Realizar estudo para definir o método de controle a ser adotado.	Verificar a selagem de vasos, bombas e compressores, pois algumas fontes de contaminação por O_2 são decorrentes desta má vedação.
Umidade	1º - Eliminar as causas da não remoção da umidade. 2º - Interromper a operação do gasoduto, condicionando o seu retorno à eliminação da contaminação de umidade. (ver Nota 2)	Realizar estudo para redefinir o método de controle a ser adotado.	-
Bactérias	Aumentar a frequência de passagem de "*pig*" raspador.	Realizar estudo para definir o método de controle a ser adotado: injetar biocida.	Avaliar a eficiência da ação em função da inibição da atividade das bactérias.
NOTA 1 Para gasodutos com injeção de inibidor de corrosão fílmico, recomenda-se a realização do teste de deslocamento do cobre conforme A.7.2 do Anexo A. **[Prática Recomendada]** NOTA 2 A determinação da interrupção da operação do gasoduto deve ser sustentada por uma análise de risco.			

Tabela 28 - Ações de Controle para Dutos de Derivados de Petróleo e Etanol

Causa fundamental	Controle		Observação (para ações de curto prazo)
	Curto prazo	Médio prazo	
O_2	1º - Evitar a intermitência do escoamento.	Realizar estudo de métodos para melhorar a remoção de água e/ou selecionar outros inibidores de corrosão.	Esta ação deve ser feita no caso do fluxo ser mantido laminar, mesmo após redução do teor de água e/ou bombeio intermitente.
	2º - Injetar inibidor de corrosão conforme Diretrizes para Utilização de Produtos Químicos Empregados no Controle da Corrosão.		Todos os inibidores de corrosão devem ser qualificados previamente.

8.2.2 A Tabela 29 e 30 apresentam os critérios que devem ser utilizados para a identificação da(s) causa(s) fundamental(ais) da corrosão interna de oleodutos e aquedutos.

Tabela 29 - Critérios para a Identificação da Causa Fundamental da Corrosão Interna de Oleodutos

Parâmetros	Causa fundamental da corrosão (ver Nota 5)			
	Microbiana	**CO_2**	**H_2S**	**O_2**
pH simulado	4,0 a 10,0	< 7,0	> 6,2	> 7,0
O_2 (ppb)	< 20	< 20	< 20	> 20
Eh $_{redox}$ (mV) (ver Nota 3)	< - 100	> - 100	< - 200 (sem O_2); > - 100 (com O_2)	Positivo
H_2S e CO_2	Presente	pCO_2 > 4 psia	pCO_2 / pH_2S < 20	Ausente
Teor de H_2S (ver Nota 1)	Ver Nota 7	pCO_2 / pH_2S > 500	pH_2S > 0,7 psia	Ausente
Temperatura (°C)	15 - 45 (mesófilas); 45 - 90 (termófilas)	≤ 60	≤ 60	≤ 60
Velocidade (m/s)	< 1,0 e/ou estagnação	< 5,0	< 5,0	< 5,0
Elementos predominantes no resíduo	Fe > 30 % S > 10 % e presença de Ba	Fe > 30 %	Fe > 30 % e presença de S	Fe > 50 %
Composição do resíduo	Sais de sulfato e/ou Fe_9S_8 e/ou Fe_3S_4	Fe_3C e/ou $FeCO_3$	Fe_xS_y e/ou S elementar	Fe_2O_3 ou FeO(OH) e/ou Fe_3O_4 (traços)
Concentração (em NMP/g ou cm^2) e tempo de detecção de BRS (ver Nota 8)	BRS > 10^5 ou 1 a 6 dias de detecção	BRS < 10^5 detecção ≥ 7 dias	BRS < 10^5 detecção ≥ 7 dias	BRS < 10^5 detecção ≥ 7 dias
Tipo de corrosão (ver Nota 4)	Localizada	Generalizada com alvéolos	Localizada ou trincamento sob tensão	Generalizada com alvéolos
Outras considerações (ver Notas 2 e 4)	- Água livre; - M. O. > M. I.; - Salinidade < 250 000 mg/L; - Incrustação escura e pite arredondado	- Água livre; - M. I. > M. O.; - Fe_3O_4 provável; - Incrustação escura e alvéolos	- Água livre; - M. I. > M. O.; - Fe_3O_4 (meio redutor) e Fe_2O_3 (meio oxidante) possíveis; - Incrustação escura e pites.	- Água livre; - M. I. > M. O.; - Resíduo castanho-escuro.

NOTA 1 Não está contemplado o risco de trincamento sob tensão nesta Tabela.
NOTA 2 M. I. = Matéria Inorgânica e M. O. = Matéria Orgânica presentes no resíduo coletado.
NOTA 3 Os resultados de potencial redox devem ser convertidos ao eletrodo padrão de hidrogênio (EPH) de acordo com a seguinte equação:

$$Eh = Eo + C + 60\ (pH - 7,0)$$

Tabela 29 - Critérios para a Identificação da Causa Fundamental da Corrosão Interna de Oleodutos (Continuação)

Onde:

Eh @ 25 ºC	é o potencial redox em relação ao eletrodo normal de hidrogênio (NHE), em V ou mV;
E_O	é o potencial medido @ 25 ºC, em V ou mV, em relação a um eletrodo de referência: calomelano (Hg/Hg_2Cl_2) ou prata/cloreto de prata (Ag/AgCl);
C	é a constante obtida do catálogo do fabricante que é função do tipo do eletrodo de referência e da solução de enchimento. Por exemplo, para o eletrodo de referência do tipo Ag/AgCl, KCl (sat.), C = 197 mV.

NOTA 4 Parâmetros complementares para identificação da(s) causa(s) fundamental(ais) da corrosão interna de oleodutos.

NOTA 5 Não está contemplado a combinação de dois ou mais mecanismos.

NOTA 6 A determinação de potencial redox é recomendada para complementar análise de O_2 dissolvido, quando aplicável. Neste caso, realizar a análise no momento da amostragem. **[Prática Recomendada]**

NOTA 7 A presença de H_2S pode ser indicativa de corrosão microbiana por micro-organismos sulfetogênicos (incluindo as BRS, redutores de tiossulfato e redutores de enxofre elementar), enquanto a ausência de H_2S pode ser indicativa de corrosão microbiana por outros grupos microbianos (tais como os redutores de nitrato, produtores de ácidos orgânicos e metanogênicos). Evidências adicionais são necessárias para se concluir pela hipótese de corrosão microbiana, tais como a detecção desses grupos microbianos e de seus metabólitos corrosivos e a composição das incrustações.

NOTA 8 O tempo de detecção é indicativo do nível de atividade das BRS sendo calculado conforme procedimento do CENPES.

Tabela 30 - Critérios para a Identificação da Causa Fundamental da Corrosão Interna de Aquedutos

Parâmetros	Causa fundamental da corrosão (ver Nota 5)		
	Microbiana	**H_2S**	**O_2**
pH simulado	4,0 a 10,0	> 6,2	> 7,0
O_2 (ppb)	< 20	< 20	> 20
Eh $_{redox}$ (mV) (ver Nota 3)	< - 100	< - 200 (sem O_2); > - 100 (com O_2)	Positivo
Temperatura (°C)	15 - 45 (mesófilas); 45 - 90 (termófilas)	≤ 60	≤ 60
Velocidade (m/s)	< 1,0 e/ou estagnação	< 5,0	< 5,0
Elementos predominantes no resíduo	Fe > 30 % S > 10 % e presença de Ba	Fe > 30 % e presença de S	Fe > 50 %
Composição do resíduo	Sais de sulfato e/ou Fe_9S_8 e/ou Fe_3S_4	Fe_xS_y e/ou S elementar	Fe_2O_3 ou FeO(OH) e/ou Fe_3O_4 (traços)
Concentração (em NMP/g ou cm^2) e tempo de detecção de BRS (ver Nota 7)	BRS > 10^5 ou 1 a 6 dias de detecção	BRS < 10^5 detecção ≥ 7 dias	BRS < 10^5 detecção ≥ 7 dias
Tipo de corrosão (ver Nota 4)	Localizada	Localizada ou trincamento sob tensão	Generalizada com alvéolos
Outras considerações (ver Nota 2 e 4)	- Água livre; - M. O. > M. I.; - Salinidade < 250 000 mg/L; - Incrustação escura e pite arredondado	- Água livre; - M. I. > M. O.; - Fe_3O_4 (meio redutor) e Fe_2O_3 (meio oxidante) possíveis; - Incrustação escura e pites.	- Água livre; - M. I. > M. O.; - Resíduo castanho-escuro.

NOTA 1 Não está contemplado o risco de trincamento sob tensão nesta Tabela.

NOTA 2 M. I. = Matéria Inorgânica e M. O. = Matéria Orgânica presentes no resíduo coletado.

NOTA 3 Os resultados de potencial redox devem ser convertidos ao eletrodo normal de hidrogênio (NHE) de acordo com a seguinte equação:

$$Eh = E_O + C + 60\ (pH - 7,0)$$

Onde:

Eh @ 25 °C é o potencial redox em relação ao eletrodo normal de hidrogênio (NHE), em V ou mV;

E_O é o potencial medido @ 25 °C, em V ou mV, em relação a um eletrodo de referência: calomelano (Hg/Hg_2Cl_2) ou prata/cloreto de prata (Ag/AgCl);

C é a constante obtida do catálogo do fabricante que é função do tipo do eletrodo de referência e da solução de enchimento. Por exemplo, para o eletrodo de referência do tipo Ag/AgCl, KCl (sat.), C = 197 mV.

NOTA 4 Parâmetros complementares para identificação da(s) causa(s) fundamental(ais) da corrosão interna de oleodutos.

NOTA 5 Não está contemplado a combinação de dois ou mais mecanismos.

NOTA 6 A determinação de potencial redox é recomendada para complementar análise de O_2 dissolvido, quando aplicável. Neste caso, realizar a análise no momento da amostragem. **[Prática Recomendada]**

NOTA 7 O tempo de detecção é indicativo do nível de atividade das BRS sendo calculado conforme procedimento do CENPES.

8.2.3 A Tabela 31 apresenta os critérios que devem ser utilizados para a identificação da(s) causa(s) fundamental(ais) da corrosão interna de gasodutos.

Tabela 31 - Critérios para a Identificação da Causa Fundamental da Corrosão Interna de Gasodutos

Parâmetros	Causa fundamental da corrosão (ver Nota 5)		
	CO_2	**H_2S**	**O_2**
pH "simulado"	< 6,0	> 6,0	> 7,0
O_2 dissolvido (ppb)	< 20	ausente	> 20
$E_{(H)\ redox}$ (mV) (ver Nota 3)	> - 100	< - 200 (sem O_2); > - 100 (com O_2)	Positivo
CO_2	pCO_2 > 4 psia	pCO_2 / pH_2S < 20	Ausente
H_2S (ver Nota 1)	pCO_2/pH_2S > 500	pH_2S > 0,7 psia	Ausente
Temperatura (ºC)	< 100	Qualquer	Qualquer
Teor de água (libra /milhão pé cúbico padrão de gás) (ver Nota 6)	> 4	> 4	> 4
Elementos predominantes no resíduo	Fe	Fe e S	Fe
Composição do resíduo	Fe_3C e/ou $FeCO_3$	Fe_xS_y e/ou S elementar	Fe_2O_3ou FeO(OH), Fe_3O_4 (traços) e/ou S elementar
Aspecto visual da superfície	Incrustação escura e alvéolos	Incrustação escura e pites e trinca	Resíduo castanho escuro
Tipo de corrosão (ver Nota 4)	Generalizada com alvéolos	Localizada (pites) ou trincamento sob tensão	Generalizada com alvéolos
Outros parâmetros (ver Nota 4)	M.I. > M. O; Fe_3O_4 provável	M.I. > M. O. Fe O (meio redutor) e Fe_2O_3 (meio oxidante) possíveis	M.I. > M. O;

NOTA 1 Não está contemplado o risco de trincamento sob tensão por sulfeto nesta Tabela.
NOTA 2 M.I. = Matéria Inorgânica e M.O. = Matéria Orgânica.
NOTA 3 Os resultados de potencial redox devem ser convertidos ao eletrodo normal de hidrogênio (NHE) de acordo com a seguinte equação:

$$EH = E_O + C + 60 \text{ (pH 7,0)}$$

Onde:

EH @ 25 °C é o potencial redox em relação ao eletrodo normal de hidrogênio (NHE), em V ou mV;

E_O é o potencial medido @ 25 °C, em V ou mV, em relação a um eletrodo de referência: calomelano (Hg/Hg_2Cl_2) ou prata/cloreto de prata (Ag/AgCl);

C é a constante obtida do catálogo do fabricante que é função do tipo do eletrodo de referência e da solução de enchimento. Por exemplo, para o eletrodo de referência do tipo Ag/AgCl, KCl (sat.), C = 197 mV.

NOTA 4 Não está contemplado a combinação de dois ou mais mecanismos.
NOTA 5 Parâmetros complementares para identificação da(s) causa(s) fundamental(ais) da corrosão interna de gasodutos.
NOTA 6 Acima desse valor, verificar se as condições operacionais permitem a condensação de água.

8.2.4 O fluxograma da Figura 1 pode ser utilizado como um roteiro para o gerenciamento da corrosão interna, referenciando as subseções desta Norma. **[Prática Recomendada]**

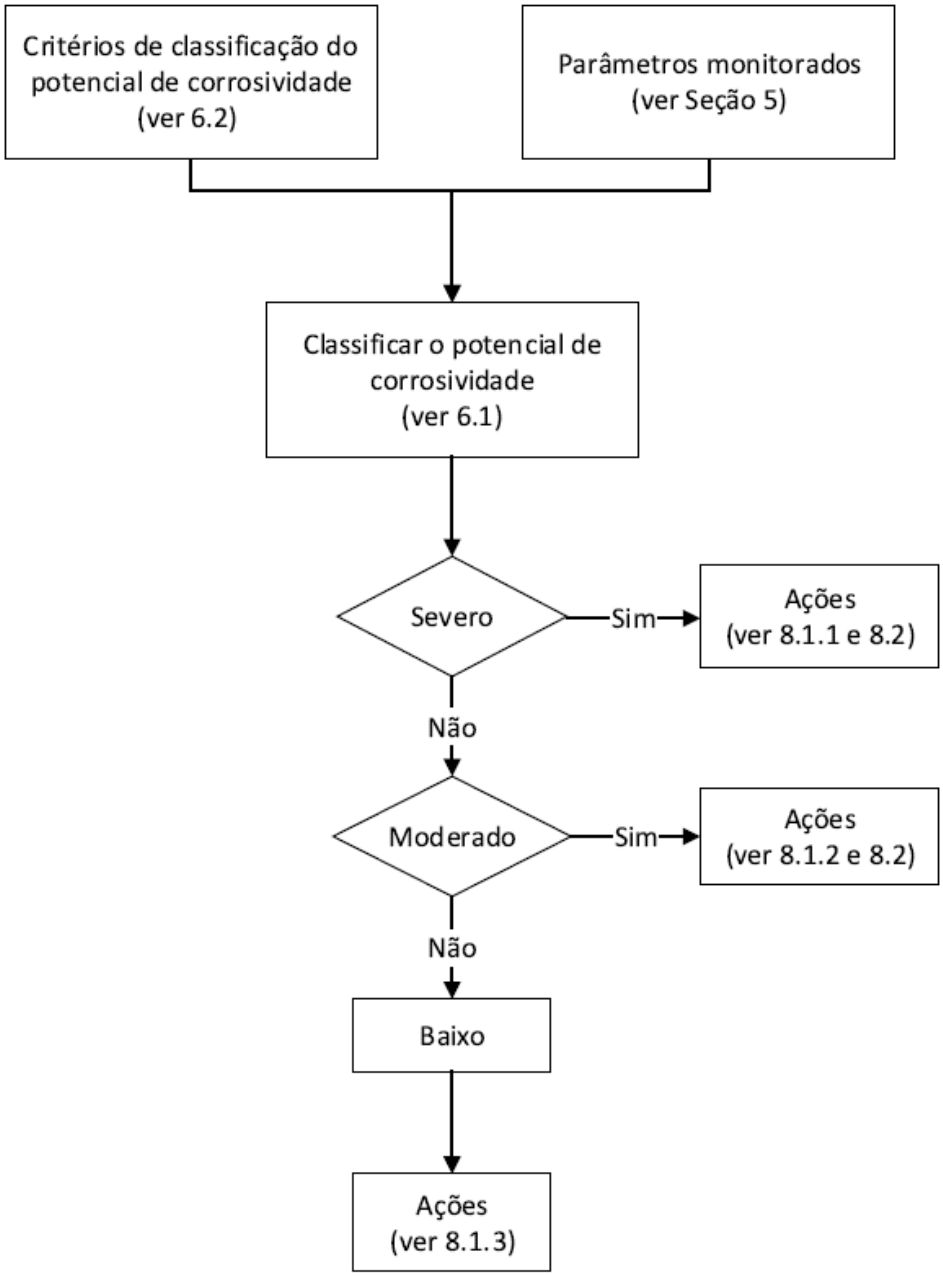


Figura 1 - Fluxograma para Gerenciamento da Corrosão Interna

Anexo A - Coleta e Identificação de Amostras de Fluidos, Resíduos e Cupons

A.1 Objetivo

Padronizar a coleta e identificação de amostras para análise de fluidos, resíduos e cupons.

A.2 Exame Visual e Fotografias

A.2.1 Deve-se examinar as instalações, equipamentos ou cupons e os resíduos observando e registrando cor, textura, extensão, tipo de ataque corrosivo e outros dados relevantes.

A.2.2 O exame visual pode ser auxiliado pelo uso de uma lupa manual. Recomenda-se fotografar a área corroída e/ou incrustada antes e depois da remoção dos produtos em questão, utilizando uma escala ou referência dimensional qualquer e fotografia colorida. **[Prática Recomendada]**

A.3 Dados de Campo

Os seguintes dados devem estar registrados:

a) ponto de coleta;
b) tipo de amostra e localização no sistema (fase líquida ou vapor);
c) ambiente de exposição;
d) materiais envolvidos no equipamento ou instalação;
e) injeção de produtos químicos (tipo, frequência e dosagem);
f) pressão;
g) vazão;
h) temperatura;
i) regime de fluxo;
j) data e hora da retirada (ou coleta);
k) responsável pela coleta.

A.4 Coleta de Amostras

A.4.1 Identificação da Amostra / Testes de Laboratório

A etiqueta de identificação da amostra deve conter, no mínimo, os seguintes dados:

a) identificação do duto;
b) processo (tipo de fluido transportado);
c) localização do ponto de coleta;
d) tipo de amostra;
e) data e hora da coleta;
f) temperatura e pressão;
g) responsável pela coleta.

A.4.2 Amostras Líquidas

Tabela A.1 - Análises Químicas e Físico-Químicas para Fase Aquosa

Tipo de análise	Procedimentos	Volume mínimo de amostra
Alcalinidade, sulfatos, cloretos e ácidos orgânicos (ver A.4.2.1)	Coletar em frascos de vidro ou plástico limpo e manter a amostra sob refrigeração, entre 4 °C e 10 °C.	1 000 mL
Metais em geral (ferro total, cálcio, bário, magnésio e estrôncio)	Coletar em frascos de vidro ou plástico limpo e manter a amostra sob refrigeração, entre 4 °C e 10 °C. Acidificar a amostra com ácido nítrico concentrado até pH < 2 (2 mL de ácido para cada 100 mL de amostra).	250 mL
pH	Analisar imediatamente após amostragem, utilizando medidor de pH portátil ou papel de pH.	-
Potencial redox (ver Nota)	Analisar imediatamente após amostragem utilizando eletrodo tipo prata/cloreto de prata e outro de platina acoplados a um voltímetro, ou equipamento similar.	-
O_2 dissolvido	Analisar imediatamente após amostragem utilizando kits colorimétricos de campo ou oxímetro na ausência de hidrocarbonetos.	-
Sulfeto total	Coletar em frascos de vidro ou plástico limpo e manter a amostra sob refrigeração, entre 4 °C e 10 °C para determinação até 12 horas. Caso o tempo para determinação seja superior a 12 horas, ajustar a pH > 9 com NaOH.	250 mL
NOTA Em sistemas onde há predominância de CO_2 o valor obtido tende a ser superestimado.		

A.4.2.1 As amostras de água produzida e condensado aquoso devem ser coletadas conforme a Figura A.1. Quando possível deixar verter cerca de dois volumes de frasco a fim de reduzir o contato da amostra com a atmosfera.

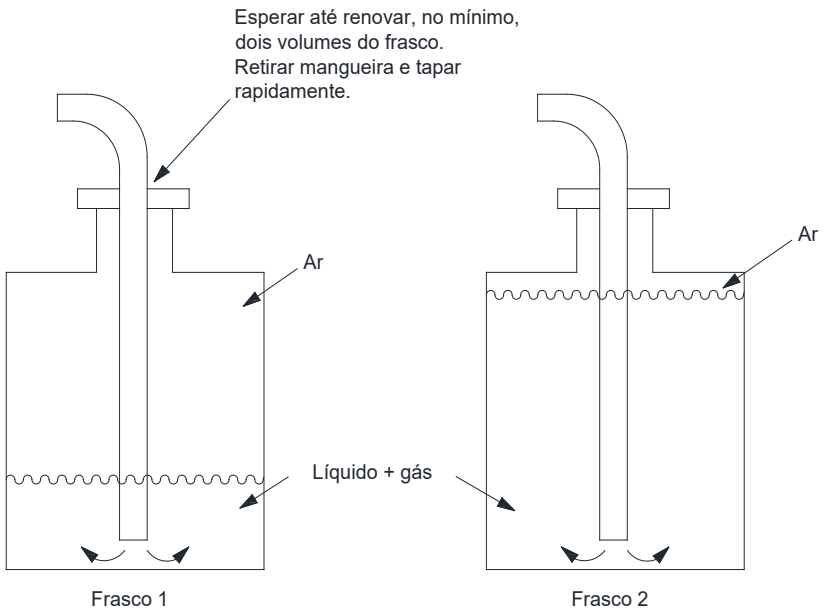


Figura A.1 - Coleta de Amostra de Água Produzida e Condensado Aquoso

A.4.2.2 Para emulsões água-hidrocarboneto onde a separação das fases não ocorra de imediato, deve-se fechar a válvula de bloqueio da câmara imediatamente após a chegada do "*pig*" e manter a câmara de "*pig*" com pressão positiva entre 2 kg/cm^2 e 5 kg/cm^2 por um período de 12 horas a 24 horas para favorecer a separação da fase líquida. Caso não ocorra a separação ao final de 24 horas, a amostra deve ser coletada diretamente em recipiente com capacidade de 5 000 mL ou 10 000 mL, dependendo do BSW da amostra, esperando-se o tempo necessário à separação da água por decantação.

A.4.2.3 Em dutos de petróleo e derivados terrestres onde não houver água livre na origem, coletar amostra de fundo do tanque de transferência para realizar as análises, exceto as de BSW e bactérias que devem ser feitas na amostra do oleoduto.

A.4.2.4 O procedimento de amostragem para análises microbiológicas está descrito na Tabela A.2.

Tabela A.2 - Procedimentos de Amostragem para Análises Microbiológicas de Fluidos

Tipo de análise	Procedimentos	Material necessário
BRS e BANHT Unidades: - NMP/mL (número mais provável por mL) - UFC/mL (unidade formadora de colônia por mL)	1 Antes da coleta, drenar o ponto de amostragem por tempo suficiente para se remover todo o volume de fluido estagnado na linha de coleta. Em sistemas óleo-água com baixo BSW, reduzir o tempo para garantir a coleta de água livre. Caso o fluido de processo esteja estagnado, a drenagem inicial não é necessária; 2 Coletar dois frascos sendo um parcialmente cheio conforme frasco 2 da Figura A.1 (para organismos facultativos) e o outro frasco totalmente cheio (para organismos anaeróbios), de cerca de 50 mL de volume cada; 3 Ao coletar amostras para análises microbiológicas deve-se ter cuidados de assepsia e evitar manusear materiais, instrumentos e amostras com mãos nuas. Utilizar luvas, preferencialmente estéreis, do tipo cirúrgicas; 4 Conectar uma mangueira de borracha cirúrgica estéril no ponto de amostragem entre 5 cm e 10 cm de distância da extremidade da mangueira, inserir a agulha de uma seringa coletora no interior mangueira conforme Figura A.2 e coletar do fluxo aproximadamente 50 mL de amostra em frasco do tipo antibiótico, vazio, estéril e selado; 5 Caso o ponto de amostragem não permita a conexão da mangueira cirúrgica (grande diâmetro), abrir o frasco (retirar o lacre e o septo) no momento da amostragem, evitar tocar nas bordas do frasco, para manter a integridade da amostra. Selar e lacrar o frasco imediatamente após a amostragem, tendo o mesmo cuidado durante o manuseio do septo; 6 Manter os frascos em ausência de luz (por exemplo, envolto em papel alumínio, no interior de uma caixa ou dentro do isopor) e refrigerado entre 0 e 8 °C; 7 Deve-se respeitar um intervalo máximo de 48 horas entre o momento da coleta da amostra e a inoculação dos meios de cultura para quantificações microbiológicas, pois intervalos maiores de tempo resultam em perda de representatividade da amostra. Em unidades marítimas, a amostra deve ser coletada num momento o mais próximo possível do desembarque a fim de se atender ao intervalo máximo de 48 horas entre o momento da coleta da amostra e a inoculação dos meios de cultura para quantificações microbiológicas.	a) frascos de vidro, do tipo antibiótico, previamente lavado com detergente, enxaguado com água corrente, seco em estufa a 100 °C, lacrado e esterilizado em autoclave por 20 minutos a 121 °C e 1 atm; b) recipiente de isopor; c) seringas descartáveis; d) mangueira de borracha cirúrgica estéril (50 cm); e) lacrador; f) septos de borracha butílica e selos de alumínio; g) papel alumínio; h) gel de campo ou gelo para refrigeração.
NOTA As amostras de óleo com baixo teor de água e/ou emulsionadas devem ser coletadas diretamente em proveta com capacidade de 1 000 mL ou 2 000 mL, dependendo do BSW da amostra, esperando-se até 1 hora para separação da água por decantação. Após a decantação transferir a água por sucção, com auxílio de uma pipeta, mangueira e pró-pipete para os frascos pré-esterilizados. Caso não ocorra a separação após 1 hora, a análise deve ser feita no fluido emulsionado.		

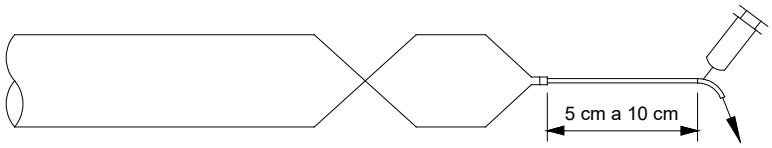


Figura A.2 - Sistema de Campo para Coleta de Amostra Líquida para Análise Microbiológica

A.4.3 Amostras Sólidas

Amostras sólidas contemplam apenas resíduos.

Tabela A.3 - Procedimento de Amostragem para Análises Químicas de Resíduos

Tipo de análise	Procedimentos	Material necessário
a) fluorescência de raios-X (identificação dos elementos); b) difração de raio-X (identificação dos compostos cristalinos).	1 Coletar a parte mais interna do resíduo em um recipiente de boca larga ou saco plástico com o uso de uma espátula. O resíduo deve ser imerso, quando possível, no fluido de processo (que deve ser coletado antes do resíduo), a fim de evitar a interface resíduo -ar (no caso de frascos). No caso de sacos plásticos retirar todo o ar do seu interior; 2 Se o resíduo variar em cor e aparência, deve-se retirar amostras separadas correlacionando as amostras com a descrição obtida do exame visual; 3 A quantidade de resíduo coletado deve ser a máxima disponível (no mínimo 2 g), não devendo ultrapassar 100 g; 4 Existem resíduos que podem ser tóxicos, logo deve-se utilizar os equipamentos de proteção individuais especificados pela gerência de SMS para o trabalho; 5 Os campos que injetam água do mar para recuperação de óleo estão sujeitos a formação de resíduos radioativos, logo deve-se tomar os cuidados necessários especificados pela gerência de SMS.	a) saco plástico; b) recipiente de boca larga de 250 mL; c) espátula.

Tabela A.4 - Procedimento de Amostragem para Análises Microbiológicas de Resíduos

Tipo de análise	Procedimentos	Material necessário
a) BANHT; b) BRS. Unidades: - NMP/g (número mais provável por grama); - UFC/g (unidade formadora de colônia por grama).	1 Coletar o resíduo em dois frascos de 50 mL cada, tipo antibiótico, estéril, pré-pesado e contendo solução salina redutora. (No caso da coleta em cupons ou sondas, coletar uma fração do resíduo que esteja mais próxima à superfície metálica.). Deve-se ter o cuidado de não deixar transbordar a solução redutora tendo em vista que a quantificação depende do peso inicial. A amostra deve ser coletada com o auxílio de uma pinça ou espátula estéril fazendo a raspagem de cerca de 1 g de amostra sólida. Abrir o frasco e coletar a amostra evitando manusear as bordas. Lacrar novamente o frasco após a coleta; 2 Manter os frascos em ausência de luz, sendo mantidos sob refrigeração entre 0 e 8 °C; 3 Deve-se respeitar um intervalo máximo de 48 horas entre o momento da coleta da amostra e a inoculação dos meios de cultura para quantificações microbiológicas, pois intervalos maiores de tempo resultam em perda de representatividade da amostra. Em unidades marítimas, a amostra deve ser coletada num momento o mais próximo possível do desembarque a fim de se atender ao intervalo máximo de 48 horas entre o momento da coleta da amostra e a inoculação dos meios de cultura para quantificações microbiológicas.	- frascos estéreis com capacidade de 50 mL pré-pesados e os respectivos pesos anotados na etiqueta de identificação da amostra (quatro casas decimais de miligrama); - espátula estéril;
NOTA A solução salina redutora serve para preservar a viabilidade das células anaeróbicas na amostra coletada ao oferecer condições de anoxia, potencial redox, pH e salinidade mais próximas do ambiente amostrado. A salinidade da solução redutora deve seguir conforme o procedimento do Centro de Pesquisas da PETROBRAS		

A.4.4 Coleta de Amostras em Câmaras de "*Pig*", Vasos e Filtros Ciclones

A.4.4.1 Rotina Fase Aquosa

A.4.4.1.1 Locais de coleta conforme Tabela A.5.

Tabela A.5 - Locais de Amostragem da Fase Líquida

Local	Ponto de amostragem	Observação
Oleoduto e gasoduto	Conexão tipo queroteste no lançador de "*pig*" (ver Nota 1)	No caso de dificuldade de coleta de água livre ver procedimentos descritos neste Anexo.
	Conexão tipo queroteste no recebedor de "*pig*" (ver Nota 1)	No caso de dificuldade de coleta de água livre ver procedimentos descritos neste Anexo.
Vasos e filtros ciclones	Conexão tipo queroteste na linha do dreno (ver Nota 2)	No caso de dificuldade de coleta de água livre ver procedimentos descritos neste Anexo.
NOTA 1 Caso não exista tomada queroteste pode ser utilizada conexão de coleta na linha de dreno, conforme Figura A.3. NOTA 2 Caso não exista tomada queroteste no vaso ou filtro ciclone, utilizar uma conexão para coleta semelhante à indicada na Figura A.3.		

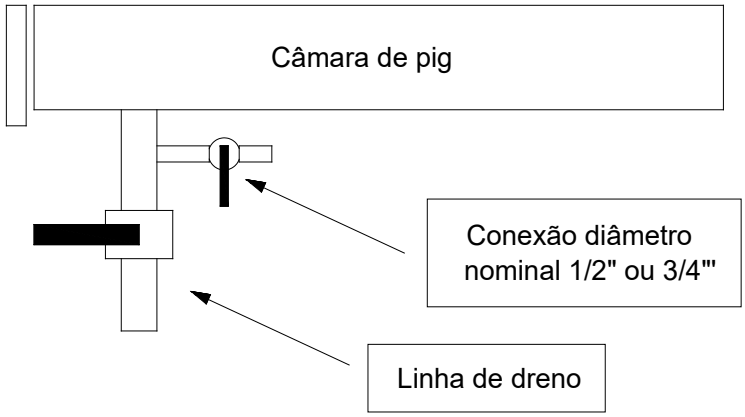


Figura A.3 - Conexão de Coleta na Linha de Dreno

A.4.4.1.2 Procedimento de condicionamento para coleta de fluido.

a) lançador de "*pig*":
   — abrir a câmara de "*pig*" e realizar a remoção de resíduos oriundos de operações anteriores;
   — efetuar alinhamento do recebedor/lançador de "*pig*" durante 30 minutos;
   — desfazer o alinhamento da câmara e drenar o fluido usando a linha de dreno. No caso da câmara ser equipada com "queroteste", a limpeza pode exigir uma purga de nitrogênio;
   — alinhar novamente a câmara por um período mínimo de 30 minutos ou durante a operação de lançamento do "*pig*";
   — desfazer o alinhamento da câmara, mantendo-a pressurizada por um período de 12 horas visando à separação da emulsão;
   — realizar a coleta preferencialmente com a câmara pressurizada, coletando a amostra lentamente. Caso não seja possível, despressurizar lentamente pelo "vent";
   — registrar as condições operacionais durante a coleta: pressão, temperatura, fluxo e vazão;
b) recebedor de "*pig*":
   — antes de iniciar a operação de lançamento do "*pig*" na estação de origem, abrir a câmara do recebedor de "*pig*" e realizar a remoção de resíduos oriundos de operações anteriores;
   — efetuar alinhamento do recebedor de "*pig*" durante 30 minutos;
   — desfazer o alinhamento da câmara e drenar o fluido usando a linha de dreno. No caso da câmara ser equipada com "queroteste", a limpeza pode exigir uma purga de nitrogênio;
   — alinhar novamente a câmara para autorizar o lançamento do "*pig*" na estação de origem;
   — após o recebimento do "*pig*", desfazer o alinhamento da câmara, mantendo-a pressurizada por um período de 12 horas visando à separação da emulsão;
   — realizar a coleta preferencialmente com a câmara pressurizada, coletando a amostra lentamente. Caso não seja possível, despressurizar lentamente pelo "vent";
   — registrar as condições operacionais durante a coleta: pressão, temperatura, fluxo e vazão;
c) vaso depurador e filtro ciclone no destino:
   — antes do lançamento de *pig*, o vaso depurador/filtro ciclone deve ser drenado de forma a garantir a representatividade da amostra.

A.4.4.2 Rotina Fase Sólida

A.4.4.2.1 Parâmetros analisados conforme Tabela A.6.

Tabela A.6 - Rotina Analítica Fase Sólida

Oleoduto / gasoduto	Teor matéria inorgânica	Ver Anexo D
	Caracterização matéria inorgânica. Difração de Raios-X (DRX) e Flourescência de Raios-X (FRX).	Ver Anexo E
	Determinação de sulfetos	Ver Anexos A (rotina campo) e Anexo G (rotina laboratorial)

A.4.4.2.2 Locais de coleta conforme Tabela A.7.

Tabela A.7 - Locais de Amostragem da Fase Sólida

Local	Ponto de amostragem
Oleoduto e gasoduto	Recebedor de "*pig*"

A.4.4.2.3 Procedimento de condicionamento da câmara recebedora de "*pig*":

a) antes de iniciar a operação de lançamento do "*pig*" na estação de origem, abrir a câmara do recebedor de "*pig*" e realizar a remoção de resíduos oriundos de operações anteriores;
b) efetuar alinhamento do recebedor de "*pig*" durante 30 minutos;
c) desfazer o alinhamento da câmara e drenar o fluido usando a linha de dreno;
d) alinhar novamente a câmara para autorizar o lançamento do "*pig*" na estação de origem.

A.5 Coleta de Resíduos em Cupons

A.5.1 Rotina Fase Microbiológica em Cupom de Perda de Massa ou Sonda Corrosimétrica

A.5.1.1 Parâmetros analisados conforme Tabela A.8.

Tabela A.8 - Rotina Microbiológica Fase Sólida e Líquida

Ponto de monitoração	Detecção e contagem de BRS, mesófilas e planctônicas e sésseis (fase aquosa) (ver Nota)	Seguir Procedimentos do Centro de Pesquisas da PETROBRAS
	Detecção e Contagem de BANHT planctônicas e sésseis	
NOTA Na ausência de água livre, realizar análise na fase oleosa.		

A.5.1.2 Locais de coleta conforme Tabela A.9.

Tabela A.9 - Locais de Amostragem de Resíduos Sólidos

Local	Ponto de amostragem	Observação
Ponto de monitoração	Superfície de cupom ou sonda de corrosão.	Se possível, não injetar N_2 para remoção de depósitos no interior da conexão de acesso.

A.5.1.3 Coleta das Amostras

Material de coleta fase sólida:

a) frascos estéreis com capacidade de 50 mL pré-pesados e os respectivos pesos anotados na etiqueta de identificação da amostra (quatro casas decimais de miligrama);
b) espátula estéril;
c) material para preparo da solução salina redutora;
d) septos de borracha butílica e selos de alumínio;
e) papel alumínio;
f) isopor;
g) gel de campo ou gelo para refrigeração.

A.5.1.4 Cuidados na amostragem de sólidos - fase microbiológica:

a) imediatamente após a retirada do cupom de corrosão ou sonda corrosimétrica, coletar o resíduo em dois frascos de 50 mL cada, tipo antibiótico, estéril, pré-pesado e contendo solução salina redutora conforme procedimento do Centro de Pesquisas da PETROBRAS. (No caso da coleta em cupons ou sondas, coletar uma fração do resíduo que esteja mais próxima à superfície metálica.) Deve-se ter o cuidado de não deixar transbordar a solução redutora tendo em vista que a quantificação depende do peso inicial. A amostra deve ser coletada com o auxílio de uma pinça ou espátula estéril fazendo a raspagem de cerca de 1 g de amostra sólida. Deve-se abrir o frasco e coletar a amostra evitando-se manusear as bordas. Lacrar novamente o frasco após a coleta;
b) estocar os frascos em ausência de luz, sendo mantidos sob refrigeração entre 0 e 8 °C;
c) deve-se respeitar um intervalo máximo de 48 horas entre o momento da coleta da amostra e a inoculação dos meios de cultura para quantificações microbiológicas, pois intervalos maiores de tempo resultam em perda de representatividade da amostra. Em unidades marítimas, a amostra deve ser coletada num momento o mais próximo possível do desembarque a fim de se atender ao intervalo máximo de 48 horas entre o momento da coleta da amostra e a inoculação dos meios de cultura para quantificações microbiológicas.

A.5.2 Rotina Fase Inorgânica dos Resíduos em Cupom de Perda de Massa ou Sonda Corrosimétrica

A.5.2.1 Parâmetros analisados conforme Tabela A.10.

Tabela A.10 - Rotina Fase Inorgânica em Cupom de Perda de Massa ou Sonda Corrosimétrica

Local	Ponto de amostragem	Observação
Ponto de monitoração	Caracterização da matéria inorgânica	Difração de Raios-X (DRX), fluorescência de Raios-X (FRX) conforme Anexo E desta Norma

A.5.2.2 Locais de coleta conforme Tabela A.11.

Tabela A.11 - Locais de Amostragem da Fase Inorgânica em Cupom de Perda de Massa ou Sonda Corrosimétrica

Local	Ponto de amostragem	Observação
Ponto de monitoração da corrosão	Cupom de perda de massa	Se possível, não injetar N_2 para remoção de depósitos no interior da conexão de acesso.

A.5.2.3 Coleta das Amostras

O material de coleta fase sólida é o seguinte:

a) sacos plásticos do tipo autovedante;
b) recipiente plástico ou em vidro, boca larga e volume 50 mL;
c) espátula estéril;
d) sílica gel.

A.5.2.4 Cuidados na amostragem de sólidos - fase inorgânica:

a) imediatamente após a retirada do cupom de corrosão ou sonda corrosimétrica, coletar a parte mais interna do resíduo em saco plástico tipo autovedante ou em frasco de 50 mL do tipo boca larga. O uso de saco plástico é preferencialmente indicado devido à dificuldade de se imergir o material sólido no fluido do duto, tendo o cuidado de eliminar o ar existente no interior do saco plástico antes da sua vedação. No caso de utilizar frasco de 50 mL, deve se tentar coletar o fluido antes da amostragem do sólido de modo a evitar a interface resíduo-ar no interior do recipiente. A amostra deve ser coletada com o auxílio de uma pinça ou espátula estéril fazendo a raspagem de cerca de 2 g de amostra sólida. Deve-se abrir o frasco e coletar a amostra evitando-se manusear as bordas. Lacrar novamente o frasco após a coleta;
b) em casos excepcionais, quando a quantidade de resíduos for muito pequena, o cupom deve ser mantido com os resíduos depositados em sua superfície e embalados em papel fílmico, depositados em saco plástico autovedante com sílica gel;
c) identificar os frascos ou sacos plásticos e estocá-los em um isopor a temperatura ambiente até a entrega do material no laboratório;
d) deve-se respeitar um intervalo máximo de 48 horas entre o momento da coleta da amostra e a inoculação dos meios de cultura para quantificações microbiológicas, pois intervalos maiores de tempo resultam em perda de representatividade da amostra. Em unidades marítimas, a amostra deve ser coletada num momento o mais próximo possível do desembarque a fim de se atender ao intervalo máximo de 48 horas entre o momento da coleta da amostra e a inoculação dos meios de cultura para quantificações microbiológicas.

A.6 Coleta de Cupons

Os cupons, após sua retirada, devem ser manuseados conforme a ASTM G1.

A.7 Testes de Campo

Quando aplicáveis, devem ser realizados os testes de campo em amostras sólidas descritos em A.7.1.1 a A.7.1.3.

A.7.1 Amostras de Resíduos

A.7.1.1 pH

Deve-se utilizar papel indicador de pH para determinar a natureza ácida ou alcalina dos resíduos úmidos na superfície do filme e junto ao substrato, principalmente quando se observar ataque corrosivo. No caso de resíduos secos, deve-se usar papel de pH umedecido em água destilada ou, no caso de amostras em grande quantidade, deve-se diluir parte da amostra em água também destilada e medir o pH com o medidor de pH. Ainda, no caso de amostras em grande quantidade deve-se, antes da dissolução, medir o pH da água destilada a fim de verificar se o deslocamento do pH conferido pelo resíduo é do tipo ácido ou básico.

A.7.1.2 Teste Qualitativo para Detecção de Sulfetos e Carbonatos

Deve-se colocar cerca de 3 g de resíduo em béquer pequeno. Pingar, usando um conta-gotas, ácido clorídrico concentrado e, ao mesmo tempo, tapar o béquer com papel impregnado de acetato de chumbo. Devem-se utilizar luvas do tipo cirúrgicas. Se o papel ficar enegrecido pelos gases desprendidos (H_2S), isto é indicação da presença de sulfetos no resíduo. Se houver dissolução do resíduo com liberação de gás, tem-se provavelmente carbonato, caso contrário, podem estar presentes sulfatos de bário, estrôncio ou óxido de silício (areia).

A.7.1.3 Exame Magnético

Tem como objetivo detectar a presença de produtos de corrosão e/ou incrustação do tipo ferromagnético com uso de um pequeno imã. O grau de magnetismo da amostra pode ser avaliado colocando-se certa quantidade de amostra triturada em um papel limpo com imã por baixo papel.

A.7.2 Teste do Deslocamento do Cobre em Cupons de Corrosão

Tem por objetivo avaliar a formação de filmes em sistemas onde haja injeção de inibidores de corrosão que atuam como barreira física. Para tal, deve-se mergulhar o cupom em solução de água destilada a 10 % (p/v) de sulfato de cobre durante 1 minuto. A superfície não passivada deve ser coberta pelo cobre em solução. A área passivada deve ser avaliada visual e percentualmente. Registrar a eficiência do inibidor em percentagem.

Anexo B - Diretrizes para Utilização de Cupons de Perda de Massa e Sondas Corrosimétricas

B.1 Aplicação

Este Anexo é aplicável à monitoração e controle da corrosão de oleodutos, gasodutos, aquedutos e polidutos da PETROBRAS.

B.2 Tomadas de Acesso

B.2.1 As tomadas de acesso são classificadas como tomadas de baixa (até 1 500 psi) ou de alta pressão (até 6 000 psi). A seleção das tomadas deve ser feita em função da pressão de operação, temperatura e do tipo de fluido.

B.2.2 Para gasodutos, as tomadas especificadas devem ser as de alta pressão, independentemente da pressão de operação. Para temperatura de projeto entre -30 °C e -46 °C usar o material ASTM A 350 LF-2 CL-1.

B.2.3 Recomenda-se que a distância mínima entre tomadas de acesso seja de 500 mm. **[Prática Recomendada]**

B.2.4 Para dutos terrestres com tomadas de acesso instaladas na geratriz inferior, deve-se projetar a caixa de acesso com altura mínima de 2 m entre a geratriz inferior do duto e o piso da caixa e com 1 m entre cada lado do duto e a parede da caixa.

B.3 Sondas Corrosimétricas

B.3.1 Sonda de Resistência Elétrica (ER) - Princípio de Funcionamento

A determinação de perda de metal (ou de massa) através de sondas de resistência elétrica baseia-se no aumento da resistência elétrica de um elemento medição metálico (sensor) em função da variação da sua seção transversal na medida em que ele se desgasta (corrosão). A perda de metal é obtida por meio da comparação com outro elemento metálico de referência disposto internamente no corpo da sonda (sem contato com o meio corrosivo), e com resistência elétrica constante. As diversas determinações de perdas de metal no tempo determinam a tendência da velocidade de corrosão, possibilitando, assim, a determinação da taxa de corrosão. Não há restrição de uso quanto ao meio corrosivo.

B.3.2 Sonda de Polarização Linear (LPR) - Princípio de Funcionamento

É baseado na medição de corrente que circula entre dois eletrodos quando submetido a uma aplicação de um potencial constante. A aplicação de uma diferença de potencial, polarização, entre os eletrodos que se corroem resulta em uma densidade de corrente, que é medida, e que está correlacionada com a densidade de corrente de corrosão. Utilizadas somente em sistemas aquosos.

B.3.3 Sonda Galvânica - Princípio de Funcionamento

É gerada uma diferença de potencial entre dois eletrodos com potenciais diferentes (par galvânico), aço carbono (anodo) e latão (catodo). Mede-se a corrente estabelecida entre eles, a partir do acréscimo da quantidade de oxigênio dissolvido e gerado uma variação desta corrente (ruídos). Utilizadas somente em sistemas aquosos.

B.3.4 Seleção

B.3.4.1 As sondas corrosimétricas devem preferencialmente ser do tipo tangencial, “flush”. A seleção do sensor deve levar em consideração as fases do fluido, pressão, regime de escoamento, vida útil do elemento e o tempo de resposta, que é função da taxa de corrosão esperada.

B.3.4.2 No caso de implantação da monitoração em dutos onde não seja possível estimar a taxa de corrosão a ser medida, deve ser selecionada uma sonda com espessura do sensor em torno de 5 mils, equivalente a [127 µm].

B.4 Critérios de Aquisição de Dados (Medições) e Análise dos Dados - Aquisição de Dados

Em sistemas com aquisição automática da taxa de corrosão via sonda de resistência elétrica recomenda-se que: **[Prática Recomendada]**

a) sejam feitas medidas a cada 3 horas;
b) a taxa de corrosão seja calculada usando-se filtros para cálculo médio em um intervalo de amostragem semanal (média dos dados aquisitados nos últimos 7 dias);
c) em sistemas supervisionados, deve ser disponibilizada, para acompanhamento pelos técnicos, a taxa de corrosão calculada com base na sua variação mensal, semanal e diária.

B.5 Levantamento das Taxas de Corrosão por Cupons de Perda de Massa

As condições exigíveis para a determinação das taxas de corrosão pelo método de perda de massa e pela corrosão por pites estão descritas na ASTM G1.

B.6 Outras Técnicas

Em casos especiais devido à dificuldade de acesso aos pontos onde a água está sendo acumulada, os provadores de corrosão instalados podem não ser suficientes para detectar o processo corrosivo. Tal situação pode ocorrer em dutos com BSW baixo (em função da viscosidade do óleo) e com escoamento laminar. Nestes casos, deve ser feita uma avaliação técnica para verificar a necessidade de instalação de dispositivos laterais (“*side stream*”) que permitam a segregação da água e posteriormente a avaliação da sua corrosividade nas condições reais de temperatura e pressão do duto.

Anexo C - Determinação de Acetato e em Soluções Aquosas por Cromatografia de Íons

C.1 Objetivo

Estabelecer o procedimento de execução do ensaio de determinação dos ânions acetato, $C_2H_3O_2^-$ em águas e efluentes industriais.

C.2 Procedimento

C.2.1 Materiais e Reagentes

a) seringa para injeção;
b) sistema de microfiltros adaptáveis à seringa;
c) balões ou tubos volumétricos de 15 mL, 50 mL,100 mL e 2 000 mL;
d) pipetas volumétricas de 1 mL, 5 mL e 10 mL;
e) pipeta graduada de 2 mL;
f) béquer de 100 mL;
g) micropipeta de volume variável (exemplo:10 µL a 1 000 µL).

NOTA Todos os reagentes devem ser de grau p.a. e suas soluções guardadas em frascos de polietileno. Qualquer referência se entende como água reagente de acordo com a ASTM D1193.

C.2.1.1 Solução Estoque de Acetato 1 000 mg/L

Pesar 0,1389 g de acetato de sódio ($NaC_2H_3O_2$) e completar o volume com água para 100 mL.

C.2.1.2 Solução Eluente

Solução de tetraborato de sódio (5 mM): dissolver com água deionizada 3,8 g de tetraborato de sódio $Na_2B_4O_7.10\ H_2O$ em balão de 2 000 mL e completar o volume com água.

C.2.1.3 Solução Regenerante da Supressora

Solução de ácido sulfúrico (25 mM): adicionar cuidadosamente 2,7 mL de H_2SO_4 concentrado (d = 1,84) em balão de 2 000 mL contendo aproximadamente 500 mL de água e completar o volume com água (H_2SO_4, 25 mM).

C.2.2 Aparelhagem

a) cromatógrafo de íons equipado com detector de condutividade;
b) colunas analíticas;
c) supressora ou supressora autorregenerante;
d) microcomputador equipado com software.

NOTA Quando usar a coluna autossupressora não é necessário o uso da solução regenerante.

C.2.3 Calibração

C.2.3.1 Equilibrar o sistema através do bombeamento do eluente dentro da coluna analítica, da supressora e do detector até que seja obtido linha base estável (aproximadamente 15 minutos a 20 minutos) em torno de 16 μS a 18 μS de condutividade de fundo, para o eluente recomendado. Este equilíbrio normalmente pode ser atingido durante a preparação da amostra e dos padrões.

C.2.3.2 Rinsar uma seringa de duas vezes a três vezes com água deionizada e depois com uma solução padrão de acetato (1 mg/L). Carregar o "loop" com a solução do padrão, acoplar na sua extremidade um sistema de microfiltro, e conectar o conjunto na entrada do reservatório da amostra. Injetar o padrão no fluxo do eluente e registrar o cromatograma do íon.

NOTA Os tempos de retenção variam com as condições de operação e são influenciados pelas concentrações dos outros íons presentes, de uma coluna para outra, e também por fatores como temperatura, fluxo e concentração do eluente. Porém a ordem de eluição (saída) dos ânions não é alterada por esses fatores.

C.2.4 Determinação

C.2.4.1 Ligar o equipamento de acordo com o procedimento de operação.

C.2.4.2 Estabilizar o sistema através do bombeamento do eluente dentro da coluna analítica, da coluna supressora e do detector até obter uma linha de base estável.

C.2.4.3 Diluir cerca de dez vezes a amostra com o objetivo de estimar a concentração do íon a ser determinado.

C.2.4.4 Verificar se detector de condutividade está calibrado de acordo com o manual do equipamento.

NOTA Quando usar a coluna autossupressora não é necessário o uso da solução regenerante.

C.2.5 Interferência

Quando a amostra a ser analisada contém um íon em concentração muito maior que o de interesse, isto pode ser solucionado diluindo-se a amostra. Se o íon interferente for o cloreto utilizar o cartucho de prata que tem por objetivo remover Cl^-, B^-, I^-, CrO_4^{2-}, AsO_4^{3-}, CN^-, MoO_4^{-2}, PO_4^{3-}, $SeCN^-$, SeO_3^{2-}, S^{2-}, SCN^- e WO_4^{2-} o manual de utilização encontra-se junto ao material.

C.3 Considerações Relativas ao Meio Ambiente

Os resíduos e efluentes gerados devem ser gerenciados conforme os padrões segundo o plano gestor de resíduos e de efluentes líquidos do laboratório que executa o ensaio.

C.4 Considerações Relativas a Saúde e Segurança

C.4.1 É importante que o usuário utilize luvas de nitrila e máscara com dupla proteção, ou seja para pó e gases ácidos, durante a troca dos reagentes e no descarte.

C.4.2 Antes de iniciar qualquer manuseio com produtos químicos, materiais e equipamentos, consultar e aplicar os procedimentos apropriados de segurança e de operação dos equipamentos.

Anexo D - Determinação da Relação Orgânica / Inorgânica em Amostras Sólidas por Extração "*Soxhlet*"

D.1 Objetivo

Descrever o procedimento para separar quantitativamente a fase orgânica da inorgânica de amostras sólidas, bem como, a preparação da amostra para análise pelas técnicas de fluorescência e difração de raios-X.

D.2 Procedimento

D.2.1 Materiais e Reagentes

a) balão de destilação com capacidade para 250 mL;
b) barra magnética;
c) xileno ou clorofórmio;
d) extrator de "*soxhlet*".

D.2.2 Aparelhagem

Manta de aquecimento com agitação.

D.2.3 Procedimento

D.2.3.1 Tarar a balança com o cartucho de extração ou de papel de filtro.

D.2.3.2 Pesar de 1 g a 5 g da amostra em cartucho de extração ou de papel de filtro e anotar o peso.

D.2.3.3 Pesar o balão e anotar o peso.

D.2.3.4 Em capela, montar o sistema de "*soxhlet*" com aproximadamente 200 mL de solvente.

D.2.3.5 Controlar a manta para uma temperatura de aproximadamente 60 °C e para uma agitação branda.

D.2.3.6 Deixar em refluxo até o solvente do extrator apresentar-se límpido, ou por um período de 16 horas.

D.2.3.7 Após a extração, retirar o balão da manta e colocar para evaporar o solvente em jato de nitrogênio com aquecimento brando.

D.2.3.8 Após toda evaporação do solvente, deixar o balão atingir a temperatura ambiente, pesar e anotar o peso.

D.2.3.9 Calcular o teor de orgânico, conforme demonstrado no D.2.4.

D.2.4 Cálculos e Resultados

D.2.4.1 Peso do resíduo orgânico = peso do balão com o resíduo orgânico - peso do balão vazio.

$$\% \text{ de orgânico} = \frac{\text{peso do resíduo orgânico}}{\text{peso da amostra total}} \text{ x } 100$$

D.2.4.2 Percentual de matéria inorgânica = 100 - percentual de orgânico.

D.3 Considerações Relativas ao Meio Ambiente

D.3.1 As soluções utilizadas no método devem ser descartadas em bombonas.

D.3.2 Os resíduos e efluentes gerados devem ser gerenciados segundo o plano gestor de resíduos e de efluentes líquidos do laboratório que executa o ensaio.

D.4 Considerações Relativas a Saúde e Segurança

D.4.1 Utilizar luvas de acordo com a atividade.

D.4.2 Óculos de segurança contra respingos ao manusear solventes.

D.4.3 Utilizar mascara para vapores orgânicos ao manusear solventes.

D.4.4 Utilizar capela ao manusear e evaporar o solvente.

Anexo E - Análise Semiquantitativa por Fluorescência de Raios-X e Identificação de Fases Cristalinas por Difração de Raios-X

E.1 Objetivo

Identificar através de análise semiquantitativa por FRX os elementos presentes em amostras sólidas de corrosão, de incrustação ou de depósitos, coletados em sistemas de dutos ou em cupons de monitoração de corrosão. São analisados elementos de número atômico maior que nove (flúor).

Os resultados obtidos na análise semiquantitativa por FRX são utilizados de forma a auxiliar a identificação de compostos cristalinos por análise de DRX.

E.2 Rotina

E.2.1 Materiais e Reagentes

a) moinho de ágata ou de bolas de carbeto de tungstênio;
b) moldante para preparação de pastilhas prensadas. É comum o uso de ácido bórico ou parafina microcristalina em pó.

E.2.2 Aparelhagem

a) prensa de até 20 t para preparação de pastilhas. O diâmetro da pastilha prensada depende do diâmetro do porta amostras do equipamento de FRX disponível no laboratório;
b) espectrômetro de FRX, podendo ser de comprimento de onda dispersiva (WDS) ou de energia dispersiva de raio X (EDX). O equipamento deve já ter uma curva de calibração instalada, com os padrões adequados fornecidos pelo fabricante;
c) espectrômetro DRX.

E.3 Procedimento

A amostra sólida deve ser limpa de hidrocarbonetos (vide Anexo D), de modo a evitar interferentes na análise. É possível proceder à análise semiquantitativa do resíduo orgânico obtido (amostra líquida), desde que o equipamento de FRX assim o permita.

Moer a amostra em grau de ágata ou moinho de bolas de carbeto de tungstênio, de forma a homogeneizar a amostra e reduzir a granulometria até em torno de 300 mesh (pó).

A amostra moída pode então ser condicionada no porta-amostra adequado e analisado no equipamento de DRX. Pode ser utilizada a mesma amostra para obter a pastilha prensada e analisar no equipamento de FRX.

Anexo F - Deposição de Água em Dutos

F.1 Normalmente, os produtos transportados têm um teor de água livre ou emulsionada. Durante os períodos de parada, em operação intermitente, ou mesmo durante as transferências em baixas vazões esta água tende a decantar acumulando-se ao longo da geratriz inferior do duto.

F.2 O tempo necessário para que haja a separação é função da agitação prévia a que o produto esteve submetido. Para agitação moderada a separação se dá em poucas horas.

F.3 Dependendo da velocidade de escoamento o acúmulo de água no interior do duto pode ser permanente ou não. Altas velocidades de escoamento podem arrastar a água acumulada. Existe uma velocidade crítica, acima da qual se dá o arraste de água e abaixo da qual o acúmulo de água é permanente.

F.4 Esta velocidade crítica para arraste de água não está relacionada com o número de “Reynolds” e sim com o diâmetro interno do duto. Quanto maior o diâmetro interno, maior a velocidade crítica. O simples fato de que um escoamento se dê no regime turbulento não significa que o acúmulo de água deve ser arrastado. É necessário que a velocidade crítica seja superada.

F.5 Uma visão, em termos qualitativos do mecanismo de arraste de água em um duto pelo produto escoado é a seguinte:

a) havendo escoamento em velocidade suficiente formam-se ondulações na interface produto-água;
b) em velocidades maiores ocorre a formação de gotas a partir das cristas dessas ondulações, sendo que estas gotas ainda podem retornar à água acumulada devido ao seu grande tamanho;
c) em velocidades ainda maiores, formam-se gotas de menor tamanho e quando a velocidade supera a velocidade crítica o tamanho das gotas é tão pequeno que elas são carreadas pelo produto, eliminando-se o leito de água após um certo período de tempo.

F.6 Os gráficos das Figuras F.1 e F.2 mostram as vazões críticas para alguns petróleos e derivados em função do diâmetro interno do duto e levando-se em conta os valores das propriedades citadas.

NOTA Os gráficos das Figuras F.1 e F.2 são balizadores para uma primeira análise. Recomenda-se a utilização de simuladores de escoamento para estimar a velocidade mínima para o arraste de água livre em oleodutos

F.7 Tais gráficos dão apenas uma ordem de grandeza da vazão crítica, pois foram elaborados a partir de um modelo matemático desenvolvido por “*Wicks*” e “*Fraser*”[4] que considera:

a) as gotas d’água, uma vez introduzidas no fluxo de produto, comportam-se como partículas sólidas;
b) a velocidade crítica para que haja transporte axial de partículas sólidas (ou gotas de água) é igual à velocidade limite na qual existe um leito estacionário.

F.8 O modelo matemático não fornece o tempo necessário para que a água acumulada em um ponto do duto seja totalmente carreada pelo fluxo do produto, entretanto acredita-se que quanto maior for a relação entre a vazão de escoamento e a vazão crítica, maior deve ser a vazão de carreamento de água e, portanto menor este tempo.

[4] Wicks M, Fraser JP. Entrainment of water by flowing oil. Materials Performance 1975; 14: 9–12.

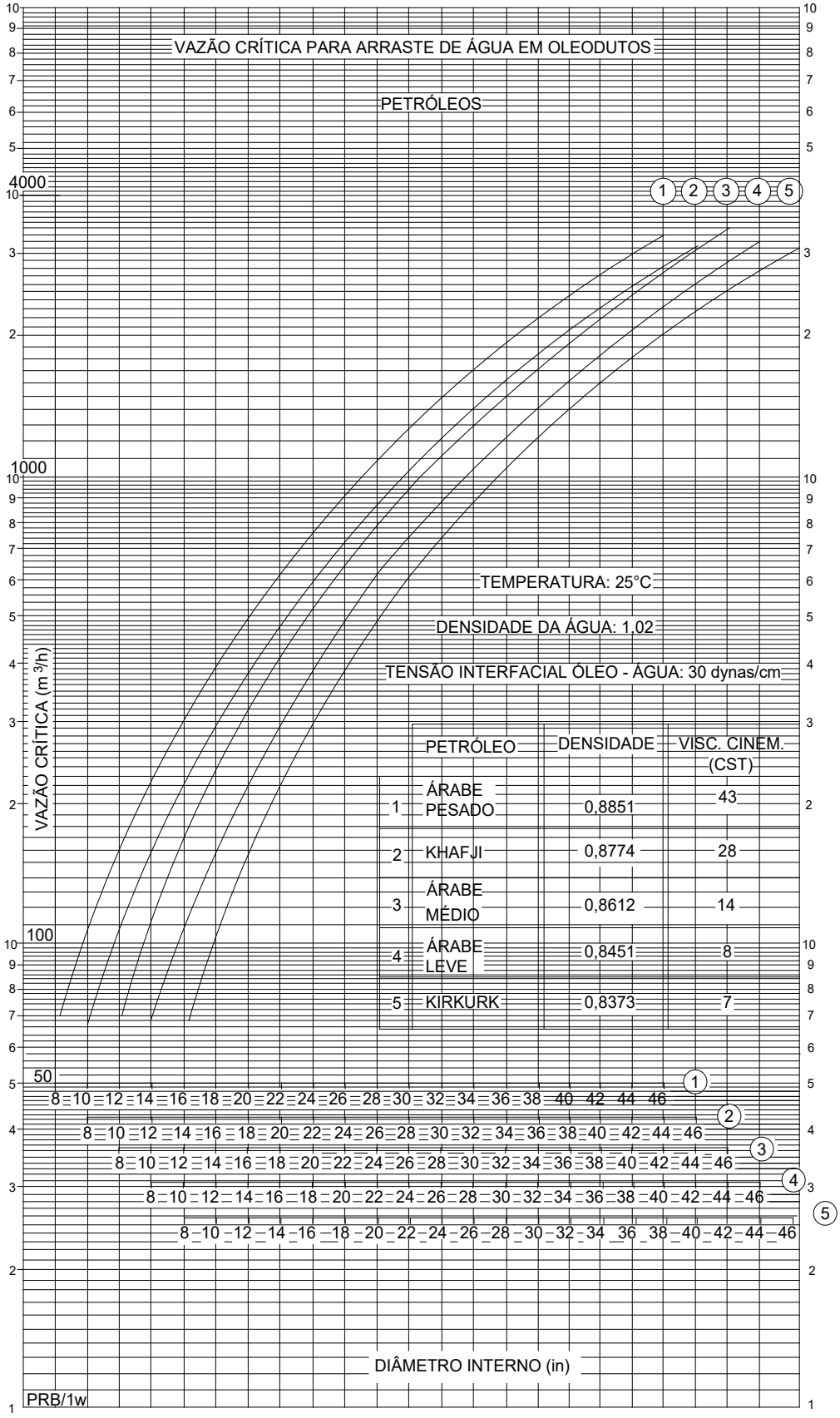


Figura F.1 - Vazão Crítica para Arraste de Água em Oleodutos- Petróleos

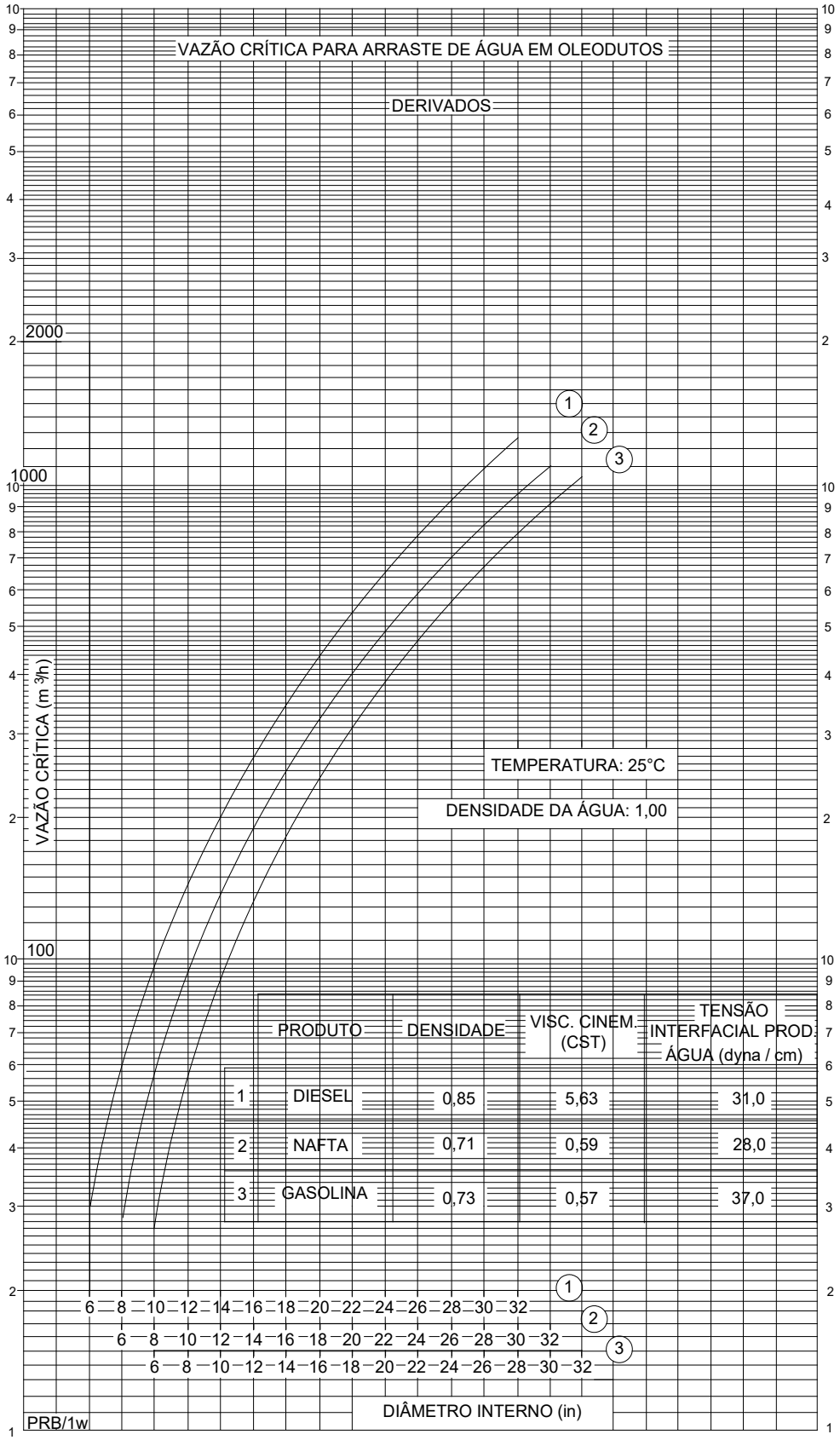


Figura F.2 - Vazão Crítica para Arraste de Água em Oleodutos - Derivados

Anexo G - Determinação de Sulfeto em Produtos de Corrosão

G.1 Objetivo

Descrever a determinação de sulfeto em produtos de corrosão.

G.2 Resumo

Uma determinada massa de amostra é tratada com ácido clorídrico, e o gás sulfídrico (H_2S) gerado a partir dos sulfetos presentes na amostra é carreado por um fluxo de nitrogênio para uma solução de soda. Posteriormente esta solução de soda é titulada potenciometricamente com nitrato de prata.

G.3 Aparelhagem

a) balão de reação de 100 mL;
b) frasco absorvedor;
c) reservatório para ácido;
d) manta de aquecimento;
e) termostato;
f) nitrogênio;
g) titulador potenciométrico;
h) eletrodo de vidro;
i) eletrodo de prata.

G.4 Reagentes e Soluções

a) ácido clorídrico 1:1;
b) água reagente tipo I;
c) solução de NaOH 1 N: dissolver 40 g do reagente em 1 L de água reagente tipo I;
d) solução padrão de HCl 0,1 N: dissolver 8,3 mL do reagente em 1 L de água reagente tipo I;
e) solução padrão de AgNO3 0,1 N: dissolver aproximadamente 8,5 g de sal em 40 mL de água reagente tipo I; transferir esta solução para um balão de 500 mL e avolumar com água reagente tipo I; padronizar com solução de cloreto de sódio.

G.5 Procedimento

G.5.1 Montar a aparelhagem segundo Figura G.1.

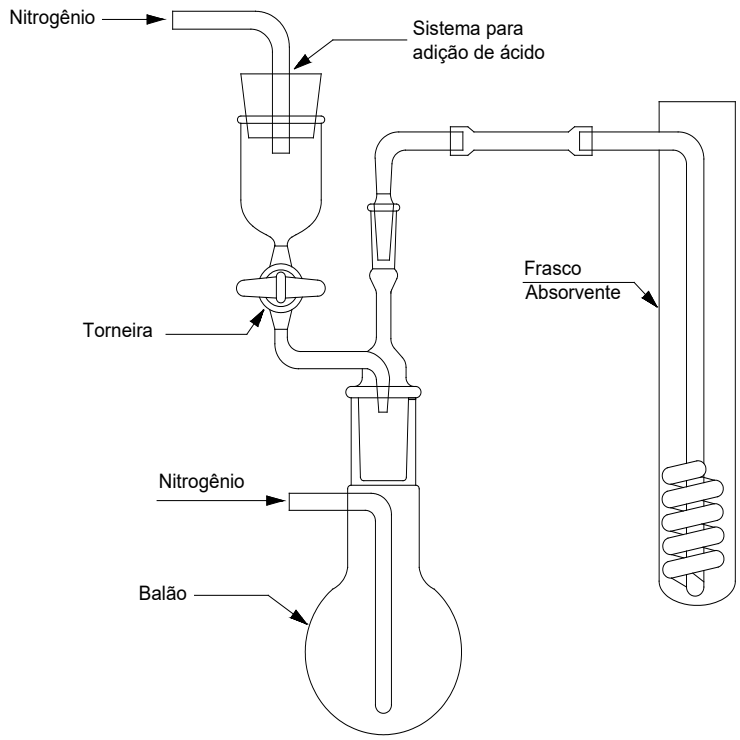


Figura G.1 - Desenho Esquemático para Determinação de Sulfetos em Resíduos

G.5.2 Purgar o sistema com nitrogênio.

G.5.3 Pesar, com precisão de 0,1 mg, 1 g de amostra no balão de reação. Adicionar cerca de 30 mL de água destilada.

G.5.4 Adicionar volumetricamente 50 mL de NaOH 1 N no frasco absorvedor.

G.5.5 Com fluxo contínuo de nitrogênio, gotejar lentamente cerca de 10 mL de HCl 1:1. Ligar o aquecimento.

G.5.6 Manter o aquecimento por 30 minutos.

G.5.7 Tomar uma alíquota da solução de soda contida no frasco absorvedor e transferi-la para béquer de 150 mL. Adicionar 5 mL de NH_4OH 1 N. Completar o volume até 100 mL com água destilada. Titular potenciometricamente com solução de $AgNO_3$ 0,1 N.

G.5.8 Tomar uma alíquota da solução de soda contida no frasco absorvedor e transferi-la para béquer de 150 mL. Adicionar 5 mL de NH_4OH 1 N. Completar o volume até 100 mL com água reagente tipo I. Titular potenciometricamente com solução de $AgNO_3$ 0,1 N.

G.6 Cálculos

% de Sulfeto, como S = [(A - B) x N x 1,6 x 50] / V x m

Onde:

A é o volume de $AgNO_3$ consumido na titulação da amostra, em mL;
B é o volume de $AgNO_3$ consumido na titulação de um ensaio em branco de igual volume da alíquota tomada da solução de soda, em mL;
N é a normalidade da solução de $AgNO_3$;
V é a alíquota da solução de soda, em mL;
m é a massa de amostra, em g.

G.7 Considerações Relativas ao Meio Ambiente

Os resíduos e efluentes gerados devem ser gerenciados segundo o plano gestor de resíduos e de efluentes líquidos do laboratório que executa o ensaio.

Anexo H - Análise de Oxigênio Dissolvido na Fase Aquosa - Coleta e Amostragem

H.1 Objetivo

Visa orientar as operações de coleta, medição e análise de oxigênio dissolvido na fase aquosa.

H.2 Considerações

H.2.1 As operações de coleta e análise de oxigênio dissolvido (OD) só devem ser realizadas em fluidos dinâmicos, ou seja, durante a transferência de produto.

H.2.2 Para medições e análises de OD em fluidos aquosos que contenham contaminação com fase orgânica (oleosa, dentre outros), deve ser utilizado sensores (eletrodos) de oxigênio com o princípio de medição ótico. Demais sensores de OD que utilizem o princípio de medição eletroquímico (polarográfico, amperométrico, dentre outros), podem ser utilizados para fluidos aquosos isentos de fase orgânica, pois essa fase oleosa contamina a membrana de medição do sensor e impede o correto funcionamento do equipamento de leitura.

H.2.3 A Figura H.1 mostra o exemplo de um sensor de OD com princípio de medição ótica, exemplificando a não interação da fase aquosa (com ou sem fase oleosa) com as partes internas do sistema de medição. Na especificação técnica do sensor ótico, segue recomendações importantes:

a) o material do isolamento ótico, por ser um material não metálico, deve ser resistente ao fluido aquoso. Exemplo: Isolamento ótico em material PFTE para meios contendo contaminação com petróleo;
b) o material metálico do corpo e da capa do sensor devem ser resistentes à corrosividade dos fluidos aquosos;
c) a faixa de temperatura deve ser compatível com a temperatura do fluido aquoso (com ou sem fase oleosa).

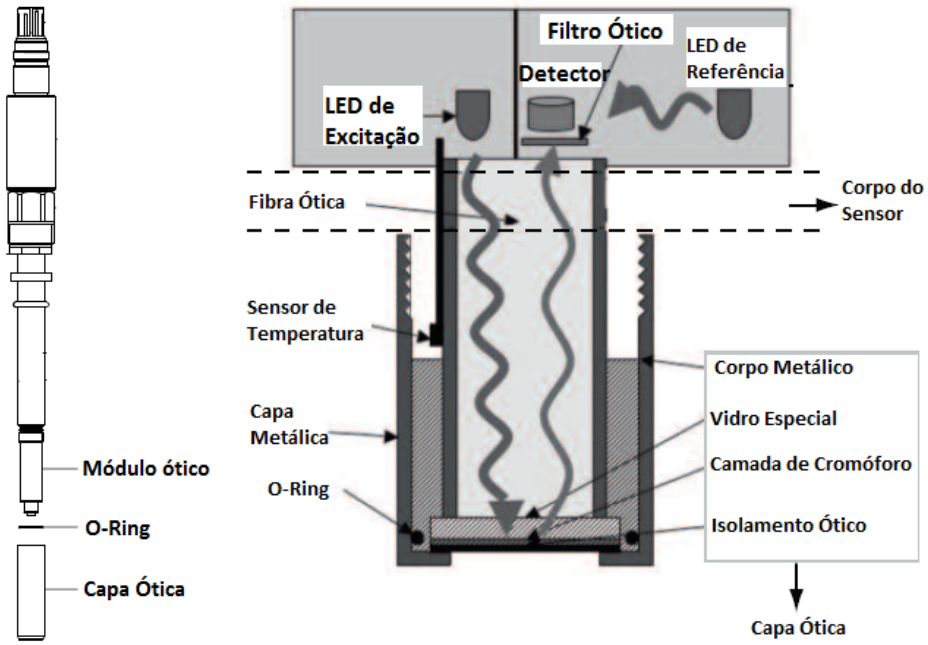


Figura H.1 - Exemplo de Sensor de OD com Princípio de Medição Ótico e Princípios de Funcionamento do Sistema Ótico

H.2.4 Existe uma correção matemática nos equipamentos que indicam o valor medido pelos sensores de OD, ótico ou eletroquímico, relacionando solubilidade de oxigênio e temperatura. Caso seja necessário um sistema de resfriamento para utilização do sensor de medição de OD, deve atentar que quanto menor for a temperatura maior será a solubilidade do oxigênio no fluido aquoso. Exemplo: Se a temperatura máxima do sensor for 40 °C e a temperatura do processo for 70 °C, haverá necessidade de utilizar um sistema de resfriamento para que seja possível realizar a leitura. Com isso, a medição de OD realizada pelo sensor indicará uma concentração maior que a concentração de OD no processo. Dessa forma, não é recomendado que se utilize um sistema de resfriamento para medição de OD. Reforçando esta recomendação de não utilização de um sistema de resfriamento, há a possibilidade de ocorrer contaminação de oxigênio no sistema de resfriamento pela necessidade de expulsar todo o ar atmosférico deste sistema para garantia da correta medição.

H.3 Etapas do Ensaio

Para a coleta e análise é necessário:

a) certificar-se de que não existe contaminação de fluido oleoso através de dreno da tomada de coleta, caso o sensor seja eletroquímico;

NOTA Caso ocorra contaminação inesperada da membrana do sensor de OD eletroquímico (polarográfico ou amperométrico) por fluidos com fase oleosa, deve ser procedida limpeza do eletrodo, substituição da membrana, limpeza da região interna (parte metálica) utilizando o procedimento recomendado pelo fabricante do equipamento. Em seguida, proceder a polarização do sensor eletroquímico e a subsequente calibração, utilizando os procedimentos recomendados pelo fabricante do equipamento.

b) descontaminar a conexão de coleta, drenando aproximadamente 2 L do fluido em recipiente apropriado;
c) acoplar a mangueira de látex (ou outra similar) na conexão de coleta e bocal de entrada de fluido no recipiente de amostragem (Figura H.2). Certifique-se de que todo o ar atmosférico foi removido do interior da mangueira e de que não existe nenhuma bolha associada ao fluxo da tomada de coleta;
d) instalar o sensor de medição de OD na rosca central, garantindo a perfeita vedação do eletrodo evitando eventuais contaminações de oxigênio atmosférico durante o ensaio. Recomenda-se que o sensor de medição de oxigênio seja de modelo autoclavável, pois eles possuem roscas em suas conexões de processo;
e) acoplar a mangueira látex (ou outra similar) na conexão de descarga de produto no recipiente de amostragem;
f) abrir a válvula de descarga de produto;
g) abrir a válvula de entrada de produto e iniciar a passagem do fluido pelo recipiente de amostragem mediante a drenagem do fluido pela válvula da conexão de coleta;
h) verter fluxo do produto pelo bocal de descarga de forma a retirar todo o ar atmosférico contido no espaço interno do recipiente de amostragem;

NOTA Caso seja observado uma demora na estabilização da medida que está sendo realizada, concomitante com uma lenta e gradativa redução na concentração de OD na leitura do sensor, pode ser indício de ar atmosférico dentro do sistema, caso positivo, suspender a operação, proceder a limpeza do sistema com o fluido de processo até a certeza da retirada de bolhas de ar contidas no sistema, e refazer as medições.

i) ajustar a vazão do fluido de forma a evitar a geração de bolhas no interior do recipiente de amostragem e a consequente interferência no perfeito funcionamento do eletrodo;
j) aguardar a estabilização da leitura da concentração de oxigênio dissolvido e registrar o valor;
k) inspecionar se houve contaminação do recipiente de amostragem por óleo e, caso positivo, suspender a operação, proceder a limpeza do recipiente e refazer as etapas acima descritas, caso utilize sensores de OD sejam eletroquímicos (polarográfico ou amperométrico);
l) registrar a temperatura do fluido no momento da amostragem.

NOTA Caso seja necessário resfriar o fluido em função de limitação de temperatura do sensor de OD, certificar-se que todo o ar atmosférico foi retirado do sistema de resfriamento (lembrando que a temperatura de leitura de OD inferior à temperatura do processo pode indicar maiores concentrações de OD, pelas correções matemáticas do sistema de medidas, conforme já mencionado).

H.4 Equipamentos e Acessórios Necessários

Para análise do OD são necessários os seguinte equipamentos e acessórios:

a) Sistema contendo sensor de OD (ótico ou eletroquímico) e transmissor de sinal, com escala sugerida de 0,0 µg/L a 2.000 µg/L e precisão sugerida de ± 2 µg/L;
b) mangueira látex (ou material polimérico similar) com o menor comprimento possível, no interesse de mais fácil retirada do ar atmosférico;
c) recipiente de amostragem confeccionado em vidro, acrílico ou material polimérico com o menor volume possível, no interesse de mais fácil retirada do ar atmosférico;
d) vaso de coleta de resíduos - volume 40 L;
e) luvas em látex nitrílico;
f) máquina fotográfica digital;
g) sistema de resfriamento constituído por uma vara de 6 metros de tubing em aço inoxidável AISI 316 com diâmetro de 3/8” em espiral, instalada dentro de um recipiente do tipo cooler (isopor ou caixa térmica de material polimérico) contendo água e gelo.

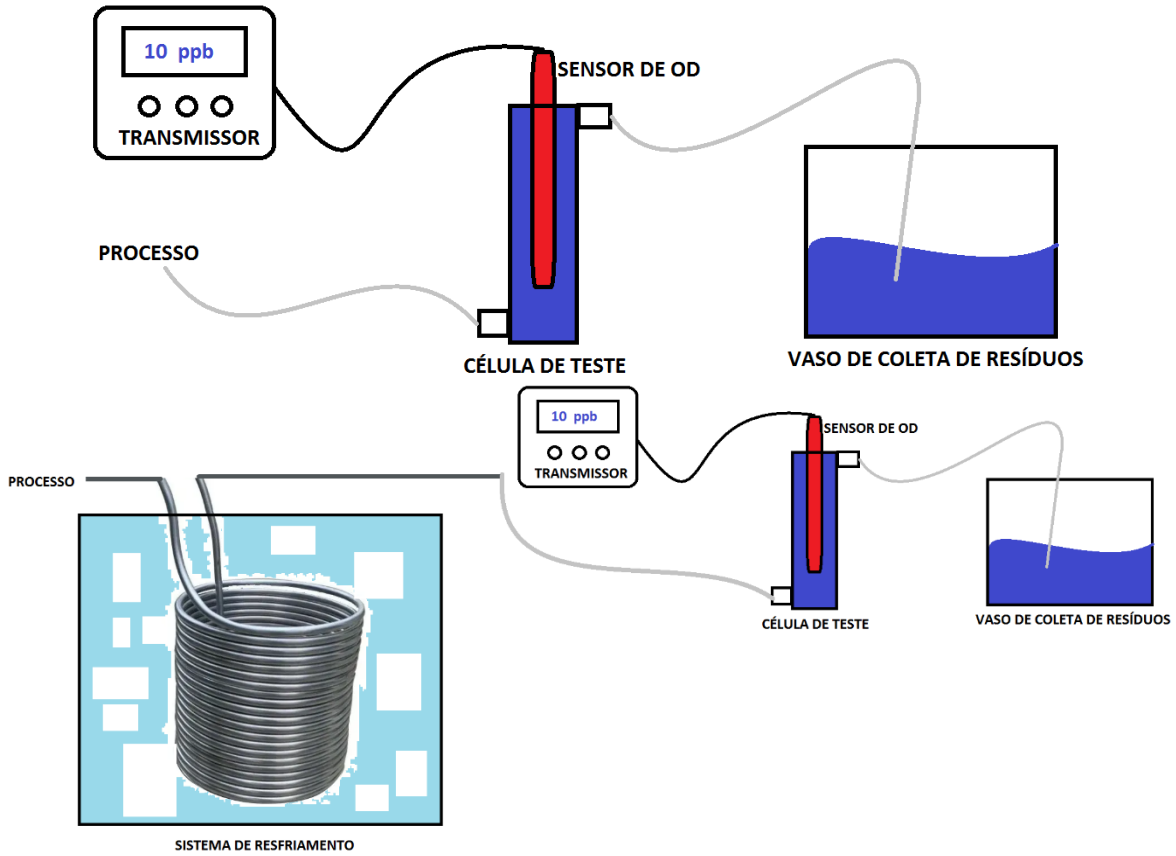


Figura H.2 - Croqui do Sistema de Amostragem e Sistema de Amostragem com Sistema de Resfriamento

Anexo I - Figura

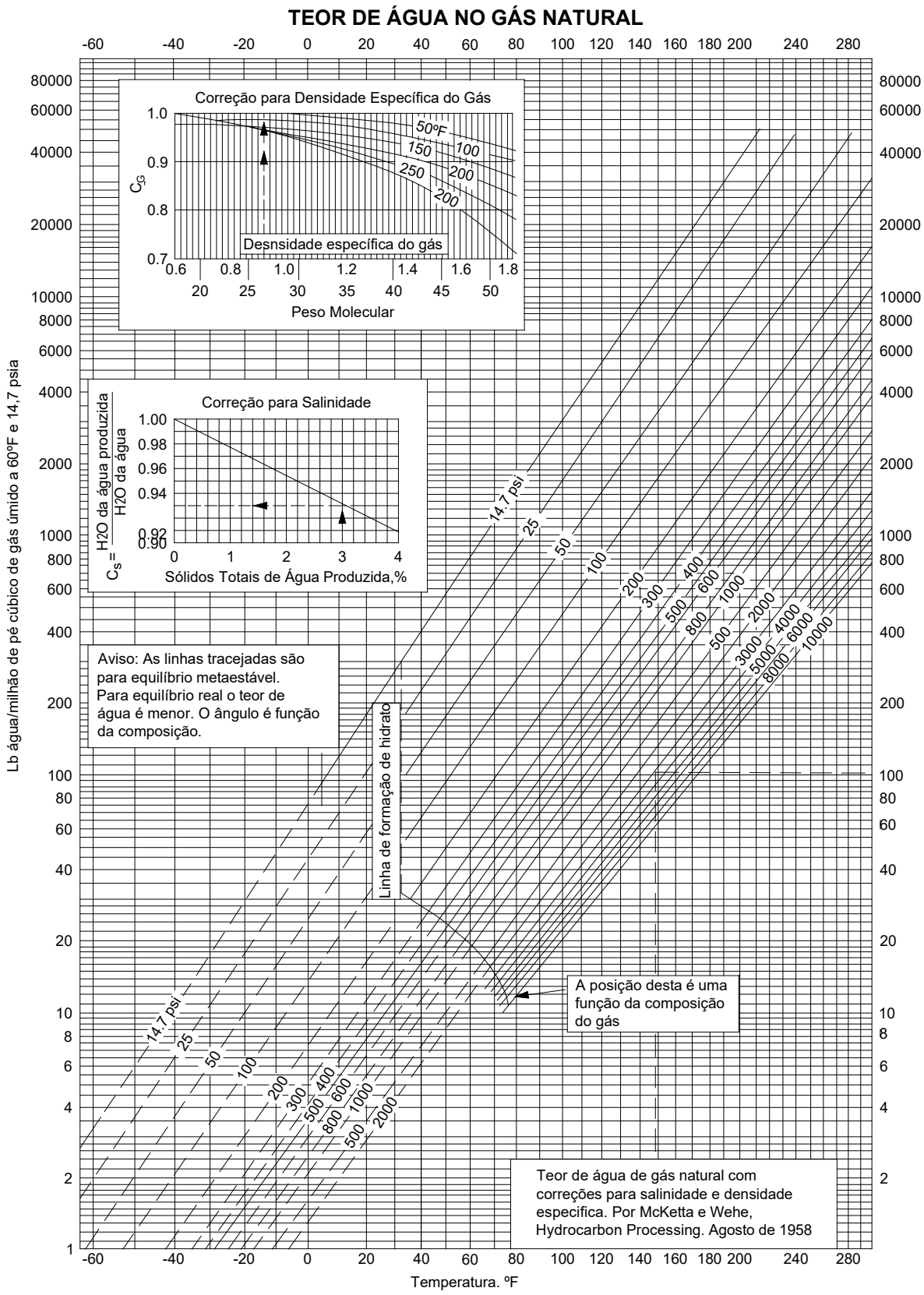


Figura I.1- Gráfico GPSA

Anexo J - Formulário de Avaliação de Corrosividade Conjugada à Consequência da Falha do Duto por Corrosão Interna

PETROBRAS	MEMÓRIA DE CÁLCULO	Nº
	CLIENTE:	FOLHA 1 de 3
	PROGRAMA:	
	ÁREA:	
	TÍTULO: Avaliação de Corrosividade Conjugada à Consequência da Falha do Duto por Corrosão Interna	

ÍNDICE DE REVISÕES

REV.	DESCRIÇÃO E/OU FOLHAS ATINGIDAS

	REV. 0	REV. A	REV. B	REV. C	REV. D	REV. E	REV. F	REV. G	REV. H
DATA									
PROJETO									
EXECUÇÃO									
VERIFICAÇÃO									
APROVAÇÃO									

AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.

FORMULÁRIO PERTENCENTE À PETROBRAS N-2785 REV. E ANEXO J - FOLHA 01/03.

PETROBRAS

MEMÓRIA DE CÁLCULO | Nº | REV.

FOLHA 2 de 3

TÍTULO:

Avaliação de Corrosividade Conjugada à Consequência da Falha do Duto por Corrosão Interna

1. OBJETIVO

Esta memória de cálculo tem como objetivo definir quais e quantos métodos de monitoramento da corrosão interna são mais adequados para o duto com base na corrosividade do duto conjugado ao risco de falha devido a Corrosão Interna. A avaliação é realizada com base nos critérios da PETROBRAS N-2785 e nas consequências de uma falha no duto.

2. MÉTODO DE DEFINIÇÃO DO GRAU DE EXPOSIÇÃO DO DUTO A CORROSÃO INTERNA

A determinação da consequência da falha com relação a Corrosão Interna, baseia-se em procedimentos internos de qualificação de risco de dutos rígidos, submarinos ou terrestres do E&P, em aço carbono. A qualificação de risco deve retratar a situação presente do duto e deve ser revisada periodicamente, quando houverem mudanças significativas, ou a cada 5 anos.

3. MECANISMOS DE FALHA POR CORROSÃO INTERNA

As variáveis associadas à probabilidade de falha devido à Corrosão Interna são: taxa de corrosão, histórico de vazamentos, perda de espessura, regime de fluxo, velocidade de escoamento, água livre e umidade, pH simulado, pressão parcial de CO2 e H2S, elementos predominantes no resíduo ou presença de O2 e presença de bactérias. É importante esclarecer que a aplicação das variáveis acima pode variar para oleodutos e gasodutos rígidos, sendo indicados nos casos específicos.

4. CATEGORIZAÇÃO DA CONSEQUÊNCIA DA FALHA

Segundo a metodologia adotada, a conseqüência de falha para os dutos é categorizada em seis níveis, em ordem crescente, de I a VI. Estes procuram refletir a conseqüência da falha em termos do impacto à segurança das pessoas, ao meio ambiente (que um eventual vazamento de petróleo ou condensado de um gasoduto possa causar) e em termos de impacto à produção (a conseqüência de falha é categorizada segundo o percentual da perda diária de produção da UO).

5. CÁLCULO DO RISCO

O risco do duto é determinado, de forma qualitativa, fazendo a avaliação com base na Probabilidade de Falha devido a Corrosão Interna e a Consequência que a falha pode ter em termos de segurança das pessoas, meio ambiente e perda de produção. O risco final poderá ser classificado em Alto, Moderado ou Baixo.

6. DETERMINAÇÃO DO MÉTODO DE MONITORAÇÃO

O Método de Monitoração da Corrosão Interna, a ser aplicado ao duto em análise, será oriundo dos seguintes aspectos: Tipo de Ambiente (Submarino, Terrestre ou Misto); Duto Novo (Sim ou Não); Tratamento Químico (Sim ou Não); Risco Corrosão Interna (Alto, Moderado ou Baixo); Extensão do duto (maior que 5 km para Oleoduto e maior que 10 km para Gasoduto). O resultado de cada um dos parâmetros, levará a um mapa decisório, onde ficará determinado a técnica de monitoração mais adequada para cada duto.

7. DIAGNÓSTICO

Ao final da avaliação, o responsável pela monitoração do duto irá emitir o diagnóstico final para cada duto, podendo optar por adotar um método de monitoramento mais conservativo, a depender da análise específica.

PETROBRAS

MEMÓRIA DE CÁLCULO

Nº | REV.

FOLHA 3 de 3

TÍTULO:

Avaliação de Corrosividade Conjugada à Consequência da Falha do Duto por Corrosão Interna

Dados do Duto

TAG:									
Descrição:									
Produto Transp:				Classificação Duto:					
Inst. Origem:				Inst. Destino:					
Conc. Origem:				Conc. Destino:					
Diâmetro:		Pol	Espessura:		mm	Extensão:		km	Início Operação:	
Duto Pigável?			Ambiente:			Duto Novo?			Tratamento Químico?	

Vazão (Atual ou de Projeto)

		m3/dia	Água:		m3/dia	Gás:		m3/dia	BSW:	

Capacidade Calculada

Cap. Líquido:		m3/dia	Cap. Gás:		m3/dia	Movimentação:		PMO:		kPa
			Classe de Pressão					PMOA:		kPa

Parâmetros de Classificação (PROBABILIDADE)

Parâmetros Comuns (Oleoduto ou Gasoduto)

- AD-B1 - TAXA CORROSÃO — Taxa de Corrosão Uniforme
- AD-B2 - HIST. VAZ. — Histórico de Vazamentos
- AD-B3 - PERDA ESPESSURA — Perda de Espessura

Parâmetros Oleoduto (Aplicável também para Derivados Claros e Aqueoduto)

- AD-B4.1 - REGIME FLUXO ÁGUA LIVRE — Regime de Fluxo, Água Livre
- AD-B5 - VELOCIDADE ESCOAMENTO — Velocidade de Escoamento
- AD-B6 - PH SIMULADO — pH Simulado
- AD-B7 - PCO2 — P_{CO2}
- AD-B9.1 - RESÍDUOS — Elementos no Resíduo
- AD-B10 - O2 DISSOLVIDO — O2 Dissolvido
- AD-B11 - BACTÉRIAS — Presença de Bactérias

Parâmetros Gasoduto

- AD-B4.2 - REGIME FLUXO UMIDADE — Regime de Fluxo Umidade
- ADB-6 - PH SIMULADO — pH Simulado
- AD-B7 - PCO2 — PCO2
- AD-B8 - PH2S — PH2S
- AD-B9.2 - RESÍDUOS — Elementos no Resíduo

Soma dos pontos conforme árvores de decisão		Índice de Probabilidade de Falha devido a Corrosão Interna POFci	

Parâmetros de Classificação (CONSEQUÊNCIA)

Segurança	Meio Ambiente	Produção	Consequência de Falha do Duto (CI)

Determinação do RISCO - Corrosão Interna (RISCO)

DETERMINAÇÃO DO RISCO DEVIDO A CORROSÃO INTERNA DO DUTO	

Métodos de Monitoração da Corrosão Interna Recomendados

Baseado nos parâmetros avaliados e no risco do duto, com relação à corrosão interna, a decisão para a monitoração será o uso de:	

Diagnóstico do PH

Anexo K - Técnicas Não Intrusivas de Monitoração da Corrosão Interna

As técnicas não intrusivas de monitoração da corrosão interna consistem em dispositivos permanentes que são acoplados externamente ao duto, tubulação ou equipamento, sem a necessidade da operação de intervenção através de conexões de acesso que são usadas para a instalação das técnicas intrusivas tradicionais (sondas de resistência elétrica, resistência de polarização linear e cupons de perda de massa).

K.1 - Método do Campo Elétrico

K.1.1 O método do campo elétrico é usado para determinar taxas de corrosão e a perda de massa indiretamente em uma secção de um equipamento baseada no princípio de condutividade elétrica tal como a técnica de resistência elétrica.

K.1.2 Este método é baseado na aplicação de uma corrente elétrica contínua através de eletrodos externos, na forma de pinos, ao longo da seção selecionada da estrutura a ser monitorada. A sequência de medição inicial mede a queda de tensão entre todos os pares de pinos de detecção e é chamada de "assinatura" do campo elétrico. Entre cada par de pinos são realizadas a medição de espessura por ultrassom. As espessuras de parede entre os pinos são então correlacionadas com a "assinatura" entre esses pares. Os pares de pinos detectam a mudança no fluxo de corrente, e consequentemente, variações de potenciais, devido à perda de metal da parte interna do duto. As medições posteriores são comparadas com a "assinatura" de campo, e assim é calculada a variação de espessura ao longo do tempo, onde a corrosão uniforme pode ser detectada como um aumento uniforme na tensão entre todos os pares de pinos, enquanto a corrosão localizada pode ser vista como um aumento da tensão entre pinos. Deste modo a perda de metal é medido entre os pinos, o que significa que toda a área monitorada é coberta, não apenas sob cada pino de detecção. A Figura K.1 apresenta um desenho esquemático deste método.

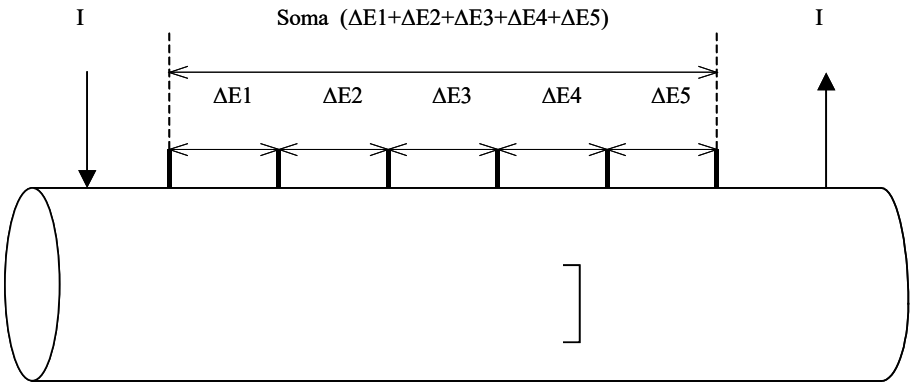


Figura K.1 - Desenho Esquemático do Conjunto de Resistores entre Pinos que São Monitorados com o Método do Campo Elétrico (I = Corrente, AE_X = Diferença de Potencial entre Pinos)

K.1.3 Assim como na sonda de resistência elétrica, é utilizada uma referência que não está em contato com o fluido para cancelar variações de corrente não associadas à corrosão interna. A referência é uma peça de metal feita do mesmo material do equipamento e conectado eletricamente em série com o objeto monitorado.

K.1.4 Esta técnica possibilita monitorar uma área e não apenas um único ponto, possibilitando a detecção de corrosão localizada conforme ilustrado na Figura K.2.

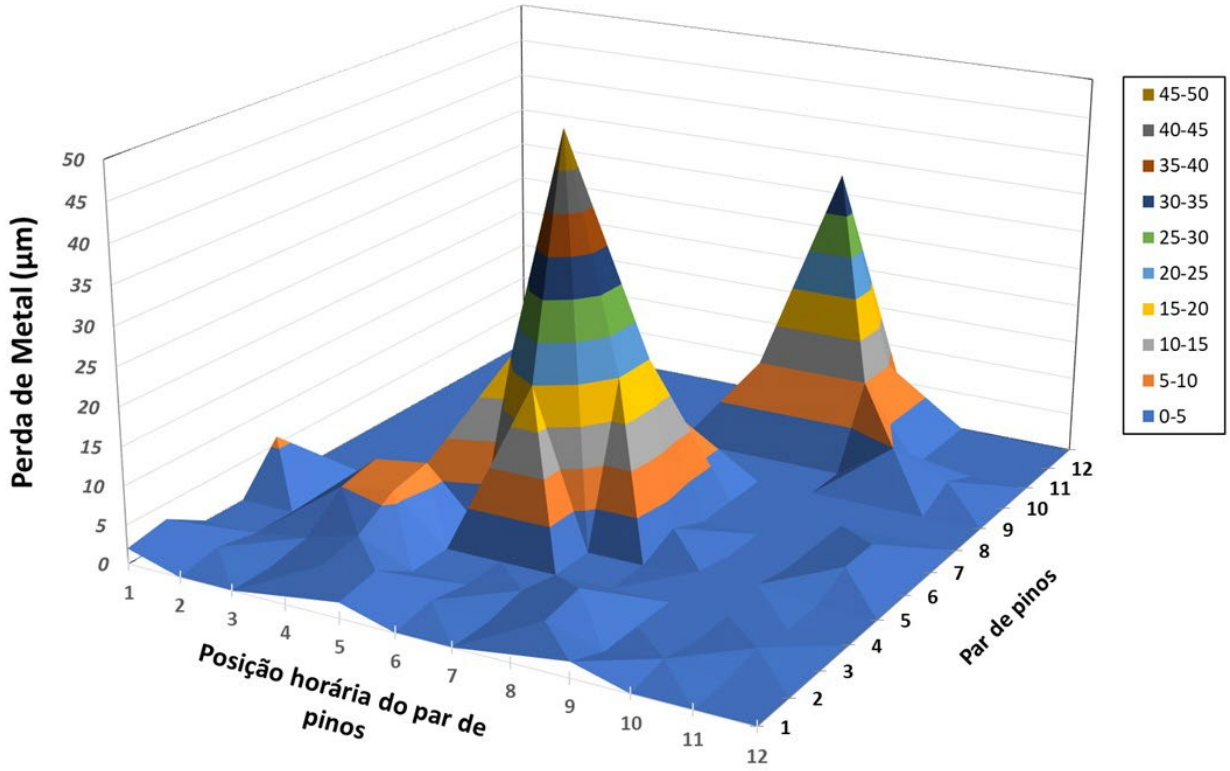


Figura K.2 - Gráfico em 3D da Variação da Espessura da Parede de uma Estrutura Contendo Pontos de Corrosão Localizada na Seção Monitorada

K.1.5 Um sistema de monitoração pelo método do campo elétrico compreende os seguintes componentes:

a) matriz de pinos de detecção;
b) unidade de interface de campo para indução de corrente, medição de potencial, coleta e armazenamento de dados com comunicação via cabo conectado aos pinos detecção na matriz;
c) software específico do equipamento para controle de instrumentos, coleta de dados, gestão e relatórios.

K.2 - Método Ultrassônico

K.2.1 O método ultrassônico se baseia no princípio do pulso eco que tem como objetivo medir o tempo que uma onda mecânica demora para percorrer a espessura do metal e retornar até o transdutor. A Figura K.3 mostra um desenho esquemático do ensaio ultrassônico, bem como o gráfico A-scan.

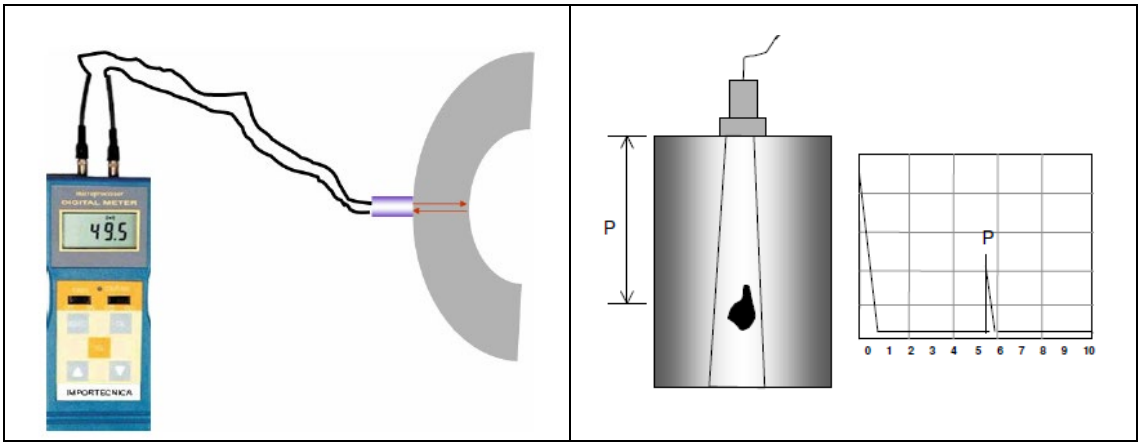


Figura K.3 - Princípio Físico do Método Ultrassônico

K.2.2 Através desta imagem A-scan é possível verificar quanto tempo a onda levou desde a saída do transdutor (primeiro pico) e o retorno para o transdutor. Este tempo é equivalente à duas vezes a espessura, pois a onda percorre a espessura do metal e depois é refletida de volta para o transdutor. Como a velocidade do som nos materiais metálicos é uma propriedade bem definida e conhecida, é possível calcular a espessura.

K.2.3 A medida de espessura por ultrassom pode ser feita com dois tipos de transdutores diferentes, sendo eles o piezoelétrico (PIEZO) e o eletromagnético (EMAT). O primeiro consiste em um sensor com propriedade piezoelétrica, ou seja, que tem a capacidade de converter energia mecânica em energia elétrica e vice e versa. E o segundo consistem em um imã acoplado a uma bobina alimentada por uma corrente alternada.

K.2.4 No transdutor piezoelétrico, o sensor é excitado eletricamente e, por ser um material piezoelétrico, ele sofre uma variação dimensional. Como o sensor está enclausurado há a geração e propagação de uma onda mecânica (ultrassônica). Esta onda, que é gerada no próprio transdutor, precisa ser transmitida para a peça de interesse e, por isso, muitas vezes, existe a necessidade de uso de um acoplante.

K.2.5 Já o transdutor eletromagnético tem a capacidade de gerar a onda ultrassônica diretamente na peça de interesse, através do fenômeno apresentado na Figura K.4. Neste transdutor, há a geração de um campo magnético variável através da bobina, induzindo correntes elétricas no material que se opõe à variação do campo magnético. Como o material está submetido a um campo magnético estático é gerada uma componente de força, conhecida como Força de Lorentz. A partir daí há a formação de uma onda mecânica diretamente na peça ensaiada.

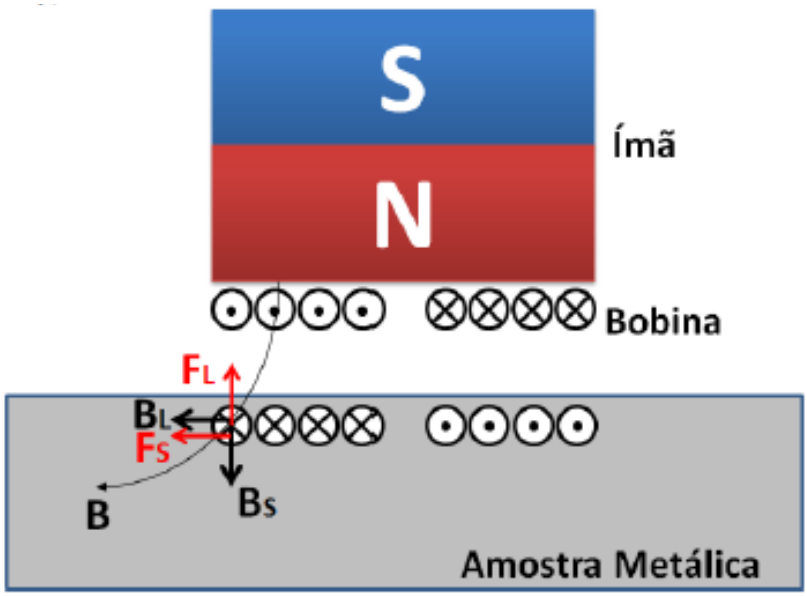


Figura K.4 - Desenho Esquemático Representativo do Princípio Físico do Transdutor EMAT

K.2.6 A primeira dela é referente à instalação permanente destes sensores (uso de acoplantes de longa duração, fixação mecânica, entre outras) e a segunda e principal, está relacionada ao processamento de sinais. Isso porque, para a monitoração da corrosão interna há a necessidade de sensores de alta resolução para possibilitar a identificação de pequenas variações na corrosividade do fluido.

K.2.7 A resolução mínima dos sensores ultrassônicos para monitoração da corrosão interna deve ser de 0,03 mm para sensores do tipo EMAT e 0,025 mm para sensores do tipo PIEZO conforme a Tabela K.1.

Tabela K.1 - Requisitos Mínimos das Técnicas Não Intrusivas

Técnica	Método do campo elétrico	Ultrassom Piezo	Ultrassom EMAT
Resolução (mm)	0,05% da espessura	0,025	0,03
Temperatura máx (°C)	80	500	150
Faixa de espessura (mm)	4 a 50	2 a 50	2 a 50
Diâmetro mínimo (pol)	4	2	2
Cobertura medição	Área com os seguintes arranjos recomendáveis: • 64 pinos para tubos ≤ 6” • 128 pinos para tubos ≤ 12" • 192 pinos para tubos ≤ 18" • 256 pinos para tubos ≥ 24"	Pontual	Pontual ou área (dependente do arranjo do número sensores)
Aplicação	Enterrado / Superfície	Enterrado / Superfície / Submarino	Superfície

FORMULÁRIO DE REGISTRO DE IMPACTOS (FRI)	
REV. E	

Potenciais Impactos Gerais das Mudanças:

- As áreas de projeto e de contratação de serviços devem avaliar projetos e contratos em fase de planejamento para verificar eventuais necessidades de ajustes na documentação.

- As áreas operacionais devem avaliar as eventuais necessidades de ajustes nos Padrões SINPEP e Especificações/Documentos Operacionais.

Item da Norma	Mudança	Razão para a Mudança	Potenciais Impactos
Folha de rosto	Inclusão de requisitos inerentes ao prazo de implementação da norma	Possibilitar que os usuários da norma tenham tempo hábil para implementação dos requisitos e gestão das mudanças	Os impactos são positivos, possibilitando ao usuário planejar adequadamente a implementação da norma
2	Atualização do título da NACE SP0775 e substituição da GPA STD 2265 pela UOP 212	Atualização das referências normativas conforme citação no corpo de norma	Sem impacto
3.9	Inclusão de definição	Melhorar a interpretação de termo citado no corpo de norma	Sem Impacto
Tabela 4 – NOTA 4	substituição da GPA STD 2265 pela UOP 212	Atualização das referências normativas	Sem impacto
5.3.1 - alínea a)	Alteração de texto	Evitar uma interpretação equivocada do texto	Sem impacto
Tabela 9 – NOTA 2	Inclusão de NOTA	Mitigação de riscos operacionais	Preservação da segurança operacional
6.1.1 e 6.1.2	Correção de texto	Incluir a citação do item 6.2.5	Sem impacto
Tabela 13	Alteração de parâmetros dos potenciais de corrosividade	Alinhamento com a NACE SP0775	Aderência às normas internacionais utilizadas por demais operadoras
6.2.5.1 – NOTAS 1 e 4	Inclusão de NOTAS	Melhorar o entendimento quanto à classificação do potencial de corrosividade	Evitar interpretações errôneas do item em questão
Tabela 19	Alteração da periodicidade de aquisição de dados do cupom de perda de massa	Alinhamento com a NACE SP0775	Aderência às normas internacionais utilizadas por demais operadoras
Tabela 20	Alteração do título da Tabela com a retirada do termo “máxima”	Para não prejudicar a interpretação do termo “periodicidade”	Tornar mais clara a interpretação da Tabela
Tabela 20 – NOTA 1	Alteração da NOTA 1	Texto alterado para melhor adequação à norma ASTM E1064	Gerar maior flexibilidade na definição da umidade do gás

Tabela 21	Alteração da periodicidade de coleta do fluido aquoso e resíduo e retirada dos cupons de corrosão	Alinhamento com a NACE SP0775	Aderência às normas internacionais utilizadas por demais operadoras
Tabela 21 – NOTAS	Alteração da NOTA 1 e Inclusão da NOTA 2	Alinhamento com a NACE SP0775	Aderência às normas internacionais utilizadas por demais operadoras. Dar maior flexibilidade ao prazos para execução dos serviços de monitoração da corrosão
Tabela 22	Alteração da periodicidade de coleta de dados da sonda de resistência elétrica	Alinhamento com a NACE SP0775	Aderência às normas internacionais utilizadas por demais operadoras
Tabela 22– NOTA	Inclusão da NOTA	Alinhamento com a NACE SP0775	Aderência às normas internacionais utilizadas por demais operadoras. Dar maior flexibilidade ao prazos para execução dos serviços de monitoração da corrosão
Tabela 23	Alteração da periodicidade de coleta de dados das técnicas não intrusivas	Alinhamento com a NACE SP0775	Aderência às normas internacionais utilizadas por demais operadoras
Tabela 23 – NOTA	Inclusão da NOTA	Alinhamento com a NACE SP0775	Aderência às normas internacionais utilizadas por demais operadoras. Dar maior flexibilidade ao prazos para execução dos serviços de monitoração da corrosão
Tabela 24	Retirada do termo “máxima” da Tabela	Para não prejudicar a interpretação do termo “periodicidade”	Tornar mais clara a interpretação da Tabela
8.1.2 c)	Retirada do termo “máxima” da alínea c)	Para não prejudicar a interpretação do termo “periodicidade”	Tornar mais clara a interpretação da alínea c)
8.1.3 c)	Retirada do termo “máxima” da alínea c)	Para não prejudicar a interpretação do termo “periodicidade”	Tornar mais clara a interpretação da alínea c)

GRUPO DE TRABALHO - GT-23-66

Segue link para consultar os membros do GT:

http://nortec.petrobras.com.br/nortec/novosite/subcomsel.aspx?cod=23&strgtid=3623&strgt=66