

CONTECComissão de Normalização
Técnica**SC-23**Inspeção de Sistemas e
Equipamento em Operação**Monitoração, Interpretação e Controle da
Corrosão Interna em Dutos****1ª Emenda**

Esta é a 1ª Emenda da PETROBRAS N-2785 REV. C e se destina a modificar o seu texto na parte indicada a seguir:

NOTA 1 As novas páginas com as alterações efetuadas estão colocadas nas posições correspondentes.

NOTA 2 As páginas emendadas, com a indicação da data da emenda, estão colocadas no final da norma, em ordem cronológica, e não devem ser utilizadas.

CONTEÚDO DA 1ª EMENDA - 06/2018

- Subseção 8.1.3

Alteração do texto.

CONTECComissão de Normalização
Técnica**SC-23**Inspeção de Sistemas e
Equipamento em Operação**Monitoração, Interpretação e Controle da
Corrosão Interna em Dutos****1ª Errata**

Esta é a 1ª Errata da PETROBRAS N-2785 REV. C e se destina a modificar o seu texto na(s) parte(s) indicada(s) a seguir:

NOTA 1 A(s) nova(s) página(s) com a(s) alteração(ões) efetuada(s) está(ão) colocada(s) na(s) posição(ões) correspondente(s).

NOTA 2 A(s) página(s) corrigida(s), com a indicação da data da errata, está(ão) colocada(s) no final da norma, em ordem cronológica, e não devem ser utilizada(s).

CONTEÚDO DA 1ª ERRATA - 09/2017

- Subseção B.2.2:

Alteração do texto.

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 da 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 resolução de não segui-la ("não conformidade" com esta Norma) deve ter fundamentos técnico-gerenciais e deve ser aprovada e registrada pela Unidade da PETROBRAS usuária desta Norma. É caracterizada por verbos de caráter impositivo.

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 da PETROBRAS usuária desta Norma. É caracterizada por verbos de caráter não impositivo. É indicada pela expressão: **[Prática Recomendada]**.

Cópias dos registros das "não conformidades" com esta Norma, que possam contribuir para o seu aprimoramento, devem ser enviadas para a CONTEC - Subcomissão Autora.

As propostas para revisão desta Norma devem ser enviadas à CONTEC - Subcomissão Autora, indicando a sua identificação alfanumérica e revisão, a seção, subseção e enumeração a ser revisada, a proposta de redação e a justificativa técnico-econômica. As propostas são apreciadas durante os trabalhos para alteração desta Norma.

"A presente Norma é titularidade exclusiva da PETRÓLEO BRASILEIRO S. A. - PETROBRAS, de aplicação interna na PETROBRAS e Subsidiárias, devendo ser usada pelos seus fornecedores de bens e serviços, conveniados ou similares conforme as condições estabelecidas em Licitação, Contrato, Convênio ou similar.

A utilização desta Norma por outras empresas/entidades/órgãos governamentais e pessoas físicas é de responsabilidade exclusiva dos próprios usuários."

Apresentação

As Normas Técnicas PETROBRAS são elaboradas por Grupos de Trabalho - GT (formados por Técnicos Colaboradores especialistas da Companhia e de suas Subsidiárias), são comentadas pelas Unidades da Companhia e por suas Subsidiárias, são aprovadas pelas Subcomissões Autoras - SC (formadas por técnicos de uma mesma especialidade, representando as Unidades da Companhia e as Subsidiárias) e homologadas pelo Núcleo Executivo (formado pelos representantes das Unidades da Companhia e das Subsidiárias). Uma Norma Técnica PETROBRAS está sujeita a revisão em qualquer tempo pela sua Subcomissão Autora 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. Para informações completas sobre as Normas Técnicas PETROBRAS, ver Catálogo de Normas Técnicas PETROBRAS.

Sumário

1	Escopo.....	8
2	Referências Normativas	8
3	Termos e Definições.....	10
4	Condições Gerais	12
5	Parâmetros Monitorados	13
5.1	Características dos Fluidos.....	13
5.2	Resíduos	17
5.3	Taxa de Corrosão.....	18
5.4	Dados Operacionais.....	21
6	Classificação do Potencial de Corrosividade	21
6.1	Considerações Gerais.....	21
6.2	Crterios de Classificação do Potencial de Corrosividade	22
6.2.1	Taxa de Corrosão por Cupom de Perda de Massa e Sonda de Resistência Elétrica	22
6.2.2	Inspeção com “Pig” Instrumentado	22
6.2.3	Histórico de Falha do Duto	23
6.2.4	Análise de Fluidos e Resíduos	23
7	Periodicidade de Aquisição de Dados e Coleta de Fluidos e Resíduos	24
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
8	Medidas de Controle do Processo Corrosivo.....	26
8.1	Em Função do Potencial de Corrosividade.....	26
8.1.1	Classificação Severo.....	26
8.1.2	Classificação Moderado.....	27
8.1.3	Classificação Baixo	27
8.2	Em Função do Tipo de Duto e Causa Fundamental.....	28
Anexo A	- Coleta e Identificação de Amostras de Fluidos, Resíduos e Cupons	36
A.1	Objetivo	36



A.2 Exame Visual e Fotografias	36
A.3 Dados de Campo	36
A.4 Coleta de Amostras.....	36
A.4.1 Identificação da Amostra / Testes de Laboratório	36
A.4.2 Amostras Líquidas	37
A.4.3 Amostras Sólidas	40
A.4.4 Coleta de Amostras em Câmaras de “Pig”, Vasos e Filtros Ciclones	41
A.4.4.1 Rotina Fase Aquosa	41
A.4.4.2 Rotina Fase Sólida	43
A.5 Coleta de Resíduos em Cupons	43
A.5.1 Rotina Fase Microbiológica em Cupom de Perda de Massa ou Sonda Corrosimétrica ..	43
A.5.2 Rotina Fase Inorgânica dos Resíduos em Cupom de Perda de Massa ou Sonda Corrosimétrica.....	44
A.6 Coleta de Cupons.....	45
A.7 Testes de Campo	45
A.7.1 Amostras de Resíduos	46
A.7.1.1 pH	46
A.7.1.2 Teste Qualitativo para Detecção de Sulfetos e Carbonatos	46
A.7.1.3 Exame Magnético	46
A.7.2 Teste do Deslocamento do Cobre em Cupons de Corrosão.....	46
Anexo B - Diretrizes para Utilização de Cupons de Perda de Massa e Sondas Corrosimétricas	47
B.1 Aplicação.....	47
B.2 Tomadas de Acesso.....	47
B.3 Sondas Corrosimétricas.....	47
B.3.1 Sonda de Resistência Elétrica (ER) - Princípio de Funcionamento	47
B.3.2 Sonda de Polarização Linear (LPR) - Princípio de Funcionamento.....	47
B.3.3 Sonda Galvânica - Princípio de Funcionamento	47
B.3.4 Seleção	48
B.4 Critérios de Aquisição de Dados (Medições) e Análise dos Dados - Aquisição de Dados	48
B.5 Levantamento das Taxas de Corrosão por Cupons de Perda de Massa.....	48
B.6 Outras Técnicas	48

**Anexo C - Diretrizes para Utilização de Produtos Químicos Empregados no Controle da Corrosão 49**

C.1 Objetivo	49
C.2 Condições Gerais.....	49
C.3 Qualificação do Produto Químico	49
C.4 Controle da Qualidade	50

Anexo D - Determinação de Acetato e Formiato em Soluções Aquosas por Cromatografia de Íons .. 51

D.1 Objetivo	51
D.2 Procedimento.....	51
D.2.1 Materiais e Reagentes.....	51
D.2.1.1 Solução Estoque de Acetato 1 000 mg/L.....	51
D.2.1.2 Solução Estoque de Formiato 1 000 mg/L.....	51
D.2.1.3 Solução Eluente	51
D.2.1.4 Solução Regenerante da Supressora	51
D.2.2 Aparelhagem	51
D.2.3 Calibração.....	52
D.2.4 Determinação	52
D.2.5 Interferência.....	52
D.3 Considerações Relativas ao Meio Ambiente.....	52
D.4 Considerações Relativas a Saúde e Segurança.....	53

Anexo E - Determinação da Relação Orgânica / Inorgânica em Amostras Sólidas por Extração "Soxhlet" 54

E.1 Objetivo	54
E.2 Procedimento	54
E.2.1 Materiais e Reagentes.....	54
E.2.2 Aparelhagem.....	54
E.2.3 Procedimento.....	54
E.2.4 Cálculos e Resultados	55
E.3 Considerações Relativas ao Meio Ambiente.....	55
E.4 Considerações Relativas a Saúde e Segurança	55

Anexo F - Análise Semi-Quantitativa por Fluorescência de Raios-X e Identificação de Fases Cristalinas por Difração de Raios-X 56

F.1 Objetivo	56
--------------------	----



F.2 Rotina	56
F.2.1 Materiais e Reagentes	56
F.2.2 Aparelhagem.....	56
F.3 Procedimento	56
Anexo G - Deposição de Água em Dutos	57
Anexo H - Determinação de Sulfeto em Produtos de Corrosão	60
H.1 Objetivo	60
H.2 Resumo.....	60
H.3 Aparelhagem.....	60
H.4 Reagentes e Soluções	60
H.5 Procedimento	60
H.6 Cálculos	62
H.7 Considerações Relativas ao Meio Ambiente.....	62
Anexo I - Análise de Oxigênio Dissolvido na Fase Aquosa - Coleta e Amostragem	63
I.1 Objetivo.....	63
I.2 Considerações.....	63
I.3 Etapas do Ensaio - Coleta e Análise	63
I.4 Equipamentos e Acessórios Necessários	63
I.5 Resultados Esperados.....	64
Anexo J - Figura	65
Anexo K - Formulário de Avaliação de Corrosividade Conjugada à Consequência da Falha do Duto por Corrosão Interna	66

Figuras

Figura 1 - Fluxograma para Gerenciamento da Corrosão Interna	35
Figura A.1 - Coleta de Amostra de Água Produzida e Condensado Aquoso	38
Figura A.2 - Sistema de Campo para Coleta de Amostra Líquida para Análise Microbiológica.....	40
Figura A.3 - Conexão de Coleta na Linha de Dreno	42
Figura G.1 - Vazão Crítica para Arraste de Água em Oleodutos- Petróleos.....	58
Figura G.2 - Vazão Crítica para Arraste de Água em Oleodutos - Derivados	59
Figura H.1 - Desenho Esquemático para Determinação de Sulfetos em Resíduos	61



Figura I.1 - Croqui do Recipiente de Amostragem.....	64
Figura J.1- Gráfico GPSA	65

Tabelas

Tabela 1 - Pontos de Amostragem da Fase Líquida.....	14
Tabela 2 - Rotina Analítica da Fase Líquida	15
Tabela 3 - Pontos de Amostragem da Fase Gás	16
Tabela 4 - Rotina Analítica da Fase Gás	16
Tabela 5 - Pontos de Amostragem de Resíduo	17
Tabela 6 - Rotina Analítica do Resíduo.....	18
Tabela 7 - Número Mínimo de Locais de Monitoração em Função da Extensão do Duto - Petróleo...	19
Tabela 8 - Número Mínimo de Locais de Monitoração em Função da Extensão do Duto - Gás	19
Tabela 9 - Número Mínimo de Locais de Monitoração em Função da Extensão do Duto - Derivados de Petróleo e Etanol	19
Tabela 10 - Critérios para Definição dos Locais de Monitoração em Oleoduto.....	20
Tabela 11 - Critérios para Definição dos Locais de Monitoração em Gasoduto.....	20
Tabela 12 - Critérios para Definição dos Locais de Monitoração em Dutos de Derivados de Petróleo e Etanol	21
Tabela 13 - Potencial de Corrosividade em Função da Taxa de Corrosão	22
Tabela 14 - Classificação do Potencial de Corrosividade em Função da Passagem de "Pig" Instrumentado.....	23
Tabela 15 - Potencial de Corrosividade em Função do Histórico de Falha por Corrosão Interna	23
Tabela 16 - Classificação do Potencial através de Análises de Fluido e Resíduo	24
Tabela 17 - Periodicidade Máxima de Aquisição de Dados e Coleta de Fluidos e Resíduos	25
Tabela 18 - Periodicidade Máxima de Caracterização Química do Gás em Função do Principal Agente Corrosivo	25
Tabela 19 - Periodicidade de Coleta do Fluido Aquoso e Resíduo e Retirada dos Cupons de Corrosão	26
Tabela 20 - Ações Quando o Potencial de Corrosividade for Severo	27
Tabela 21 - Ações de Controle para Oleodutos	28
Tabela 22 - Ações de Controle para Aquedutos	29
Tabela 23 - Ações de Controle para Gasodutos	29
Tabela 24 - Ações de Controle para Dutos de Derivados de Petróleo e Etanol.....	30



Tabela 25 - Critérios para a Identificação da Causa Fundamental da Corrosão Interna de Oleodutos	31
Tabela 26 - Critérios para a Identificação da Causa Fundamental da Corrosão Interna de Aquedutos	33
Tabela 27 - Critérios para a Identificação da Causa Fundamental da Corrosão Interna de Gasodutos	34
Tabela A.1 - Análises Químicas e Físico-Químicas para Fase Aquosa	37
Tabela A.2 - Procedimentos de Amostragem para Análises Microbiológicas de Fluidos.....	39
Tabela A.3 - Procedimento de Amostragem para Análises Químicas de Resíduos.....	40
Tabela A.4 - Procedimento de Amostragem para Análises Microbiológicas de Resíduos.....	41
Tabela A.5 - Locais de Amostragem da Fase Líquida	41
Tabela A.6 - Rotina Analítica Fase Sólida	43
Tabela A.7 - Locais de Amostragem da Fase Sólida.....	43
Tabela A.8 - Rotina Microbiológica Fase Sólida e Líquida	43
Tabela A.9 - Locais de Amostragem de Resíduos Sólidos.....	44
Tabela A.10 - Rotina Fase Inorgânica em Cupom de Perda de Massa ou Sonda Corrosimétrica	44
Tabela A.11 - Locais de Amostragem da Fase Inorgânica em Cupom de Perda de Massa ou Sonda Corrosimétrica.....	45

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, fluidos petroquímicos, água do mar e água tratada.

NOTA 4 Esta Norma não se aplica a dutos desativados e em hibernação.

NOTA 5 Esta Norma não se aplica a dutos com revestimento anticorrosivo interno.

1.2 Esta Norma se aplica a procedimentos iniciados a partir da data de sua edição.

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 with Defined Uncertainty by Gas Chromatography - Part 3: Determination of Hydrogen, Helium, Oxygen, Nitrogen, Carbon Dioxide and Hydrocarbons up to C8 Using Two Packed Columns;

ISO [15156-2](#) - Petroleum and Natural Gas Industries - Materials for Use in H₂S - 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 H₂S - Containing Environments in Oil and Gas Production - Part 3: Cracking-Resistant CRAs (Corrosion Resistant Alloys) and other Alloys;

STDMETH 2540D - Standard Test Methods for the Examination of Water and Wastewater - Total Suspended Solids Dried at 103-105 °C;

STDMETH 3500-Mg - Standard Test Methods for the Examination of Water and Wastewater - Mg Part A and B;

STDMETH 4500-S₂ - 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 Argon 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 Reating, 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;

GPA [STD 2261](#) - Analysis of Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography;

GPA [STD 2265](#) - Determination of Hydrogen Sulfide and Mercaptan Sulfur in Natural Gas" (Cadmium Sulfate-Iodometric Titration Method);

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;

NORSOK M-506 - CO2 Corrosion Rate Calculation Model.

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

ações emergenciais de controle

ações que visam impedir quaisquer eventos que possam causar resultados catastróficos e devem ser deflagradas imediatamente e comunicadas ao gerente operacional

3.2

ações preventivas de controle

ações que visam mitigar a corrosão e evitar a evolução do processo corrosivo

3.3

água livre

água não emulsionada no fluído escoado

3.4

aqueduto

duto que esco a água produzida e água para injeção em reservatório

3.5

BSW

"Basic Sediment and Water"

3.6

campanha

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

3.7

cupom

corpo-de-prova a ser imerso no meio corrosivo e destinado a 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

3.8**curto prazo**

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

3.9**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

3.10**dutos de píer terminal**

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

3.11**EDX (“Energy-Dispersive X-Ray Spectroscopy”)**

Espectroscopia de Energia Dispersiva de Raios-X

3.12**gás natural não processado**

gás natural não especificado para venda

3.13**gás natural processado**

gás natural que, após processamento, atende à especificação da Resolução ANP [Nº 16](#)

3.14**gasoduto de transferência**

gasoduto responsável pelo transporte de gás natural não processado

3.15**gasoduto de transporte**

gasoduto responsável pelo transporte de gás natural processado para venda

3.16**gráfico GPSA (“Gas Processors Suppliers Association”)**

gráfico destinado ao cálculo de umidade do gás natural elaborado pela GPSA

3.17**local de monitoração**

posição física no duto para instalação dos pontos de monitoração

3.18**médio prazo**

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

3.19**oleoduto**

duto que transporta petróleo combinado ou não com água e gás

3.20**ponto de monitoração**

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

3.21**resíduo**

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

3.22**sonda corrosimétrica**

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

3.23**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

3.24**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

3.25**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

3.26**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 Anexo C;
- 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 pier terminal, deve-se:

- a) inspecionar os trechos submarinos dos dutos não pigáveis 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 corrosão sobtensão 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.

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 receptor 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 receptor de "pig" e/ou dreno do vaso depurador ou filtro ciclone [Prática Recomendada]	Destino: após a chegada do "pig" no receptor.
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 receptor de "pig"; - Provador de corrosão.	Fase aquosa: após a chegada do "pig" no receptor. 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 Caso não seja possível correlacionar os resultados das análises das amostras coletadas na origem e no destino do duto, a amostragem é facultativa.		

Tabela 2 - Rotina Analítica da Fase Líquida

Tipo de duto	Parâmetro	Metodologia
Oleoduto e aqueduto	"Basic Sediments and Water" - BSW (ver Nota 4)	ASTM D4007 ou API MPMS 10.4 ou API RP 87
	Sulfetos totais	STDMETH 4500-S ₂
	CO ₂ (ver Notas 12 e 13)	ASTM D1945 e ISO 6974-3
	O ₂ dissolvido (ver Notas 1, 5, 7 e 10)	Anexo I
	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 ou STDMETH 3500-Mg
	Cloretos	ASTM D4327 ou ASTM D512
	Sulfato	ASTM D4327
	Alcalinidade	ASTM D1067
	Ácidos Orgânicos	Anexo D
	Deteção e Contagem de BRS (ver Nota 2) mesófilas e termófilas (ver Notas 6 e 9)	Seguir Procedimento do Centro de Pesquisas da PETROBRAS
	Deteção e Contagem de BANHT (ver Nota 3)	Seguir Procedimento do Centro de Pesquisas da PETROBRAS
Pier terminal (natureza da amostra: petróleo)	H ₂ S (ver Nota 11)	PETROBRAS N-1380
	H ₂ S	PETROBRAS N-1380
	Salinidade	ASTM D6470
Gasoduto (natureza da amostra: condensado aquoso)	BSW	ASTM D4007
	Sólidos suspensos	STDMETH 2540D
	Ferro total	ABNT NBR 13934 ou ASTM D1068 ou ASTM D1976
	Alcalinidade	ASTM D1067
	Ácidos Orgânicos (ver nota 8)	Anexo D
	Cloreto	ASTM D512
	pH (ver Nota 1)	ASTM D1293
Derivados claros líquidos à pressão e temperatura ambiente	Residual de Inibidor de corrosão e/ou teste de deslocamento por cobre [Prática Recomendada]	Procedimento fornecido pelo fabricante. Ver Anexo A
	Corrosividade ao O ₂ , com ou sem adição de Inibidor de Corrosão	NACE TM0172
	Partículas contaminantes em suspensão (Nota 14)	ASTM D2276

Tabela 2 - Rotina Analítica da Fase Líquida (Continuação)

NOTA 1	Determinação a ser realizada na fase aquosa no momento da amostragem.
NOTA 2	BRS = Bactéria Redutora de Sulfato.
NOTA 3	BANHT = Bactéria Anaeróbica Heterotrófica Total.
NOTA 4	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 5	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 6	Na ausência de água livre, realizar análise na fase oleosa.
NOTA 7	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 8	Refrigerar a amostra e determinar em laboratório.
NOTA 9	Bactérias termófilas: aplicáveis para temperatura de fluido > 45 °C.
NOTA 10	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 I).
NOTA 11	Medir preferencialmente na fase gasosa na separação primária. Caso haja presença de H ₂ S analisar o risco de corrosão sob tensão conforme ISO 15156-3 ou ISO 15156-2. Este parâmetro não se aplica a aquedutos.
NOTA 12	Análise deve ser realizada na fase gasosa do separador primário.
NOTA 13	Em locais onde não haja separação primária pode-se realizar a análise de CO ₂ dissolvido na fase aquosa, para fins qualitativos.
NOTA 14	Somente para querosene de aviação e dutos onde não hajam cupons instalados.

Tabela 3 - Pontos de Amostragem da Fase Gás

Tipo de duto	Ponto de amostragem
Gasoduto	Origem: imediatamente a montante do lançador de "pig".
	Destino: a jusante ou a montante do recebedor de "pig".

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 ₂ S (ver Nota 4)	ISO 6326-3 ou ASTM D5504
Gasoduto (destino)	H ₂ S (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

Tabela 4 - Rotina Analítica da Fase Gás (Continuação)

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), 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 ₂ S não estejam ainda implementadas no plano de monitoração, a técnica de determinação por iodometria, segundo a GPA STD 2265 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 ₂ S no destino somente é aplicada para dutos que recebam contribuições de outros gasodutos.

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.		

Tabela 6 - Rotina Analítica do Resíduo

Tipo de duto	Parâmetro	Metodologia
Oleoduto, gasoduto e aqueduto (ver Nota 2)	Teor de matéria inorgânica	Anexo E.
	Caracterização da matéria inorgânica	Difração de Raios-X (DRX), Fluorescência de Raios-X (FRX) conforme descrito no Anexo F.
	Deteção e contagem de bactérias sésseis (BRS e BANHT) (ver Notas 3 e 4)	Seguir Procedimento do Centro de Pesquisas da PETROBRAS
	Determinação de sulfetos (ver Nota 1)	Anexo A (no campo) ou Anexo H (no laboratório)
Derivados e etanol	Teor de matéria inorgânica	Anexo E
	Caracterização da matéria inorgânica	Difração de Raios-X (DRX), Fluorescência de Raios-X (FRX) e Anexo F.
	Deteção e contagem de bactérias sésseis (BRS e BANHT) (ver Nota 3)	Seguir Procedimento do Centro de Pesquisas da PETROBRAS
NOTA 1 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 °C. NOTA 4 Esta análise só é aplicada para gasodutos que escoem água produzida e/ou após período de hibernação com água do mar.		

5.3 Taxa de Corrosão

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

- a) cupom de perda de massa e sonda de resistência elétrica conforme NACE [SP0775](#) e Anexo B desta Norma;

NOTA Esta alternativa deve ser aplicada para novos projetos.

- b) técnica(s) de monitoramento da corrosão conforme formulário de avaliação de corrosividade conjugada à consequência da falha do duto por corrosão interna do Anexo K.

NOTA 1 A análise do Anexo K deve ser realizada sempre que houver alteração de um dos parâmetros de corrosividade constantes da planilha ou ocorrerem modificações operacionais no duto.

NOTA 2 Entende-se que os métodos alternativos de monitoramento da corrosão interna apontados pelo Anexo K são aqueles consolidados e disponíveis no mercado e aplicáveis às condições operacionais e ao projeto do 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 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)
$L \leq 5$	0 (ver Notas 1 e 2)
$5 < L \leq 50$	1
$50 < L \leq 100$	2
$100 < L \leq 200$	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.	
NOTA 3 O profissional responsável pela monitoração da corrosão interna do duto pode alterar o quantitativo e os locais de monitoração.	

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
$L \leq 10$	0 (ver Nota 1)	1
$10 < L \leq 50$	1	2
$50 < L \leq 100$	1	3
$100 < L \leq 200$	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.		
NOTA 2 O profissional responsável pela monitoração da corrosão interna do duto pode alterar o quantitativo e os locais de monitoração.		

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)
$L \leq 5$	0 (ver Nota 1)
$5 < L \leq 50$	1
$50 < L \leq 200$	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 O profissional responsável pela monitoração da corrosão interna do duto pode alterar o quantitativo e os locais de monitoração.	

5.3.4 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 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 receptor 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 superior (posição 12 horas) (ver Nota) e inferior (posição 6 horas); 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 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); b) a jusante de pontos de injeção de inibidores de corrosão; c) preferencialmente a jusante do lançador de “pig” e a montante do receptor 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 pode ser dispensada, caso seja comprovada a ausência 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 NACE SP0775 ; [Prática Recomendada]
c) recomenda-se utilizar simulador de escoamento para determinar pontos de acúmulo de água. [Prática Recomendada]

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

5.3.6 Os provadores de corrosão localizados em trechos de passagem de “pigs” devem ser do tipo tangencial.

5.3.7 O tempo de exposição de troca de cupom de perda de massa pode ser alterado em função dos resultados da sonda de resistência elétrica. **[Prática Recomendada]**

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 ou 6.2.4 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 ou 6.2.4.

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

6.1.4 Caso seja adotada alguma medida de controle da corrosão, o potencial de corrosividade severo ou moderado obtido no 6.2.4 deve ser reavaliado com base nas medidas de taxa de corrosão e/ou concentração de bactérias.