

CONTECComissão de Normalização
Técnica**SC-13**

Oleodutos e Gasodutos

**Inspeção de Dutos
Terrestres em Operação****1ª Emenda**

Esta é a 1ª Emenda da PETROBRAS N-2098 REV. F, 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) emendada(s), com a indicação da data da emenda, está(ão) colocada(s) no final da norma, em ordem cronológica, e não devem ser utilizada(s).

CONTEÚDO DA 1ª EMENDA - 04/2014

- Seção 2

Exclusão da API STD 6D.

Inclusão da ASME [B16.34](#).

- Subseção 4.6.3, enumeração a):

Alteração do texto.

Inspeção de Dutos Terrestres em Operação

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 uso interno na 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."

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.

1 Escopo

1.1 Esta Norma fixa as condições mínimas exigíveis na inspeção de dutos terrestres (oleodutos e gasodutos), em operação, construídos em aço-carbono, de acordo com a abrangência constante do Regulamento Técnico ANP [Nº 2/2011](#), Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural (RTDT).

1.2 Esta Norma abrange a inspeção dos dutos, complementos e componentes.

1.3 Para os dutos fora da abrangência do RTDT, o órgão responsável deve elaborar um procedimento de inspeção específico ou aplicar esta Norma.

1.4 Para os dutos fora de operação ou desativados deve ser consultada as PETROBRAS [N-2689](#) e [N-2246](#).

1.5 Esta Norma se aplica a partir da data de sua edição.

1.6 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.

Regulamento Técnico ANP [Nº 2/2011](#) - Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural (RTDT);

PETROBRAS [N-464](#) - Construção, Montagem e Condicionamento de Duto Terrestre;

PETROBRAS [N-505](#) - Lançador e Recebedor de "Pig" para Dutos Submarinos e Terrestres;

PETROBRAS [N-1594](#) - Ensaio Não Destrutivo - Ultrassom em Solda;

PETROBRAS [N-1597](#) - Ensaio Não Destrutivo Visual;

PETROBRAS [N-2246](#) - Operação de Gasoduto Terrestre e Submarino;

PETROBRAS [N-2298](#) - Proteção Catódica de Dutos Terrestres;

PETROBRAS [N-2368](#) - Inspeção, Manutenção, Calibração e Teste de Válvulas de Segurança e/ou Alívio;

PETROBRAS [N-2634](#) - Operações de Passagem de "Pigs" em Dutos;

PETROBRAS [N-2689](#) - Operação de Oleoduto Terrestre e Submarino;

PETROBRAS [N-2726](#) - Dutos;

PETROBRAS [N-2737](#) - Manutenção de Oleoduto e Gasoduto Terrestre;

PETROBRAS [N-2775](#) - Inspeção e Manutenção de Faixas de Dutos Terrestres e Relações com a Comunidade;

PETROBRAS [N-2785](#) - Monitoração, Interpretação e Controle da Corrosão Interna em Dutos;

PETROBRAS [N-2786](#) - Avaliação de Defeitos e Modos de Falha em Oleodutos e Gasodutos Terrestres e Submarinos Rígidos em Operação;

ABNT [NBR 12712](#) - Projeto de Sistemas de Transmissão Distribuição de Gás Combustível;

ABNT [NBR 15280-1](#) - Dutos Terrestres, Parte 1: Projeto;

API [RP 1110](#) - Pressure Testing of Steel Pipelines for the Transportation of Gas, Petroleum Gas, Hazardous Liquids, Highly Volatile Liquids or Carbon Dioxide;

ASME [B16.5](#) - Pipe Flanges and Flanged Fittings;

ASME [B16.34](#) - Valves - Flanged, Threaded, and Welding End;

ASME [B31.8](#) - Gas Transmission and Distribution Piping Systems;

ASME [B31G](#) - Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines;

BSI [PD 8010-1](#) - Code of Practice for Pipelines - Part 1: Steel Pipelines on Land.

3 Termos e Definições

Para os efeitos deste documento aplicam-se os termos e definições da PETROBRAS [N-2726](#).

4 Condições Específicas

4.1 Inspeção da Faixa de Dutos

A inspeção da faixa de dutos deve ser realizada de acordo com a PETROBRAS [N-2775](#).

4.2 Inspeção Externa do Duto

Consiste na avaliação das condições de integridade estrutural do duto e de seus complementos e componentes conforme descritos em 4.2.1 a 4.2.5.

4.2.1 Inspeção Visual e Medição de Espessura

4.2.1.1 Inspecionar visualmente, de acordo com os requisitos da PETROBRAS [N-1597](#), as condições físicas e de conservação de dutos aéreos ou trechos aéreos de dutos enterrados, transição aéreo/enterrado, suportes, plataformas, luminárias e escadas de acesso, válvulas e acessórios, quanto à corrosão externa, danos mecânicos, vazamentos, pintura, revestimento e isolamento térmico.

4.2.1.2 Recomenda-se que a inspeção visual seja realizada com intervalo igual ou inferior a 24 meses entre duas inspeções consecutivas. Esta periodicidade pode ser alterada desde que justificada tecnicamente e documentada. **[Prática Recomendada]**

4.2.1.3 A medição de espessura deve ser realizada quando houver evidência de perda de espessura na inspeção visual, para determinação da espessura remanescente.

NOTA Em caso de medição de espessura por ultrassom, o ensaio deve ser de acordo com os requisitos da PETROBRAS [N-1594](#).

4.2.1.4 A avaliação das discontinuidades e danos na parede do duto deve ser realizada de acordo com a PETROBRAS [N-2786](#). Caso seja necessário, o reparo deve ser executado de acordo com a PETROBRAS [N-2737](#).

4.2.2 Inspeção das Válvulas de Bloqueio

4.2.2.1 Inspecionar as válvulas de bloqueio visualmente, de acordo com os requisitos da PETROBRAS [N-1597](#), quanto às condições físicas e operacionais, vazamentos, pintura, revestimento, acesso e limpeza da caixa de válvulas.

4.2.2.2 Recomenda-se que a inspeção seja realizada com intervalo igual ou inferior a 24 meses entre duas inspeções consecutivas. Esta periodicidade pode ser alterada desde que justificada tecnicamente e documentada. **[Prática Recomendada]**

4.2.3 Inspeção das Válvulas de Segurança e/ou Alívio

A inspeção, manutenção, calibração e teste das válvulas de segurança e/ou alívio devem ser realizados de acordo com a PETROBRAS [N-2368](#).

4.2.4 Inspeção dos Instrumentos

4.2.4.1 Inspecionar os instrumentos e acessórios visualmente, de acordo com os requisitos da PETROBRAS [N-1597](#), quanto às condições externas, danos mecânicos, vazamentos, pintura, revestimento e verificar o prazo de calibração.

4.2.4.2 Recomenda-se que a inspeção dos instrumentos seja realizada com intervalo igual ou inferior a 24 meses entre duas inspeções consecutivas. Esta periodicidade pode ser alterada desde que justificada tecnicamente e documentada. **[Prática Recomendada]**

4.2.5 Inspeção dos Lançadores e Recebedores de “Pigs”

4.2.5.1 Inspecionar os lançadores e recebedores de “pigs” visualmente, de acordo com os requisitos da PETROBRAS [N-1597](#), quanto às condições físicas, corrosão externa e interna, danos mecânicos, vazamentos, válvulas, acessórios, identificações, plataformas e escadas de acesso, aterramentos e luminárias.

4.2.5.2 A medição de espessura deve ser realizada quando houver evidência de perda de espessura na inspeção visual, para determinação da espessura remanescente.

NOTA Em caso de medição de espessura por ultrassom, o ensaio deve ser de acordo com os requisitos da PETROBRAS [N-1594](#).

4.2.5.3 As características construtivas devem estar de acordo com a PETROBRAS [N-505](#), respeitando-se a revisão utilizada no projeto do equipamento.

NOTA Os acessórios e equipamentos de segurança devem atender a revisão atual da PETROBRAS [N-505](#).

4.2.5.4 A avaliação das descontinuidades e danos na parede dos lançadores e recebedores deve ser realizada de acordo com a PETROBRAS [N-2786](#). Caso seja necessário, o reparo deve ser executado de acordo com a PETROBRAS [N-2737](#).

4.2.5.5 Recomenda-se que a inspeção dos lançadores e recebedores de “pigs” e de esferas seja realizada com intervalo igual ou inferior a 24 meses entre duas inspeções consecutivas. Esta periodicidade pode ser alterada desde que justificada tecnicamente e documentada. **[Prática Recomendada]**

4.3 Inspeção do Duto com “Pig” Instrumentado

4.3.1 Recomenda-se que todo duto novo seja inspecionado com "pig" de perda de espessura, até 2 anos após entrada em operação. Os resultados desta inspeção, incluindo a diretriz do duto, devem ser georreferenciados. **[Prática Recomendada]**

4.3.2 Recomenda-se que as inspeções com “pig” instrumentado geométrico e de perda de espessura sejam realizadas com periodicidade de 5 anos entre inspeções consecutivas. Esta periodicidade pode ser alterada desde que justificada tecnicamente e documentada. **[Prática Recomendada]**

4.3.3 A inspeção com “pig” instrumentado requer a habilitação prévia do duto com a passagem de "pig" de placa calibradora incluindo a limpeza necessária para realizar a inspeção.

4.3.4 As operações de lançamento, acompanhamento da corrida e recebimento de “pigs” devem ser realizadas de acordo com os requisitos da PETROBRAS [N-2634](#).

4.3.5 Recomenda-se que seja realizada uma análise crítica do relatório final da inspeção com "pigs" instrumentados, para que seus resultados possam ser utilizados de forma adequada e confiável na avaliação posterior da integridade do duto. Nessa análise podem ser usadas, dentre outras, as informações resultantes de: correlação de campo de não conformidades geométricas e de perda de espessura relevantes indicadas no relatório da inspeção; investigação de indicações relevantes tratadas ou não após as inspeções anteriores, como por exemplo, as indicações nos locais de instalação de dupla calha, corrosão externa e troca de trechos. **[Prática Recomendada]**

4.3.6 Recomenda-se que as indicações de perda de espessura acima de 50 % sejam avaliadas com correlação de campo. **[Prática Recomendada]**

4.3.7 Os critérios para avaliação e reparo das anomalias indicadas na inspeção com “pigs” instrumentados devem ser conforme as prescrições contidas nas PETROBRAS [N-2786](#) e [N-2737](#), respectivamente.

4.3.8 Recomenda-se que sejam implementadas ações visando à monitoração e controle da corrosão, a partir dos resultados obtidos na inspeção com “pig” instrumentado de perda de espessura, de acordo com as seguintes diretrizes: **[Prática Recomendada]**

- a) no caso de corrosão interna, recomenda-se planejar e implantar um sistema de monitoração de acordo com a PETROBRAS [N-2785](#) e avaliar a necessidade de reduzir o intervalo entre inspeções com “pig” instrumentado;
- b) no caso de corrosão externa, recomenda-se implementar as ações previstas na PETROBRAS [N-2298](#);
- c) armazenar os resultados da avaliação de indicações, reparadas ou não, para comparação com inspeções futuras;
- d) comparar os resultados obtidos com os da inspeção anterior, caso aplicável;
- e) avaliar as indicações resultantes de trechos substituídos após inspeções anteriores, caso a substituição tenha sido motivada por corrosão externa ou interna.

4.3.9 Os “pigs” instrumentados devem ser selecionados de acordo com o tipo de ocorrência que se procura, tais como: perda de massa, trinca, amassamentos, acessórios. Na Tabela 1 estão listados os principais tipos de anomalias que podem ser encontradas nos dutos e os "pigs" instrumentados capazes de detectá-las e dimensioná-las.

Tabela 1 - Tipos de “Pigs” Instrumentados e Anomalias

Anomalia		Ferramentas de perda de massa			Ferramentas de detecção de trincas		Ferramentas geométricas	
		Vazamento de fluxo magnético	Ultrassom (ondas de compressão (Nota 1))	Perfilagem dimensional direta	Ultrassom (ondas transversais) (Nota 1)	Vazamento de fluxo magnético transversal		
Perda de Massa	Corrosão Externa	Deteta (Nota 2) e Dimensiona a (Nota 3)	Deteta (Nota 2) e Dimensiona (Nota 3)	Não Deteta	Deteta (Nota 2) e Dimensiona (Nota 3)	Deteta (Nota 2) e Dimensiona (Nota 3)	Não Deteta	
	Cava ou Sulco			Deteta (Nota 2) e Dimensiona (Nota 3)				
	Corrosão Interna							
Anomalia Tipo Trinca	Corrosão Externa Axial Estreita	Deteta (Nota 2)	Deteta (Nota 2)	Não Deteta	Deteta (Nota 2) e Dimensiona (Nota 3)	Deteta (Nota 2) e Dimensiona (Nota 3)	Não Deteta	
	Trinca de Corrosão sob Tensão	Não Deteta	Não Deteta			Deteta (Nota 2) e Dimensiona (Nota 3)		Deteta (Notas 2 e 4) e Dimensiona (Nota 3)
	Trinca de Fadiga							
	Trinca, Corrosão e outras Anomalias na Solda de Costura	Deteta (Nota 4) e Dimensiona (Nota 3)	Deteta (Nota 2) e Dimensiona (Notas3 e 5)		Não Deteta			
	Trinca Circunferencial							
	Trinca Induzida por Hidrogênio	Não Deteta	Deteta (Nota 2)		Deteção Limitada			
Deformação	Mossas, Flambagem, Enrugamento	Deteta (Nota 6)	Deteta (Nota 6)	Deteta (Nota 2) e Dimensiona (Nota 3)	Deteta (Nota 6)	Deteta (Nota 6)	Deteta (Notas 2 e 7) e Dimensiona (Nota 3)	
	Ovalização	Não Deteta	Não Deteta	Deteta	Não Deteta	Não Deteta		
Componentes	Válvulas e Acessórios	Deteta	Deteta	Deteta	Deteta	Deteta	Deteta	
	Tubo Camisa		Não Deteta	Não Deteta	Não Deteta	Deteta	Não Deteta	
	Curvas	Deteção Limitada	Deteção Limitada	Deteção Limitada	Deteção Limitada	Deteção Limitada	Deteta (Nota 8) e Dimensiona (Nota 8)	
	Derivações e Tomadas	Deteta	Deteta	Deteta	Deteta	Deteta	Deteta	
	Contato com Objeto Metálico		Não Deteta	Não Deteta	Não Deteta		Não Deteta	