

Operação de Gasoduto Terrestre e Submarino

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.

Prefácio

Esta Norma cancela e incorpora a PETROBRAS [N-2715](#), com as devidas atualizações e adaptações. A operação que se refere o título desta Norma engloba as atividades operacionais desenvolvidas ao longo de toda vida do gasoduto ou sistema de gasodutos, desde a pré-operação até a sua desativação permanente. As principais alterações nesta Revisão D incluem a revisão geral e adequação às mudanças regulatórias, buscando particularmente o alinhamento com o Regulamento Técnico ANP [nº 2/2011](#). O termo “Transportador” foi retirado desta Norma por conflitar com o conceito adotado pelo RTDT, e foi utilizado o termo “Operador” para designar a empresa responsável pelas atividades de operação do gasoduto ou sistema de gasodutos. Da mesma forma, o emprego do termo “Transporte”, referindo-se genericamente a movimentação de fluído foi adequadamente suprimido. O termo “Transporte” foi mantido somente quando se refere especificamente à atividade de Transporte de Gás Natural conforme definida pela Lei [nº 11.909](#).

1 Escopo

1.1 Esta Norma fixa as condições exigíveis e estabelece as diretrizes e responsabilidades para coordenação, controle e supervisão, a serem seguidas na operação de gasodutos de transporte e transferência, terrestres e submarinos, visando à segurança operacional, a qualidade dos produtos e a preservação do meio ambiente.

1.2 Para a consecução deste objetivo devem ser estabelecidos e implementados procedimentos operacionais específicos para cada gasoduto.

1.3 Esta Norma se aplica somente aos gasodutos de aço-carbono operados pelas empresas do sistema PETROBRAS. Engloba os gasodutos terrestres e submarinos que interligam entre si unidades de produção, unidades de processo e estações. Aplica-se também aos gasodutos flexíveis quando interligados a gasodutos de aço.

1.4 Esta Norma não se aplica a gasodutos de coleta, de distribuição e tubulações de processo.

1.5 Esta Norma deve ser aplicada 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.

Lei [nº 11.909](#), de 4 de março de 2009 - Dispõe sobre as Atividades Relativas ao Transporte de Gás Natural, bem como sobre as Atividades de Tratamento, Processamento, Estocagem, Liquefação, Regaseificação e Comercialização de Gás Natural;

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

Resolução ANP [nº 16/2008](#) - Estabelece o Regulamento Técnico ANP nº 2/2008 - Especificação para o Gás Natural Processado, Nacional e Importado, Comercializado no Território Nacional;

PETROBRAS [N-115](#) - Fabricação e Montagem de Tubulações Metálicas;

PETROBRAS [N-462](#) - Fabricação, Construção, Montagem, Instalação e Pré-Comissionamento de Dutos Rígidos Submarinos;

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

PETROBRAS [N-1487](#) - Inspeção de Dutos Rígidos Submarinos;

PETROBRAS [N-2098](#) - Inspeção de Dutos Terrestres em Operação;

PETROBRAS [N-2632](#) - Elaboração de Informações Básicas de Empreendimentos de Transporte;

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

PETROBRAS [N-2644](#) - Plano de Resposta a Emergências;

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

PETROBRAS [N-2727](#) - Manutenção de Oleoduto e Gasoduto Submarino;

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

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 15616](#) - Odorização do Gás Natural Canalizado.

3 Símbolos ou Siglas

ANP	- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis;
APR	- Análise Preliminar de Risco;
CCO	- Centro de Controle Operacional;
EOR	- Estrutura Organizacional de Resposta;
GUS	- Gás natural para Uso no Sistema;
IBE	- Informações Básicas de Empreendimento;
PE	- Padrão de Execução;
PIO	- Protocolo de Interfaces Operacionais;
PMO	- Procedimento Mútuo de Operação;
PMOA	- Pressão Máxima de Operação Admissível;
POI	- Procedimento Operacional Interno;
PR	- Protocolo de Responsabilidades;
PRE	- Plano de Resposta a Emergência;
RTDT	- Regulamento Técnico de Dutos Terrestres;
SMS	- Segurança, Meio Ambiente e Saúde;
UEP	- Unidade Estacionária de Produção;
UIPQ	- Unidade Industrial Petroquímica ou Química;
UO	- Unidade Operacional;
UOT	- Unidade Operacional de Terceiro.

4 Termos e Definições

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

4.1

carregador

agente que utilize ou pretenda utilizar o serviço de movimentação de gás em gasoduto de transporte, mediante autorização da ANP

4.2**Centro de Controle Operacional**

centro responsável pela supervisão, monitoramento e controle das operações dos gasodutos

4.3**delegação**

transferência procedimentada da responsabilidade do monitoramento e controle de uma ou mais variáveis críticas de processo de uma operação

4.4**desequilíbrio**

diferença entre as quantidades de gás ofertadas ao sistema, nos pontos de recebimento (excluído o gás para uso no sistema) e as quantidades de gás entregues pelo operador nos pontos de entrega, em determinado período e determinadas circunstâncias

4.5**estoque total**

volume total de gás existente em um gasoduto ou sistema de gasodutos em um determinado momento

4.6**estoque disponível**

diferença entre o estoque total e o volume mínimo que permite realizar a movimentação do gás sem que os limites operacionais ou contratuais sejam ultrapassados

4.7**equipamentos e instrumentos críticos**

equipamentos e instrumentos considerados fundamentais para segurança das operações dos sistemas de gasodutos, cuja inspeção e manutenção deve ser priorizada de acordo com a criticidade do equipamento ou instrumento

NOTA Em caso de falha de equipamentos ou instrumentos de alta criticidade considerados fundamentais para segurança das operações dos sistemas de gasodutos, as operações devem ser interrompidas ou somente podem ser realizadas após análise de riscos e adoção de medidas complementares.

4.8**gás não contabilizado**

volume total de gás recebido deduzido do volume total de gás entregue, do volume de gás para uso do sistema, da variação de estoque total e das perdas extraordinárias

4.9**GUS**

quantidade de gás necessária à operação do gasoduto ou sistema de gasodutos, inclusive o gás combustível utilizado no sistema e as perdas operacionais

4.10**gaseificação**

enchimento do gasoduto com gás a ser movimentado, purgando o fluido existente (ar seco ou gás inerte)

4.11**gasoduto de coleta**

gasoduto destinado à movimentação de gás entre poços produtores e estações coletoras ou entre poços produtores e UEPs

4.12**gerenciamento da integridade**

processo contínuo e sistemático de administração da integridade estrutural do gasoduto baseado em atividades de inspeção e de mitigação dos defeitos

4.13**hierarquia operacional**

limites de responsabilidades e atribuições dos participantes da operação de um sistema de gasodutos, definidos no PMO ou em POI

4.14**operador**

pessoa jurídica ou consórcio de empresas autorizatório, concessionário da ANP ou empresa designada pelo concessionário, que construa e/ou opere gasodutos ou sistema de gasodutos

4.15**perdas extraordinárias**

volume total de gás apurado em perdas para atmosfera ou queima em situações de emergência

4.16**ponto de entrega**

ponto nos gasodutos de transporte no qual o gás é entregue pelo operador ao carregador ou a quem este venha a autorizar

4.17**ponto de recebimento**

ponto nos gasodutos de transporte no qual o gás é entregue ao operador pelo carregador ou por quem este venha a autorizar

4.18**programação de transporte de gás**

documento emitido pelo carregador que define as quantidades diárias programadas

NOTA A programação de transporte, antes de sua emissão definitiva, é submetida à análise do operador com base nas quantidades requisitadas, na capacidade contratada de transporte, na capacidade contratada de entrega, na capacidade máxima de transporte e nas prioridades de programação.

4.19**quantidades programadas**

quantidades diárias previstas a serem recebidas e entregues, considerando o GUS

4.20**quantidades realizadas**

quantidades efetivamente recebidas e entregues pelo operador nos pontos de recebimento

4.21**sistema de gasodutos**

sistema composto por gasodutos associados ou não, destinados à transferência ou transporte de gás, incluindo suas instalações

4.22**terceiros**

qualquer pessoa jurídica que não seja o operador ou empresa contratada pelo operador e qualquer pessoa física, que não seja funcionário do operador ou das suas empresas contratadas

4.23**UEP**

instalação para produção de petróleo e gás natural, podendo-se tratar de plataforma fixa, plataforma flutuante ou navio

4.24**UIPQ**

unidade industrial petroquímica ou química que recebe hidrocarbonetos como insumos ou expede hidrocarbonetos produzidos através de dutos terrestres (oleodutos e gasodutos)

4.25**UO**

subdivisão administrativa do operador envolvida na operação do gasoduto ou sistema de gasodutos

4.26**UOT**

subdivisão administrativa de pessoa jurídica, que não o operador, envolvida na operação do gasoduto ou sistema de gasodutos

5 Documentação

Devem estar disponíveis no CCO e nas UOs, para pleno uso dos técnicos da área de operação, no mínimo, os seguintes documentos, atualizados, relativos a cada gasoduto ou sistema de gasodutos:

- a) Manual de Operação dos gasodutos ou sistema de gasodutos;
- b) PR;
- c) PMO;
- d) POI;
- e) PE;
- f) PRE;
- g) PIO.

NOTA Estes documentos devem ser disponibilizados já na fase de pré-operação.

5.1 Manual de Operação

Documento que deve orientar as atividades operacionais do gasoduto, contendo o conjunto de dados de projeto, construção e operação dispostos de forma a orientar as atividades operacionais do gasoduto ou sistema de gasodutos.

5.1.1 O manual de operação deve ser elaborado de modo a contemplar, no mínimo, os seguintes itens:

- a) descrição geral e dados de projeto do gasoduto ou sistema de gasodutos;
- b) características físico-químicas e de segurança do produto movimentado e dos insumos;
- c) fluxogramas de engenharia;
- d) perfil longitudinal, com as classes de locação, materiais e espessuras de paredes nominais especificadas do gasoduto;
- e) características técnicas das estações de compressão, pontos de entrega, pontos de recebimento, pontos de redução de pressão, lançadores e recebedores de "pig", estações de medição, válvulas de bloqueio;
- f) definição dos limites admissíveis das variáveis operacionais do sistema, incluindo a PMOA, dos ajustes dos dispositivos de proteção e descrição dos intertravamentos;
- g) mapa de localização do gasoduto;
- h) mapa de acesso às válvulas;
- i) tabela contendo volumes físicos entre válvulas de bloqueio e estações.

5.1.2 O manual de operação deve ser elaborado pelo órgão responsável pelo projeto/construção do gasoduto, complementado e atualizado pela UO e/ou UOT responsável pela sua operação.

5.1.3 O manual de operação deve ser revisado sempre que houver alteração nos itens listados em 5.1.1 visando sua atualização ou quando necessário para seu aperfeiçoamento.

5.1.4 A versão atualizada do manual de operação deve estar disponível e acessível para todo o pessoal envolvido na operação.

5.1.5 As versões anteriores do manual de operação devem ser arquivadas pelo período mínimo de cinco anos após a sua revisão.

5.2 PMO

Documento a ser elaborado, sempre que houver mais de uma unidade operacional diretamente envolvida na pré-operação ou operação de um gasoduto ou sistema de gasodutos, com a finalidade de estabelecer as interfaces, as ações e os critérios executivos operacionais.

NOTA No caso de gasodutos operados por uma única UO, o PMO pode ser substituído por um POI, estabelecendo as ações e os critérios executivos operacionais específicos, contemplando todos os requisitos aplicáveis do 5.2.1.2.

5.2.1 Abrangência

5.2.1.1 Os PMOs devem ser elaborados, preferencialmente, por gasoduto e por interface operacional, definindo claramente a abrangência do documento (PMO), tanto em relação às responsabilidades das UOs e UOTs envolvidas, como em relação aos limites físicos do gasoduto em pauta.

NOTA Admite-se um único PMO para mais de um gasoduto, quando houver o tratamento unificado de assuntos comuns e de similaridades existentes entre aos gasodutos envolvidos proporcionar ganhos. Admite-se ainda um único PMO para mais de uma interface operacional de um gasoduto, quando a integração das diferentes interfaces facilite a compreensão do documento.

5.2.1.2 O PMO deve ser elaborado de modo a contemplar, no mínimo, os seguintes itens:

- a) definir a hierarquia operacional;
- b) definir os limites físicos, operacionais e de segurança para orientação das etapas de preparação da operação, caso estes limites não estejam definidos em um PR;
- c) estabelecer os critérios de delegação e de comunicação;
- d) definir as variáveis de processo e os critérios de monitoramento na etapa operacional para os gasodutos que possuam controle centralizado e aquisição de dados pelo CCO;
- e) estabelecer, quando aplicável, critérios e intervalos de tempo para o monitoramento das variáveis de processo, para os gasodutos que não possuam controle centralizado e aquisição de dados pelo CCO;
- f) estabelecer, quando aplicável, critérios para as interligações de gasodutos com controle centralizado e aquisição de dados pelo CCO com gasodutos que não disponham de controle centralizado;
- g) estabelecer critérios de reinício de operação após interrupções motivadas por anormalidades operacionais;
- h) estabelecer a unicidade de critérios nas interfaces operacionais;
- i) listar os equipamentos e instrumentos críticos para a operação do gasoduto;
- j) listar os possíveis alinhamentos dos gasodutos;
- k) definir os pressupostos do pronto a operar;
- l) estabelecer as ações para as ocorrências anormais relacionadas à segurança e aos riscos ambientais;
- m) estabelecer sistemática geral de registros de eventos operacionais e de ocorrências anormais;
- n) estabelecer, quando aplicável, as condições especiais que devem ser observadas na operação.

5.2.2 Elaboração/Aprovação/Revisão

5.2.2.1 A elaboração e as revisões subsequentes dos PMOs e POIs devem ter a participação de todos os segmentos envolvidos na operação do(s) gasoduto(s) em questão. A coordenação da elaboração e revisão desses procedimentos deve ser estabelecida pelos gerentes operacionais das UOs e UOTs envolvidos na operação do(s) gasoduto(s) em questão.

5.2.2.2 O PMO ou POI deve ser revisado e atualizado sempre que houver mudanças nos critérios ou nos procedimentos anteriormente estabelecidos.

5.2.2.3 Os documentos originais e as revisões subsequentes devem ser aprovados pelos gerentes operacionais de todas as UOs e UOTs envolvidos na operação do(s) gasoduto(s) em questão.

5.2.3 Controle de Distribuição

Deve haver um sistema de controle de distribuição de documentos que assegure o envio de uma cópia controlada do PMO em sua última versão aos órgãos envolvidos na operação.

5.2.4 Arquivamento

As versões anteriores de PMOs e de POIs devem ser arquivadas pelo período mínimo de cinco anos após sua revisão.

5.3 PRE

5.3.1 O PRE deve ser elaborado conforme requisitos estabelecidos na PETROBRAS N-2644.

5.3.2 O PRE pode ser elaborado por gasoduto, instalações ou sistema de gasodutos, a critério da UO ou UOT responsável.

5.3.3 O PRE deve estabelecer as responsabilidades e as ações a serem seguidas para controle de uma emergência e mitigação de seus efeitos, incluindo organização, procedimentos operacionais de resposta e recursos necessários.

5.3.4 No PRE devem ser relacionados os cenários de emergência, os procedimentos e equipamentos utilizados para alerta nas situações de emergências, o fluxograma de comunicação das emergências para o sistema PETROBRAS e para as entidades externas pertinentes, a EOR, os recursos materiais e humanos necessários ao controle das emergências, as estratégias e procedimentos de resposta e as informações referentes ao encerramento das operações.

6 PR

Quando duas ou mais empresas estiverem envolvidas na operação de um gasoduto ou sistema de gasodutos deve ser estabelecido um PR entre as partes.

NOTA No caso de interfaces operacionais com empresas que não sejam subordinadas a regulamentação da ANP, no que se refere à construção e operação de gasodutos, o PR pode ser substituído pelo PIO.

6.1 Objetivo

Definir os limites físicos e as responsabilidades de operação do gasoduto e de preservação da integridade das suas instalações, como também os procedimentos mútuos nas áreas em que as partes interagem.

6.2 Abrangência

6.2.1 O protocolo de responsabilidades deve ser elaborado para dar abrangência a todos os gasodutos e instalações correlatas, de tal forma que um único documento possa atender de forma integrada e clara os interesses, deveres e responsabilidades mútuas entre as partes.

6.2.2 O protocolo de responsabilidades deve, no mínimo:

- a) descrever as instalações do gasoduto ou sistema de gasodutos;
- b) definir claramente o limite físico de responsabilidade de cada parte;
- c) descrever as atribuições e as responsabilidades de cada parte, principalmente no que se refere a:
 - segurança operacional e proteção ao meio ambiente;
 - manutenção e inspeção;
 - condições operacionais (PMOA);
 - dispositivos de proteção;
- d) definir o compartilhamento de equipamentos e recursos de resposta a emergências;
- e) estabelecer outras obrigações pertinentes as partes;
- f) estabelecer prazo de vigência;
- g) estabelecer critérios de revisões;
- h) estabelecer plano de auditorias periódicas;
- i) conter cláusulas que permitam o encerramento antecipado;
- j) anexar licenças, autorizações e PMOs;
- k) definir as disposições transitórias.

6.2.3 O PR deve ser elaborado por representantes formalmente indicados pelas empresas envolvidas na operação e ser aprovado por seus gerentes operacionais.

6.2.4 O PR deve ser revisado sempre que necessário, de acordo com os critérios estabelecidos pelas empresas envolvidas.

6.2.5 A versão atualizada do PR deve estar sempre disponível nas empresas envolvidas para auditoria.

6.2.6 A versão anterior do PR deve ser arquivada pelas empresas por cinco anos, após sua revisão.

7 PIO

Quando existirem interfaces operacionais com empresas, as quais não estejam subordinadas a regulamentação da ANP, no que se refere à construção e operação de gasodutos, deve ser estabelecido um PIO entre estas empresas e o operador.

NOTA Uma vez que a ANP exige um documento formal estabelecendo as responsabilidades nas interfaces operacionais, a recusa por parte da empresa na assinatura desse documento pode representar o impedimento do operador de fazer a transferência do produto ou mesmo de manter relações contratuais com a empresa.

7.1 Objetivo

Definir os limites físicos e as responsabilidades das partes que interagem nas interfaces operacionais do gasoduto.

7.2 Abrangência

7.2.1 O protocolo de interfaces operacionais deve conter, no mínimo:

- a) descrever as interfaces na operação do gasoduto ou sistema de gasodutos;
- b) definir claramente o limite físico de responsabilidade de cada parte;
- c) descrever as atribuições e as responsabilidades de cada parte;
- d) definir o compartilhamento de recursos de resposta a emergências;
- e) estabelecer outras obrigações pertinentes as partes;
- f) estabelecer prazo de vigência;
- g) estabelecer critérios de revisões;
- h) conter cláusulas que permitam o encerramento antecipado;
- i) definir as disposições transitórias.

7.2.2 O PIO deve ser elaborado por representante formalmente indicado pela UO responsável e assinado pelas partes envolvidas.