

CONTECComissão de Normalização
Técnica**SC-02**

Calderaria

**Projeto de Tanque de Armazenamento
Atmosférico****1ª Emenda**

Esta é a 1ª Emenda da PETROBRAS N-270 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 - 05/2014

- Subseção 17.2

Alteração do texto.

CONTECComissão de Normalização
Técnica**SC-02**

Caldeiraria

**Projeto de Tanque de Armazenamento
Atmosférico****1ª Errata**

Esta é a 1ª Errata da PETROBRAS N-270 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) 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).

- Seção 2:

Correção na referência API RP 2350 para API [STD 2350](#).

- Subseção 12.10.1:

Correção na referência API RP 2350 para API [STD 2350](#).

Projeto de Tanque de Armazenamento Atmosférico

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.....	7
2	Referências Normativas	7
3	Termos e Definições.....	9
4	Tipos de Tanque.....	10
5	Base e Fundação do Tanque	10
5.1	Base do Tanque.....	10
5.2	Recalque da Base do Tanque.....	10
6	Dimensões do Tanque	11
6.1	Diâmetro.....	11
6.2	Altura	11
6.3	Revestimento e Sobre-espessura de Corrosão.....	11
7	Condições de Projeto do Tanque.....	12
7.1	Temperatura de Projeto	12
7.1.1	Temperatura Mínima de Projeto	12
7.1.2	Temperatura Máxima de Projeto	12
7.2	Pressão de Projeto.....	12
7.3	Vácuo de Projeto.....	12
7.4	Limites de Temperatura e Pressão para Tanque de Teto Fixo	12
7.4.1	Temperatura.....	12
7.4.2	Pressão	13
7.4.2.1	Pressão Interna.....	13
7.4.2.2	Vácuo	13
7.5	Limites de Temperatura e Pressão para Tanques de Teto Flutuante	13
7.5.1	Teto Flutuante Externo.....	13
7.5.2	Teto Flutuante Interno.....	13
8	Projeto do Fundo	14
8.1	Critério de Projeto	14
8.2	Chapas do Fundo.....	14
8.3	Diâmetro do Fundo.....	15



8.4 Soldas no Fundo	15
8.5 Preparação das Bordas das Chapas	16
8.6 Defletor de Águas Pluviais	16
9 Projeto do Costado	16
9.1 Critério de Projeto	16
9.2 Espessuras.....	16
9.3 Material das Chapas do Costado.....	17
9.4 Alinhamento dos Anéis das Chapas do Costado.....	17
9.5 Cantoneira de Topo do Costado	17
9.6 Calandragem das Chapas do Costado	17
9.7 Preparação das Bordas das Chapas do Costado.....	17
9.8 Solda das Chapas do Costado	17
9.9 Distribuição das Chapas no Costado.....	18
9.10 Ancoragem do Tanque.....	18
10 Projeto do Teto Fixo	18
10.1 Tipo de Teto Fixo	18
10.2 Declividade do Teto Cônico Suportado	19
10.3 Material.....	19
10.4 Soldas no Teto	19
10.5 Ligação entre Teto e Costado.....	19
10.6 Cargas sobre o Teto	19
10.7 Estrutura de Sustentação de Teto Fixo	20
11 Projeto do Teto Flutuante Externo	21
11.1 Seleção do Tipo	21
11.2 Declividade do Teto	21
11.3 Material e Dimensões das Chapas	21
11.4 Soldas no Teto	21
11.5 Flutuabilidade.....	22
11.6 Sobrecarga no Teto	23
11.7 Suportes para o Teto	23
11.8 Movimentação do Teto Flutuante.....	24



11.9	Espaçamento entre Costado e Teto Flutuante	24
11.10	Dique Vertical de CONTENÇÃO de Espuma	24
12	Projeto do Teto Flutuante Interno.....	24
12.1	Seleção do Tipo de Teto e Sistema de Selagem.....	24
12.2	Declividade do Teto	25
12.3	Material das Chapas do Teto	25
12.4	Soldas no Teto	25
12.5	Flutuabilidade	25
12.6	Sobrecarga no Teto	26
12.7	Suportes para o Teto	26
12.8	Movimentação do Teto Flutuante Interno	27
12.9	Espaçamento entre Costado e Teto Flutuante Interno	27
12.10	Prevenção Contra Transbordamento de Produto	27
12.11	Dique Vertical de CONTENÇÃO de Espuma	27
13	Bocais	28
13.1	Condições Gerais.....	28
13.2	Tipos de Bocais.....	28
13.3	Material.....	29
13.3.1	Flange	29
13.3.2	Pescoço	29
13.3.3	Parafuso e Estojo.....	29
13.3.4	Porca	29
13.3.5	Revestimentos	29
13.4	Locação dos Bocais	29
14	Bocas de Visita	30
14.1	Quantidade e Diâmetro	30
14.2	Bocas de Visita do Costado	30
14.3	Bocas de Visita do Teto	30
15	Portas de Limpeza.....	31
16	Dreno de Fundo.....	32
17	Escada Helicoidal e Plataforma	32



18	Passadiço de Ligação entre Tanques	33
19	Escada do Teto Flutuante Externo	33
20	Anel de Contraventamento e Anel de Contraventamento Intermediário	34
21	Escotilha e Mesa de Medição	34
21.1	Escotilha de Medição	34
21.2	Mesa de Medição	35
22	Amostrador de Costado	35
23	Sistema de Sucção Flutuante	35
24	Coluna Guia Anti-Rotacional	35
25	Drenos do Teto Flutuante Externo	36
25.1	Tipos de Drenos	36
25.2	Drenos Primários	36
25.3	Drenos Auxiliares	39
25.4	Drenos de Emergência	39
26	Dispositivos para Sobre ou Subpressão Interna	39
26.1	Condições Gerais	39
26.2	Tanques de Teto Fixo - Condição Normal de Operação	40
26.2.1	Seleção do Tipo de Dispositivo	40
26.2.2	Requisitos dos Dispositivos	40
26.3	Tanque de Teto Fixo - Condição de Emergência	41
26.4	Tanque de Teto Flutuante	41
26.4.1	Respiro Automático (Quebra-Vácuo)	41
26.4.2	Dispositivo de Alívio de Pressão	42
26.5	Tanque de Teto Fixo com Flutuante Interno	42
27	Proteção Contra Incêndio	42
28	Proteção Elétrica	42
28.1	Equalização de Potencial Elétrico entre o Teto Flutuante Externo e o Costado	42
28.2	Equalização de Potencial Elétrico para Teto Flutuante Interno	42
28.3	Dispositivo de Aterramento	43
29	Misturadores	43
30	Sistema de Aquecimento	43



31 Isolamento Térmico a Alta Temperatura	45
32 Placa de Identificação	45
Anexo A - Tabelas	46
Anexo B - Figuras	50

Figuras

Figura B.1 - Disposição Típica do Fundo com Chapas Anulares	50
Figura B.2 - Fundo de Tanque com Chapas Recortadas	51
Figura B.3 - Defletor de Águas Pluviais	52
Figura B.4 - Soldas nas Chapas do Costado	53
Figura B.5 - Junção de 3 Chapas no Flutuador de Teto Flutuante Externo	54
Figura B.6 - Suporte para Teto Duplo ou Flutuador de Teto Pontão	55
Figura B.7 - Suporte para Teto Tipo Pontão (Lençol Central)	56
Figura B.8 - Bocal Tipo Sifão.....	57
Figura B.9 - Captador Piramidal.....	59
Figura B.10 - Bacia de Captação para Dreno Primário do Teto Flutuante Externo Quando não Utilizada a Drenagem Multiponto	60
Figura B.11 - Boca de Visita de Cada Compartimento Estanque (para Teto Pontão e Duplo).....	61
Figura B.12 - Bocal de Saída Secundário	62
Figura B.13 - Dispositivo de Alívio de Pressão	63
Figura B.14 - Dreno Articulado para Teto Flutuante	64

Tabelas

Tabela 1 - Seleção do Dispositivo de Proteção	40
Tabela A.1 - Recomendações de Tipos Usuais de Tanques.....	46
Tabela A.2 - Taxas Anuais de Corrosão para Aço-Carbono (mm por ano).....	47
Tabela A.3 - Espessura Mínima das Chapas Anulares	47
Tabela A.4 - Espessura Mínima Estrutural de Montagem das Chapas do Costado em Função do Diâmetro do Tanque	48
Tabela A.5 - Chapas Obrigatoriamente Calandradas	48
Tabela A.6 - Bocas de Visita e Portas de Limpeza dos Tanques	48
Tabela A.7 - Drenos de Fundo dos Tanques	49
Tabela A.8 - Diâmetro do Bocal de Saída Secundário	49

1 Escopo

1.1 Esta Norma fixa as condições para o projeto mecânico de tanque de superfície, para armazenamento atmosférico de petróleo, seus derivados líquidos e outros produtos líquidos utilizados pela PETROBRAS, tais como: álcool, biodiesel, produtos químicos, água e outros.

1.2 Esta Norma complementa a API [STD 650](#). As condições não fixadas por esta Norma devem estar em conformidade com a API [STD 650](#).

1.3 Esses tanques são metálicos, de fabricação e montagem soldada, cilíndrico-verticais, de um dos seguintes tipos:

- a) teto fixo: conforme API [STD 650](#), Corpo de Norma ou "Annex" F;
- b) teto flutuante externo: conforme API [STD 650](#), "Annex" C;
- c) teto fixo com flutuante interno: conforme API [STD 650](#), "Annex" H;
- d) cobertura geodésica (domo em alumínio estruturalmente suportado) de teto flutuante: conforme API [STD 650](#), "Annex" G;
- e) sem teto: conforme API [STD 650](#), Corpo de Norma.

1.4 Os tanques são usados para serviços não refrigerados, armazenando produto na temperatura ambiente ou produto aquecido até a temperatura máxima de 260 °C.

1.5 A pressão interna deve ser aproximadamente igual à atmosférica no topo do tanque. Admite-se uma pequena pressão manométrica interna de até 18,0 kPa (2,5 psi), superior à atmosférica, para tanque projetado conforme a API [STD 650](#), "Annex" F e de até 6,9 kPa (1,0 psi), inferior à atmosférica, para tanque projetado conforme a API [STD 650](#), "Annex" V.

1.6 Esta Norma se aplica a projetos iniciados a partir da data de sua edição.

1.7 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.

PETROBRAS [N-250](#) - Montagem de Isolamento Térmico a Alta Temperatura;

PETROBRAS [N-271](#) - Montagem de Tanque de Armazenamento;

PETROBRAS [N-279](#) - Projeto de Estruturas Metálicas;

PETROBRAS [N-300](#) - Detalhes de Aterramento Empregando-se Conectores Mecânicos;

PETROBRAS [N-550](#) - Projeto de Isolamento Térmico a Alta Temperatura;

PETROBRAS [N-1203](#) - Projeto de Sistemas Fixos de Proteção Contra Incêndio em Instalações com Hidrocarbonetos e Álcool;

PETROBRAS [N-1541](#) - Tanque de Armazenamento - Folha de Dados;

PETROBRAS [N-1596](#) - Ensaio Não Destrutivo - Líquido Penetrante;

PETROBRAS [N-1598](#) - Ensaio Não Destrutivo - Partículas Magnéticas;

PETROBRAS [N-1742](#) - Tanque de Teto Flutuante - Selo PW;

PETROBRAS [N-1807](#) - Medição de Recalque de Fundações no Teste Hidrostático de Equipamentos;

PETROBRAS [N-1822](#) - Tratamento de Superfície de Base de Tanque;

PETROBRAS [N-1958](#) - Apresentação de Projeto de Tanque de Atmosférico;

PETROBRAS [N-2091](#) - Tanque de Armazenamento - Requisição de Material;

PETROBRAS [N-2913](#) - Revestimentos Anticorrosivos para Tanque, Esfera e Cilindro de Armazenamento;

ABNT [NBR 5419](#) - Proteção de Estruturas Contra Descargas Atmosféricas;

ABNT [NBR 6123](#) - Forças Devidas ao Vento em Edificações;

ABNT [NBR 11888](#) - Bobinas e Chapas Finas a Frio e a Quente de Aço-Carbono e Aço de Baixa Liga e Alta Resistência - Requisitos Gerais;

ABNT [NBR 11889](#) - Bobinas e Chapas Grossas de Aço-Carbono e de Aço de Baixa Liga e Alta Resistência - Requisitos;

ABNT [NBR 17505-1](#) - Armazenamento de Líquidos Inflamáveis e Combustíveis Parte 1 - Disposições Gerais;

ABNT [NBR 17505-2](#) - Armazenamento de Líquidos Inflamáveis e Combustíveis Parte 2 - Armazenamento em Tanques, em Vasos e em Recipientes Portáteis com Capacidade Superior a 3 000 L;

ISO [28300](#) - Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries - Venting of Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks;

API [STD 2350](#) - Overfill Protection for Storage Tanks in Petroleum Facilities;

API [STD 620](#) - Design and Construction of Large Welded, Low-Pressure Storage Tanks;

API [STD 650](#) - Welded Tanks for Oil Storage;

ASME [B 1.1](#) - Unified Inch Screw Threads (UN and UNR Thread Form);

ASME [B 16.5](#) - Pipe Flanges and Flanged Fittings (NPS 1/2 Through NPS 24 Metric/Inch Standard);

ASME [B 16.47](#) - Large Diameter Steel Flanges NPS 26 Through NPS 60 Metric/Inch Standard;

ASME [B 18.2.1](#) - Square, Hex, Heavy Hex, and Askew Head Bolts and Hex, Heavy Hex, Hex Flange, Lobed Head, and Lag Screws (Inch Series);

ASME [B 18.2.2](#) - Nuts for General Applications: Machine Screw Nuts, Hex, Square, Hex Flange, and Coupling Nuts (Inch Series);

ASME [B 31.3](#) - Process Piping;

ASME BPVC [Section V](#) - Nondestructive Examination;

ASME BPVC [Section VIII, Division 1](#) - Division 1 - Rules for Construction of Pressure Vessels;

ASTM [A6/A6M](#) - Standard Specification for General Requirements for Rolled Structural Steel Bars, Plates, Shapes, and Sheet Piling;

ASTM [A20/A20M](#) - Standard Specification for General Requirements for Steel Plates for Pressure Vessels;

BSI [BS EN 14015](#) - Specification for the Design and Manufacture of Site Built, Vertical, Cylindrical, Flat-Bottomed, above Ground, Welded, Steel Tanks for the Storage of Liquids at Ambient Temperature and Above;

[NFPA 11](#) - Standard for Low-, Medium-, and High-Expansion Foam;

[TEMA](#) - Tubular Exchanger Manufacturers Association.

3 Termos e Definições

Para os efeitos deste documento aplicam-se os seguintes termos e definições.

3.1

altura nominal do tanque

distância entre a face superior da chapa do fundo e o topo da cantoneira de reforço do último anel do costado, medida junto ao lado externo do costado

3.2

diâmetro nominal do tanque

diâmetro interno do anel inferior do costado quando todas as chapas tiverem uma linha de centro comum, ou diâmetro interno do tanque quando as chapas tiverem a face interna comum

3.3

capacidade ou volume nominal

volume determinado a partir do diâmetro e altura nominal do tanque

3.4

espessura nominal de chapa

espessura pela qual a chapa é denominada após a laminação, em conformidade com a sua especificação

3.5

folha de dados

documento padronizado pela PETROBRAS [N-1541](#)

3.6

requisição de material

documento padronizado pela PETROBRAS [N-2091](#)

3.7

apresentação de projeto

conjunto de documentos padronizados pela PETROBRAS [N-1958](#)

4 Tipos de Tanque

A seleção do tipo de tanque de armazenamento, em função do produto, deve ser feita através de um estudo adequado, levando em consideração: condições e requisitos ambientais, segurança operacional, custo do tanque, perdas operacionais e qualidade exigida no produto armazenado, conforme Tabela A.1.

5 Base e Fundação do Tanque

A base e a fundação do tanque devem ser projetadas de modo que o recalque absoluto e o recalque diferencial obedçam a valores máximos, aceitáveis pelo equipamento, conforme as prescrições desta Seção. O tipo de base deve ser conforme o 5.1 e o recalque da base, conforme o 5.2. A base de tanque deve atender a PETROBRAS [N-1822](#).

5.1 Base do Tanque

Os tipos de base são os seguintes:

- a) base com anel periférico de concreto;
- b) laje integral de concreto armado;
- c) aterro compactado.

5.2 Recalque da Base do Tanque

O recalque deve obedecer às prescrições da PETROBRAS [N-1807](#) e do 5.2.1 até 5.2.3.

5.2.1 Os recalques máximos aceitáveis, durante o teste hidrostático, na periferia da base (sob o costado do tanque) são:

- a) recalque absoluto em qualquer parte da periferia: 300 mm;
- b) recalque diferencial entre 2 pontos da periferia: 38 mm em 9000 mm (medido ao longo do perímetro e considerado como de inclinação uniforme entre cada 2 pontos distantes de 9000 mm);
- c) recalque diferencial entre 2 pontos quaisquer da periferia: 50 mm.

5.2.2 O recalque diferencial, após o teste hidrostático, entre qualquer ponto da periferia da base (sob o costado do tanque) e um ponto interno a 1 150 mm de distância (medida ao longo do raio), deve ser, no máximo, 70 mm.

5.2.3 Para tanques com fundo com caimento do centro para a periferia, após o teste hidrostático, a declividade entre o centro e a periferia do tanque deve ser, no mínimo, a estabelecida no projeto para o fundo.

5.2.4 Para tanques com fundo com caimento da periferia para o centro, devem ser obedecidos os 5.2.4.1 e 5.2.4.2.

5.2.4.1 Na montagem, a declividade do fundo deve ser igual à de projeto.

5.2.4.2 Durante o teste hidrostático o recalque diferencial máximo admissível (Δ), entre qualquer ponto da periferia e o centro do tanque, deve ser de:

$$\Delta \leq \frac{D}{A}$$

Onde:

Δ é o recalque diferencial máximo admissível (em mm);

D é o diâmetro nominal do tanque (em mm);

A é 250 (para tanques com caimento para o centro de até 2 %, inclusive) e 450 (para tanques com caimento para o centro de 2 % até 4 %).

6 Dimensões do Tanque

6.1 Diâmetro

6.1.1 O diâmetro do tanque deve atender à máxima economia de material, considerando o aproveitamento de chapas inteiras, meias chapas ou perfis inteiros, com a finalidade de reduzir a quantidade de cortes, soldas, radiografias e sobras de material.

6.1.2 Para a fixação do diâmetro do tanque o projetista deve levar em conta, além do aspecto econômico, o espaçamento mínimo entre tanques, de acordo com a ABNT [NBR 17505-2](#).

6.2 Altura

A altura do tanque deve levar em consideração a largura comercial das chapas e ser compatível com a carga admissível do terreno.

6.3 Revestimento e Sobre-espessura de Corrosão

6.3.1 As sobre-espessuras de corrosão dos anéis do costado devem ser obtidas em função das taxas anuais de corrosão dadas na Tabela A.2, exceto quando especificados valores diferentes nas Folhas de Dados ou nos 6.3.3 e 6.3.4.

6.3.2 A vida útil do tanque, prevista para a determinação da sobre-espessura de corrosão, deve ser de, no mínimo, 20 anos.

6.3.3 Para os tanques de teto flutuante (interno e externo), em que o costado seja revestido internamente, a sobre-espessura de corrosão de cada anel do costado deve ser o maior valor entre o calculado com a metade da taxa anual de corrosão especificada na Tabela A.2 e 1 mm, ou como determinado pelo projeto básico do equipamento.

6.3.4 Para os tanques de teto fixo, com o costado revestido internamente, deve-se usar sobre-espessura de corrosão nos anéis do costado igual a 1 mm.

6.3.5 Para os componentes revestidos da estrutura de sustentação de tanques de teto fixo, em contato com líquido armazenado, deve-se usar sobre-espessura de corrosão igual a 1 mm.

6.3.6 Para os componentes internos não revestidos da estrutura de sustentação de tanques de teto fixo, em contato com o líquido armazenado, deve-se usar sobre-espessura de corrosão definida pela taxa anual de corrosão mais crítica do anel do costado, conforme Tabela A.2, na espessura desses componentes.

6.3.7 Para fundo e teto não se adota, usualmente, sobre-espessura de corrosão. Quando necessária proteção, usar um sistema adequado de revestimento interno.

6.3.8 Proteção catódica para o fundo deve ser utilizada quando especificada pelo projeto básico.

6.3.9 Para revestimento interno e externo do tanque, seguir a PETROBRAS [N-2913](#).

7 Condições de Projeto do Tanque

7.1 Temperatura de Projeto

7.1.1 Temperatura Mínima de Projeto

A temperatura mínima de projeto é a temperatura de projeto de metal e deve ser igual ao menor dos seguintes valores:

- a) a mais baixa temperatura média diária da localidade acrescida de 8 °C;
- b) temperatura mínima do produto armazenado.

7.1.2 Temperatura Máxima de Projeto

A temperatura máxima de projeto é a temperatura máxima de operação do produto armazenado.

7.2 Pressão de Projeto

A pressão de projeto é a pressão máxima de operação no espaço vapor para tanques de teto fixo.

NOTA 1 Esta pressão de projeto é utilizada para o dimensionamento dos dispositivos de alívio do teto e nos cálculos relativos ao “Annex” F da API [STD 650](#).

NOTA 2 Esta pressão não é aplicável para tanques sem teto, com teto flutuante externo ou com cobertura geodésica.

NOTA 3 Esta pressão somente deve ser adicionada à altura de líquido, utilizada no cálculo das espessuras do costado dos tanques, quando requerido pelo “Annex” F da API [STD 650](#).

7.3 Vácuo de Projeto

O vácuo de projeto é o vácuo máximo de operação no espaço vapor para tanques de teto fixo.

7.4 Limites de Temperatura e Pressão para Tanque de Teto Fixo

7.4.1 Temperatura

A temperatura do produto armazenado deve ser no máximo igual a 260 °C. Acima de 93 °C o tanque deve atender aos requisitos adicionais do “Annex” M da API [STD 650](#). A temperatura de projeto de metal deve atender aos requisitos da API [STD 650](#).

7.4.2 Pressão

7.4.2.1 Pressão Interna

A pressão de projeto do tanque está limitada ao peso das chapas do teto por unidade de área. Para chapas de 4,75 mm a pressão manométrica de projeto é de 0,363 kPa (37 mm de coluna de água). Admite-se pressões manométricas de projeto mais elevadas, até 18,0 kPa (2,5 psi), desde que seja aplicada a API [STD 650](#), “Annex” F.

NOTA Para valores de pressão de projeto maiores do que o limite especificado pelo “Annex” F da API [STD 650](#), os tanques devem ser calculados conforme a API [STD 620](#).

7.4.2.2 Vácuo

O vácuo de projeto do tanque está limitado a 0,25 kPa (25,4 mm de coluna de água). Admite-se vácuos de projeto mais elevados, até 6,9 kPa (1,0 psi), desde que seja aplicada a API [STD 650](#), “Annex” V.

7.5 Limites de Temperatura e Pressão para Tanques de Teto Flutuante

7.5.1 Teto Flutuante Externo

7.5.1.1 A temperatura do produto armazenado deve ser, no máximo, igual a 93 °C.

7.5.1.2 A temperatura máxima de armazenamento do produto deve ser inferior à sua temperatura inicial de ebulição na pressão atmosférica do local de armazenamento.

7.5.1.3 A temperatura de superfície líquida sob a chaparia central do teto tipo pontão deve ser sempre calculada para a condição de máxima radiação solar na região. Essa temperatura deve ser inferior à temperatura inicial de ebulição do produto na pressão dada pelo peso do teto.

7.5.1.4 A temperatura de projeto de metal deve atender aos requisitos da API [STD 650](#).

7.5.2 Teto Flutuante Interno

7.5.2.1 Devem ser atendidos os requisitos de pressão e temperatura do 7.4, aplicáveis ao tanque de teto fixo.

7.5.2.2 A temperatura máxima de armazenamento do produto deve ser inferior à sua temperatura inicial de ebulição na pressão atmosférica do local de armazenamento.

8 Projeto do Fundo

8.1 Critério de Projeto

8.1.1 Os tanques devem ter um dos seguintes tipos de fundo, a critério da PETROBRAS:

- a) fundo plano;
- b) fundo cônico com declividade para a periferia de, no mínimo, 1:120;
- c) fundo cônico com declividade para o centro de, no mínimo, 1:100 e, no máximo, 1:25.

NOTA 1 Para os tanques com diâmetro menor ou igual a 6 m: é recomendado o uso de fundo plano. **[Prática Recomendada]**

NOTA 2 Para os tanques com diâmetro acima de 6 m: é recomendado o uso do fundo descrito em 8.1.1 b). **[Prática Recomendada]**

NOTA 3 Para os tanques com diâmetro acima de 6 m: o uso de fundo plano só é permitido quando definido no projeto básico.

8.1.2 Os tanques para Gasolina de Aviação (GAV) e Querosene de Aviação (QAV) devem ter fundo cônico com declividade para o centro de 1:25.

8.1.3 O Projeto Básico, para outros produtos que requeiram controle rigoroso da qualidade, deve indicar a utilização da declividade para o centro e seu respectivo valor.

8.2 Chapas do Fundo

8.2.1 Todas as chapas do fundo devem ser de aço-carbono ASTM A 283 Gr. C ou ASTM A 36.

NOTA 1 A especificação de material das chapas anulares deve ser igual à das chapas do primeiro anel do costado.

NOTA 2 A utilização de outros materiais é permitida, quando especificado pelo projeto básico, após análise técnico-econômica.

8.2.2 O contorno do fundo pode ser feito com chapas anulares ("annular plates"), de acordo com a Figura B.1, ou com chapas recortadas ("sketch plates"), de acordo com a Figura B.2. O arranjo com chapas anulares é obrigatório para os tanques com diâmetro superior a 15 m, sendo as espessuras dessas chapas calculadas pela API [STD 650](#) e com os valores mínimos da Tabela A.3.

8.2.3 As chapas do fundo devem ter espessura mínima de 6,30 mm e largura mínima de 1 800 mm (com exceção das chapas anulares). Nas chapas recortadas, que tenham um lado retangular, essa largura também deve ser observada. Para as chapas anulares a largura deve ser calculada segundo a API [STD 650](#), com um valor mínimo de 750 mm para qualquer diâmetro de tanque. Nas sobreposições de 3 chapas de fundo, deve ser obedecida uma distância mínima de 300 mm:

- a) entre si;
- b) a partir do costado do tanque;
- c) a partir da junta de topo da chapa anular;
- d) a partir da solda da chapa anular com as chapas centrais do fundo.

8.2.4 Se for adotada sobre-espessura de corrosão para o fundo, esta deve ser adicionada às espessuras mínimas indicadas na Tabela A.3 e no 8.2.3.

8.3 Diâmetro do Fundo

O diâmetro do fundo deve atender os requisitos da API [STD 650](#). Para a disposição com chapas anulares, adicionalmente, atender à Figura B.1.

8.4 Soldas no Fundo

8.4.1 As juntas soldadas das chapas centrais entre si, bem como das chapas centrais com as chapas recortadas, devem ser por junta sobreposta com transpasse mínimo de 5 vezes a espessura nominal da chapa, após a soldagem.

8.4.2 As juntas soldadas entre as chapas centrais e as chapas anulares devem ser por junta sobreposta que garanta um transpasse mínimo de 60 mm, após a soldagem. Estas soldas devem ser devidamente adoçadas após a sua realização.

8.4.3 As chapas anulares são sempre ligadas entre si por solda de topo. Essa solda de topo deve ser feita por um só lado (com o uso de um cobre-junta), ou pelos 2 lados. Em qualquer caso, os detalhes de chanfros e aberturas da raiz mínimos devem ser como mostra a Figura B.1.

8.4.4 Todas as sobreposições devem ser feitas no sentido da melhor drenagem e, no caso de não serem usadas as chapas anulares, deve ser discriminado que as linhas de sobreposição fiquem perpendiculares à linha de solda da chapa de soleira da porta de limpeza.

8.4.5 Recomenda-se que todas as soldas do fundo, quando executadas com processo de soldagem manual, sejam realizadas no mínimo em 2 passes. **[Prática Recomendada]**

8.4.6 Na sobreposição de 3 chapas deve ser feito o arredondamento do canto da chapa superposta conforme as Figuras B.1 e B.2.

8.4.7 A solda interna da ligação do costado ao fundo (solda do rodo) deve ser devidamente adoçada, após a sua realização, para evitar presença de concentrador de tensões.

8.4.8 A sequência de soldagem a ser utilizada deve ter como objetivo minimizar as deformações decorrentes das contrações das juntas soldadas.

8.4.9 Para tanques com fundo com caimento da periferia para o centro deve-se efetuar ensaio por partículas magnéticas, conforme PETROBRAS [N-1598](#), antes da pintura do fundo e do teste hidrostático, nas seguintes soldas:

- a) solda de ligação interna do costado às chapas anulares;
- b) solda de ligação das chapas anulares com as chapas centrais do fundo;
- c) solda de ligação da bacia de drenagem com as chapas centrais do fundo.

NOTA 1 O ensaio por partículas magnéticas pode ser substituído pelo ensaio por meio de líquido penetrante, conforme PETROBRAS [N-1596](#) ou "Alternating Current Field Measurement" (ACFM), conforme artigo 15 do ASME BPVC [Section V](#).

NOTA 2 Os requisitos do 8.4.9 devem constar no desenho de conjunto do tanque.

8.4.10 As soldas no fundo de tanque montado na fábrica devem seguir a API [STD 650](#) "Annex" J.

8.5 Preparação das Bordas das Chapas

As chapas a serem utilizadas devem ser sempre de bordas aparadas.

8.6 Defletor de Águas Pluviais

Deve ser usado um defletor de águas pluviais conforme Figura B.3.

9 Projeto do Costado

9.1 Critério de Projeto

Exceto quando indicado em contrário na Folha de Dados, o critério de projeto a ser adotado no cálculo das espessuras do costado deve ser definido de acordo com a sequência abaixo:

- a) API [STD 650](#) "Annex" A, método do ponto fixo de projeto, com eficiência de junta (E) igual a 0,85;
- b) caso a espessura calculada pelo critério anterior for superior a 13,0 mm (SI) ou 0,5" (USC), adotar para o cálculo a API [STD 650](#) corpo de norma e método do ponto variável de projeto.

9.2 Espessuras

9.2.1 Em qualquer um dos critérios e métodos de projeto mencionados no 9.1, a espessura do costado deve ser, no mínimo, igual aos valores da Tabela A.4.

9.2.2 As extensões do costado, quando existentes, também estão sujeitas à Tabela A.4 de espessuras mínimas.

9.2.3 Pode ser adotada uma espessura nominal menor que o valor calculado, quando a diferença entre esses 2 valores for inferior ao menor valor entre:

- a) 0,1 mm;
- b) 1 % da espessura nominal a ser adotada.

9.2.4 A espessura mínima requerida menos a sobre-espessura para corrosão não deve ser menor do que 2,54 mm para as chapas de qualquer anel do costado.

9.2.5 Devem ser adotadas para as espessuras nominais de chapas finas as espessuras da ABNT [NBR 11888](#) e para chapas grossas as espessuras da ABNT [NBR 11889](#). Em casos excepcionais, desde que previamente aprovados pela PETROBRAS, pode-se adotar outros valores.

9.2.6 As cargas localizadas aplicadas ao costado dos tanques, tais como as causadas pelas plataformas, passadiços e suportes de tubulação, devem ser distribuídas por meio de perfis estruturais laminados, nervuras de chapas ou outros elementos, preferencialmente em plano horizontal, e não devem ser consideradas no cálculo das espessuras do costado.

9.3 Material das Chapas do Costado

9.3.1 A escolha do material para o costado está subordinada à temperatura de projeto e à espessura nominal, e é feita de acordo com a API [STD 650](#).

NOTA 1 É recomendado não se utilizar aços com limite de resistência superior a 481 MPa ($49 \text{ kgf/mm}^2 = 69\,800 \text{ psi}$). **[Prática Recomendada]**

NOTA 2 As chapas devem estar dentro das tolerâncias dimensionais e de deformação previstas nas ASTM [A6/A6M](#) e ASTM [A20/A20M](#), conforme aplicável.

NOTA 3 O uso de materiais diferentes da API [STD 650](#) e dos citados nesta Norma, devem ser analisados e aprovados pela PETROBRAS.

9.3.2 As chapas devem apresentar as seguintes dimensões comerciais produzidas no Brasil:

- a) espessura de 4,75 mm (chapas finas laminadas a quente):
 - 1 500 mm x 6 000 mm;
 - 1 800 mm x 6 000 mm;
- b) espessura de 6,30 mm e acima (chapas grossas laminadas a quente):
 - 2 440 mm x 12 000 mm.

9.4 Alinhamento dos Anéis das Chapas do Costado

O alinhamento das chapas do costado deve ser pela face interna ou pela linha de centro, sendo que para os tanques de teto flutuante o alinhamento tem que ser obrigatoriamente pela face interna.

9.5 Cantoneira de Topo do Costado

Todos os costados de tanques devem ter uma cantoneira de reforço na parte superior do costado, conforme indicado na API [STD 650](#). Essa cantoneira de reforço deve ser soldada de topo na chapa superior do costado. Deve ter a aba voltada para o lado interno nos tanques de teto fixo e nos tanques de teto fixo com flutuante interno. Nos tanques de teto flutuante externo, essa cantoneira deve ter a aba voltada para o lado externo.

9.6 Calandragem das Chapas do Costado

A calandragem das chapas do costado é necessária dependendo do diâmetro do tanque e da espessura da chapa. A Tabela A.5 especifica os valores mínimos de espessuras a partir dos quais é obrigatória essa calandragem na montagem convencional do costado de tanques de armazenamento.

NOTA Em montagens não convencionais, como por exemplo, o método de macaqueamento, o não atendimento da Tabela A.5 deve ser aprovado pela PETROBRAS.

9.7 Preparação das Bordas das Chapas do Costado

As chapas devem ser esquadrejadas.

9.8 Solda das Chapas do Costado

9.8.1 Todas as soldas nas chapas do costado e nas seções da cantoneira de topo do costado devem ser de topo, pelos 2 lados, com fusão e penetração total.

NOTA 1 É permitida solda em um só passe na soldagem das juntas verticais do costado por processo automático.

NOTA 2 Na solda do costado com o fundo (rodo ou rodapé) é permitida falta de penetração conforme API [STD 650](#).

9.8.2 A sequência de soldagem a ser utilizada deve ter como objetivo minimizar as deformações decorrentes das contrações das juntas soldadas.

9.9 Distribuição das Chapas no Costado

9.9.1 As juntas verticais de 2 anéis adjacentes não podem ser alinhadas e devem estar afastadas, sempre que possível, de pelo menos 1/3 do comprimento de cada chapa. O espaçamento entre as soldas verticais de anéis adjacentes deve ser, no mínimo, de 5 vezes a espessura da chapa mais espessa da região considerada, conforme API [STD 650](#). As juntas verticais não devem também se acumular em uma mesma região do costado do tanque, como mostrado na Figura B.4.

9.9.2 O requisito de distância mínima entre as soldas verticais do costado deve ser também atendido entre as soldas verticais do primeiro anel do costado e as soldas das chapas anulares do fundo.

9.10 Ancoragem do Tanque

9.10.1 Deve ser verificada a necessidade de ancoragem do tanque, conforme API [STD 650](#), nos seguintes casos:

- a) risco de tombamento do tanque devido à carga de vento;
- b) pressão interna para os tanques projetados de acordo com o “Annex” F da API [STD 650](#);
- c) vácuo interno para tanques projetados de acordo com o “Annex” V da API [STD 650](#).

NOTA 1 Para o cálculo das cargas, devido ao vento, usar ABNT [NBR 6123](#).

NOTA 2 Quando requerido, os chumbadores, devem ser dimensionados conforme API [STD 650](#).

10 Projeto do Teto Fixo

10.1 Tipo de Teto Fixo

10.1.1 Recomenda-se que todo teto fixo seja cônico. **[Prática Recomendada]**

10.1.2 Recomenda-se que todo teto fixo seja autoportante até 6 m de diâmetro. **[Prática Recomendada]**

10.1.3 Outros tanques devem ter o teto suportado, com estruturas de sustentação em treliça ou colunas.

10.1.4 É aceitável o uso de teto fixo tipo domo em alumínio, conforme API [STD 650](#) “Annex” G, quando justificável economicamente, não se aplicando os itens desta Norma específicos para outros tipos de teto.

10.2 Declividade do Teto Cônico Suportado

Todos os tetos cônicos devem ter uma declividade do centro para a periferia de, no mínimo, 1:16, devendo esse valor mínimo ser adotado sempre que possível. A declividade máxima permitida é de 1:6.

10.3 Material

10.3.1 O material do teto deve ser o aço-carbono ASTM A 1011 Gr 33, ASTM A 283 Gr. C ou ASTM A 36, com espessura mínima de 4,75 mm e largura mínima de 1 500 mm.

10.3.2 Opcionalmente, após análise técnico-econômica, é permitido o uso de chapas de aço inoxidável com espessura mínima de 4 mm. Chapas de aço inoxidável com espessura mínima de 3 mm podem ser utilizadas desde que adicionalmente seja instalado um sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA), devidamente projetado para as condições locais.

10.4 Soldas no Teto

10.4.1 As ligações entre as chapas do teto devem ser feitas com junta sobreposta, com um cordão de solda externo ao teto, com transpasse mínimo após a soldagem igual ao menor valor entre:

- a) 5 vezes a espessura nominal da chapa mais fina;
- b) 25 mm.

10.4.2 A sobreposição deve ser feita no sentido da melhor drenagem das águas pluviais. Onde houver sobreposição de 3 chapas devem ser observados os arredondamentos dos cantos das chapas como mostra o detalhe da Figura B.2.

10.4.3 A sequência de soldagem a ser utilizada deve ter como objetivo minimizar as deformações decorrentes das contrações das juntas soldadas.

10.5 Ligação entre Teto e Costado

10.5.1 Sempre que possível, deve ser prevista uma ligação de baixa resistência mecânica entre teto e costado. Tal ligação deve obedecer à API [STD 650](#) para ser considerada fraca, não havendo, nesse caso, necessidade de dispositivos de emergência para proteção contra sobrepressão.

10.5.2 É obrigatória a existência de dispositivos de emergência, projetados conforme os requisitos da ISO [28300](#), no caso de impossibilidade da ligação entre teto e costado ser considerada de baixa resistência mecânica.

10.6 Cargas sobre o Teto

No projeto deve ser levado em consideração o peso próprio do teto mais uma sobrecarga de 981 N/m² (100 kgf/m²).