

CONTEC - SC-02

Caldeiraria

**PROJETO DE TANQUE
ATMOSFÉRICO**

1ª Emenda

Esta é a 1ª Emenda da Norma PETROBRAS N-270 REV. C, devendo ser grampeada na frente da Norma e se destina a modificar o seu texto nas partes indicadas a seguir.

2 Eliminar:

PETROBRAS [N-1210](#) - Materiais para Equipamentos de Caldeiraria.

11.1.2.1 Eliminar:

... e obedecendo aos demais requisitos da norma PETROBRAS [N-1210](#).

PROJETO DE TANQUE ATMOSFÉRICO

Procedimento

CONTEC

Comissão de Normas
Técnicas

SC - 02

Caldeiraria

Cabe à CONTEC - Subcomissão Autora, a orientação quanto à interpretação do texto desta Norma. O Órgão da PETROBRAS usuário desta Norma é o responsável pela adoção e aplicação dos itens da mesma.

Requisito Mandatório: 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 pelo Órgão da PETROBRAS usuário desta Norma. É caracterizada pelos verbos: "dever", "ser", "exigir", "determinar" e outros verbos de caráter impositivo.

Prática Recomendada (não-mandatória): 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 pelo Órgão da PETROBRAS usuário desta Norma. É caracterizada pelos verbos: "recomendar", "poder", "sugerir" e "aconselhar" (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 aprimoramento da mesma, 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, o item a ser revisado, 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 Companhia, 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 – GTs (formados por especialistas da Companhia e das suas Subsidiárias), são comentadas pelos Representantes Locais (representantes das Unidades Industriais, Empreendimentos de Engenharia, Divisões Técnicas e Subsidiárias), são aprovadas pelas Subcomissões Autoras – SCs (formadas por técnicos de uma mesma especialidade, representando os Órgãos da Companhia e as Subsidiárias) e aprovadas pelo Plenário da CONTEC (formado pelos representantes das Superintendências dos Órgãos da Companhia e das suas Subsidiárias, usuários das normas). Uma norma técnica PETROBRAS está sujeita a revisão em qualquer tempo pela sua Subcomissão Autora e deve ser reanalisada a cada 5 (cinco) anos para ser revalidada, revisada ou cancelada. As normas técnicas PETROBRAS são elaboradas em conformidade com a norma PETROBRAS N-1. Para informações completas sobre as normas técnicas PETROBRAS, ver Catálogo de Normas Técnicas PETROBRAS.

1 OBJETIVO

1.1 Esta Norma fixa as condições exigíveis para o projeto mecânico de tanque de superfície, para armazenamento de petróleo e seus derivados líquidos, podendo eventualmente ser usada para tanque de armazenamento de outros produtos, tais como água desmineralizada e álcool.

1.2 Esses tanques são de aço-carbono, de fabricação e montagem soldada, cilíndrico-vertical, sem teto ou com teto fixo ou flutuante, obedecendo aos limites de temperatura e de pressão de 1.2.1 e 1.2.2.

1.2.1 Temperatura: a temperatura do produto armazenado deve ser menor ou igual a 260°C.

1.2.2 Pressão: a pressão deve ser aproximadamente igual à atmosférica no topo do tanque, respeitados os limites de 7.1 e 7.2, a não ser que o tanque seja projetado de acordo com o Apêndice F do API 650, quando é permitida uma pequena pressão interna no topo do tanque.

1.3 Esses tanques devem seguir a Norma API 650 nos assuntos não cobertos por esta Norma.

2 NORMAS E/OU DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

Na aplicação desta Norma é necessário consultar:

- N-250 - Montagem de isolamento térmico a alta temperatura;
- N-271 - Montagem de tanque de armazenamento;
- N-302 - Detalhes de aterramento de estruturas e equipamentos, cercas e portões empregando-se conectores mecânicos;

Origem: CONTEC - Subcomissão nº 2 - Caldeiraria
Substitui e cancela a N-270b.

Linha vertical na margem da página assinalada trecho desta Norma alterado da anterior para a presente revisão. Alteração pode ser: modificação, inserção ou suspensão do trecho.

Toda Norma é dinâmica, estando sujeita a revisões. Comentários e sugestões, para seu aprimoramento, devem ser encaminhados à Comissão de Normas Técnicas da PETROBRAS - CONTEC.

Palavras-chave: projeto - tanque - atmosférico.

-
- N-383 - Drenos para fundo de tanques de armazenamento;
 - N-550 - Projeto de isolamento térmico a alta temperatura;
 - N-1191 - Ambientes corrosivos;
 - N-1201 - Pintura interna de tanques;
 - N-1203 - Projeto de sistemas fixos de combate a incêndio em hidrocarbonetos;
 - N-1210 - Materiais para equipamentos de caldeiraria;
 - N-1742 - Selo Pw para tanque de teto flutuante;
 - N-1886 - Projeto de sistemas de combate a incêndio com água e espuma para área de armazenamento e transferência de álcool etílico.
 - N-1964 - Projeto mecânico de tanque para baixa pressão;
 - ABNT NBR 6123 - Forças devidas ao vento em edificações;
 - ABNT NBR 6664 - Requisitos gerais para chapas grossas de aço-carbono e de aço de baixa liga e alta resistência;
 - ABNT NBR 7505 - Armazenamento de Petróleo e seus derivados líquidos;
 - ABNT NBR 7821 - Tanques soldados para armazenamento de petróleo;
 - ANSI B 1.1 - Unified inch screw threads (UN and UNR thread form);
 - ANSI B 2.1 - Pipe threads {except dryseal};
 - ANSI 6 16.5 - Pipe flanges and flanged fittings
 - ANSI B 16.11 - Forged steel fittings, socket welding and threaded;
 - ANSI B 18.2.1 - Square and hex bolts and screws inch series;
 - ANSI B 18.2.2 - Square and hex nuts;
 - ANSI B 31.3 - Chemical plant and petroleum refinery piping;
 - API STD 605 - Large -diameter carbon steel flanges;
 - API STD 620 - Recommended rules for design and construction of large welded, low-pressure storage tanks;
 - API STD 650 - Welded steel tanks for oil storage - eighth edition - November 1988;
 - API STD 2000 - Venting atmospheric and low - pressure - storage tanks;
 - ASME Section VIII, Division I - Boiler and pressure vessel code;
 - ASTM A 6 - General requirements for rolled steel plates, shapes, sheet piling, and bars for structural use;
 - ASTM A 20 - General requirements for steel plates for pressure vessels;
 - BSI BS-2654 - Manufacture of vertical steel welded storage tanks with butt welded shells for the petroleum industry;
 - MSS SP-44 - Steel pipe line flanges;
 - TEMA - Standards of tubular exchanger manufacturers association.

3 DEFINIÇÕES

Para os efeitos desta Norma são adotadas as definições de 3.1 a 3.5.

3.1 Altura nominal do tanque

É a 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

É o 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, expresso em metros (m).

3.3 Espessura nominal de chapa

É a espessura pela qual a chapa é denominada após a laminação em uma usina siderúrgica, em conformidade com a especificação.

3.4 Pressão de projeto

É a pressão hidrostática da coluna de água do teste hidrostático ou do produto, o que for mais denso.

3.5 Temperatura de projeto do tanque

A temperatura de projeto, exceto quando estabelecido de outro modo na "Folha de Dados", é o menor dos dois valores seguintes:

- a) temperatura ambiente mínima absoluta na localidade onde o tanque vai ser instalado, acrescentada de 5°C;
- b) temperatura mínima do produto armazenado.

4 TIPOS DE TANQUE

4.1 Seleção do tipo de tanque

A seleção do tipo de tanque de armazenamento em função do produto deve ser feita através de um estudo econômico levando em consideração o custo do tanque e o custo das perdas por evaporação. Como orientação pode ser usada a Tabela 1.

4.2 Tanque para gasolina de aviação (GAV)

O tanque para gasolina de aviação além de ser selecionado pela Tabela 1 deve ter os requisitos adicionais de 4.2.1 até 4.2.8, necessitando portanto de uma adaptação das prescrições desta Norma para atender a esse projeto específico.

4.2.1 O fundo do tanque deve ser cônico com caimento da periferia para o centro e com dreno no centro. O valor do caimento deve ser estabelecido pelo projeto. O critério de projeto do fundo e portanto um dos casos excepcionais citados em 8.1.

4.2.2 O projeto do fundo, dreno do fundo, pé da coluna central e porta de limpeza deve ser adaptado em relação às prescrições desta Norma para atender a 4.2.1.

4.2.3 Deve ter pintura interna conforme 6.3.3.

4.2.4 Deve possuir um dispositivo que colete amostra em diversos níveis.

4.2.5 Deve ter bocais independentes para entrada e saída do produto.

4.2.6 Deve ser dotado de tancagem auxiliar para drenagem.

4.2.7 Os tanques devem possuir misturadores.

4.2.8 É proibida a utilização de internos de cobre, zinco ou ligas desses metais.

4.3 Tanque para querosene de aviação (QAV)

O tanque para querosene de aviação além de ser selecionado pela Tabela 1 deve ter os requisitos adicionais de 4.2.1 até 4.2.8 e possuir também sucção flutuante (ver 11.22), necessitando portanto de uma adaptação das prescrições desta Norma para atender a esse projeto específico.

Tabela 1 - Tipos usuais de tanque

Produto Armazenado	Tipo de Tanque (selecionado conforme o projeto)
Produtos leves da faixa de gasolina e nafta leve. Petróleo cru. Álcool.	Tanque atmosférico de teto flutuante Tanque atmosférico para pequena pressão interna segundo o API 650 Apêndice F. Tanque para baixa pressão de teto cônico segundo a N-1964 .
Gasolina de aviação (GAV)	Tanque atmosférico de teto cônico com teto flutuante interno. Tanque atmosférico para pequena pressão interna segundo o API 650 Apêndice F. Tanque para baixa pressão de teto cônico segundo a N-1964 .
Produtos pesados da faixa do querosene para baixo: nafta pesada, querosene, querosene de aviação (GAV), óleo diesel, resíduo de vácuo, "cycle-oil", óleo lubrificante, "flushing-oil" e asfalto Lastro de navio	Tanque atmosférico de teto cônico.
Água bruta	Tanque sem teto.

Nota: Os tanques para armazenamento de produtos com pressão de vapor elevada (PVR acima de 43,5 kPa ou 6,3 psia) e com diâmetro inferior a 8,0 metros, devem ser do tipo cônico, com pressão interna, determinada conforme o Apêndice "F" da norma API 650.

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 tenha obedecido a valores máximos, aceitáveis pelo equipamento, conforme as prescrições deste capítulo. O tipo de base deve ser conforme 5.1 e o recalque da base deve ser conforme 5.2.

5.1 Base do tanque

Os tipos de base normalmente usados são os seguintes:

- a) base com anel periférico de concreto;
 - anel em fundação sobre estacas e centro de terra compacta;
 - anel em fundação direta e centro de terra compactada;
- b) laje integral de concreto armado;
- c) aterro compactado.

5.2 Recalque da base do tanque

O recalque esperado, após o teste hidrostático, deve obedecer às prescrições de 5.2.1 até 5.2.3.

5.2.1 Os recalques máximos aceitável na Periferia (sob o costado do tanque) são:

- a) recalque absoluto em qualquer ponto da periferia: 300 mm;
- b) recalque diferencial entre dois pontos da periferia: 38 mm em 9000 mm (medido ao longo do perímetro);
- c) recalque diferencial entre dois pontos quaisquer da base da periferia: 50 mm.

5.2.2 O recalque diferencial entre qualquer ponto da periferia da base (sob o costado do tanque) e um ponto interno a 1150 mm de distância (medida ao longo do raio) deve ser no máximo 70 mm.

5.2.3 O recalque em qualquer ponto da parte central da base do tanque deve ser tal que mantenha a declividade estabelecida para o fundo (ver 8.1).

6 DIMENSÕES DO TANQUE

6.1 Diâmetro

6.1.1 O diâmetro do tanque deve atender à economia de material, prevendo-se sempre que possível 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 necessário espaçamento entre tanques, de acordo com a norma NBR 7505.

6.1.3 Para tanques de armazenamento não pertencentes à indústria de refinação e petroquímica, o espaçamento entre tanques leva em consideração somente a maior dimensão do tanque.

6.2 Altura

A altura do tanque deve sempre ser um múltiplo da largura comercial das chapas e também compatível com a carga admissível sobre o terreno. Recomenda-se que essa altura não exceda 15 metros.

6.3 Sobreespessura para corrosão e pintura interna

6.3.1 Para os produtos mais comuns, as sobreespessura de corrosão devem ser obtidas em função das taxas anuais de corrosão dadas na Tabela 2, exceto quando especificados valores diferentes nas "Folhas de Dados".

6.3.2 Quando a corrosão esperada é muito intensa (acima de 0,3 mm/ano ou quando a sobreespessura exceder 6 mm (o menor dos dois), deve-se fazer um balanço econômico entre o custo adicional de material para a sobreespessura, e o custo da pintura interna do tanque. Recomenda-se uma vida útil para o tanque de 20 anos. No caso de tanque de teto flutuante, mesmo que o costado tenha sido pintado (problemas de contaminação), deve-se usar sobreespessura de corrosão no costado.

6.3.3 Para os tanques de gasolina de aviação (GAV) e querosene de aviação (QAV) é obrigatória a pintura interna do fundo, costado, estrutura de sustentação e teto do tanque, não se aplicando, portanto, nenhuma sobreespessura para corrosão.

Tabela 2 - Taxas anuais de corrosão (mm/ano)

PRODUTO	AMBIENTE SECO (PELA Norma N-1191)						OS OUTROS QUE NÃO O SECO (PELA Norma N-1191)					
	1º ANEL	2º ANEL	3º ANEL	4º ANEL	5º ANEL	6º ANEL	1º ANEL	2º ANEL	3º ANEL	4º ANEL	5º ANEL	6º ANEL
PETRÓLEO(TETO FLUTUANTE)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,10	0,10	0,14	0,14	0,12	0,12
PETRÓLEO(TETO FLUTUANTE)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,10	0,10	0,06	0,06	0,06	0,06
GASOLINA(TETO FLUTUANTE)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,30	0,30	0,25	0,25	0,25	0,25
QUEROSENE	0,0	0,0	0,02	0,02	0,0	0,0	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
NAFTA PESADA	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,02	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
ÓLEO DIESEL	0,06	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,10	0,06	0,04	0,04	0,04	0,04
GASÓLEO	0,10	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,10	0,10	0,10	0,10	0,08	0,08
ÓLEO COMBUSTÍVEL	0,02	0,08	0,08	0,06	-	-	0,02	0,10	0,10	0,06	0,05	0,05
ASFALTO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,02	0,02	0,10	0,10	0,10	0,10
ASFALTO DILUÍDO	0,02	0,06	0,06	0,04	0,04	0,04	0,02	0,10	0,06	0,06	0,04	0,04
ÁLCOOL ETÍLICO PURO OU HIDRATADO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Nota: Esses valores são válidos para tanques que armazenem sempre o mesmo produto.

6.3.4 Em determinados tipos de tanques e quando for o caso, deve ser considerado, junto ao custo da pintura, o custo da proteção catódica para suprir deficiências da pintura.

6.3.5 Para fundo e teto não se adota, usualmente, sobreespessura de corrosão.

6.3.6 A pintura interna do tanque, quando especificada deve seguir a norma [N-1201](#).

7 CONDIÇÕES DE PROJETO DO TANQUE

7.1 Limites de temperatura e pressão para tanque de teto fixo

7.1.1 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 Apêndice M da norma API 650. A temperatura mínima da chapa deve atender aos requisitos da norma API 650.

7.1.2 Pressão interna (manométrica)

7.1.2.1 Para tanques atmosféricos, a pressão máxima permissível no topo do tanque não deve ser maior que 0,363 kPa (37 mm de coluna de água ou 0,0037 kgf/cm²), e o vácuo máximo permissível no tanque não deve ser maior que 0,363 kPa (37 mm de coluna de água ou 0,0037 kgf/cm²).

7.1.2.2 Em tanques para pequena pressão interna (quase a atmosférica) utilizam-se valores maiores de pressão interna com um máximo dado pela norma API 650, Apêndice F. Para vácuos acima de 0,363 kPa (37 mm de coluna de água ou 0,0037 kgf/cm²), a verificação estrutural deve seguir a norma BS 2654, em que a carga de vento é considerada simultaneamente.

7.1.2.3 Para valores de pressão acima do especificado pelo Apêndice F da norma API 650 os tanques já não são mais considerados atmosféricos e devem ser calculados conforme a norma API 620.

7.2 Limites de temperatura e pressão para tanques de teto flutuante

7.2.1 Temperatura

7.2.1.1 A temperatura do produto armazenado pode ser no máximo igual a 93°C.

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

7.2.1.3 A temperatura da superfície líquida sob a chaparia central do teto 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.

7.2.1.4 A temperatura mínima da chapa deve atender requisitos da norma API 650.

7.2.2 Pressão interna

7.2.2.1 A pressão na superfície do produto armazenado coberta pelo teto é função do peso do teto.

7.2.2.2 A resistência do teto pontão quanto à pressão de vapor do produto armazenado deve ser verificada para a condição citada em 7.2.1.3.

8 PROJETO DE FUNDO

8.1 Critério de projeto

Os tanques devem ter fundo cônico, com caimento mínimo de 1:120 do centro para a periferia, sendo que os tanques com diâmetro até 6 m podem ter fundo plano. Em casos excepcionais, quando devidamente autorizado pela PETROBRAS, outros tipos de caimento podem ser adotados. O valor de caimento estabelecido no projeto deve ser mantido após o recalque do teste hidrostático (ver Nota).

Nota: O valor de caimento é necessário para a perfeita operação do tanque.

8.2 Material, arranjo e dimensões das chapas

8.2.1 Para todas as chapas do fundo o material deve ter, como qualidade mínima, o aço-carbono ASTM A 283 Gr. C. O anel de chapas anulares deve seguir a especificação de material do primeiro anel de chapas do costado.

8.2.2 O contorno do fundo pode ser fechado com um anel de chapas (annular plates), de acordo com a Fig. 1, ou com chapas recortadas (sketch plates), de acordo com a Fig. 2. O arranjo com um anel de chapas anulares é obrigatório para os tanques com diâmetro superior a 15 m, sendo as espessuras dessas chapas calculadas pela norma API 650, admitindo-se os valores mínimos da Tabela 3. Para tanques com diâmetro igual ou inferior a 15 m, esse tipo de arranjo não é obrigatório, podendo entretanto ser usado quando considerado justificável.

Tabela 3 - Espessura mínima das chapas anulares

Espessura das Chapas do 1º Anel do Costado (mm)	Espessura Mínima das Chapas Anulares (mm)
até 12,50	6,30
de 12,50 a 22,40	8,00
de 22,40 a 31,50	9,50
acima de 31,50	12,50

8.2.3 As chapas do fundo devem ter espessura mínima de 6,30 mm e largura mínima de 1800 mm (com exceção das chapas anulares). Nas chapas recortadas essa largura deve ser medida na extremidade retangular, como mostra a Fig.2. Para as chapas anulares a largura deve ser calculada segundo o API 650, admitindo-se um valor mínimo de 750 mm para qualquer diâmetro de tanque.

8.2.4 Sempre que existir sobreespessura de corrosão para o fundo, esta deve ser adicionada às espessuras mínimas acima indicadas.

8.3 Diâmetro do fundo

8.3.1 O diâmetro do fundo deve exceder o diâmetro do costado conforme mostrado na pluvial sob as chapas Fig. 1, para evitar a penetração de água sob as chapas do fundo.

8.3.2 Deve ser utilizado também um dispositivo para escoamento de águas pluviais, para evitar a penetração de água sob as chapas do fundo e a erosão da base.

8.4 Soldas no fundo

8.4.1 As juntas soldadas das chapas centrais entre si, bem como das chapas centrais as chapas recortadas devem ser por junta sobreposta, com um cordão de solda, com transpasse cinco 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 com transpasse mínimo de 60 mm, após a soldagem.

8.4.3 As chapas anulares são sempre ligadas entre si por solda de topo. Essa solda de topo pode ser feita por um só lado (com o uso de um cobre-junta), ou pelos dois lados. Em qualquer caso, os detalhes de chanfros e aberturas da raiz mínimos devem ser como mostra a Fig. 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 reforço (no Fundo) da porta de limpeza.

8.4.5 Todas as soldas do fundo, quando executadas com eletrodo revestido, devem ser no mínimo em dois passes, com a finalidade de conseguir um comportamento mais dútil, mais resistente e sem mordeduras. Na sobreposição de três chapas deve ser feito o arredondamento do canto da chapa superposta conforme as Figuras 1 e 2, detalhe t1).

8.4.6 A solda das chapas centrais com as chapas anulares, quando executada com eletrodo revestido, deve ser feita em 3 passes.

8.4.7 Deve ser sempre apresentada uma seqüência de soldagem a ser utilizada, visando obter o mínimo de empenos produzidos pela contração das juntas soldadas.

8.4.8 As soldas no fundo de tanque montado na fábrica devem seguir o API 650 Apêndice J.

8.5 Preparação das bordas das chapas

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

9 PROJETO DO COSTADO

9.1 Método de projeto

9.1.1 Exceto quando indicado em contrário na "Folha de Dados", os costados devem ser projetados de acordo com os métodos indicados na Tabela 4, a seguir na qual:

E - Espessura nominal (ver 3) das chapas do anel mais espesso do costado (mm).

Tabela 4 - Seleção do método de projeto

E (MM)	Método de Projeto pela Norma API 650
$E \leq 12,50$	Método do ponto fixo de projeto (Apêndice A).
$E > 12,50$	Método do ponto variável de projeto

9.1.2 Devem ser adotadas de preferência, e sempre que possível, como espessuras nominais de projeto, as espessuras normalizadas pela norma NBR 6664, da ABNT.

9.2 Espessuras

9.2.1 Em espessura qualquer dos métodos de projeto mencionado em 9.1, a do costado deve ser no mínimo igual aos valores da Tabela 5.

Tabela 5 - Espessuras mínima (estrutura) das chapas do costado em função do diâmetro do tanque

Diâmetro do Tanque (m)	Espessura Mínima Estrutural (mm)
$D < 15$	4,75
$15 \leq D < 36$	6,30
$36 \leq D \leq 60$	8,00
$D > 60$	9,50

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

- a) 0,1 mm;
- b) 0,01 da espessura nominal adotada.

9.2.3 As extensões do costado também estão sujeitas à Tabela 5 de espessuras mínimas.

9.2.4 As cargas radiais isoladas 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, preferivelmente em plano horizontal.

9.3 Material das chapas do costado

9.3.1 A escolha do material para o costado está subordinada à temperatura de projeto (conforme definida em 3) e à espessura nominal, e é feita de acordo com a norma API 650.

Nota 1 - É proibido utilizar aços com limite de superior a 481 MPa (49 kgf/mm²).

Nota 2 - As chapas devem estar dentro das tolerâncias dimensionais e de deformação previstas nas normas ASTM A 6 e ASTM A 20, conforme aplicável.

Nota 3 - Para espessura até 4,75 mm pode-se usar, como alternativa, o aço ASTM A 570 Gr. 33 em substituição ao ASTM A 283 Gr. C.

9.3.2 Devem ser usadas as seguintes dimensões comerciais de chapas produzidas no Brasil:

- a) espessura até 4,75 mm (chapas finas laminadas a quente):
 - 1500 mm x 6.060 mm - bordas aparadas;
 - 1800 mm x 6.000 mm - bordas aparadas;
- b) espessura 6,30 mm e acima (chapas grossas laminadas a quente): 2.440 mm x 12.000 mm - bordas universais até a espessura de 12,50 mm e bordas aparadas para espessuras maiores.

9.4 Alinhamento dos anéis das chapas do costado

Admite-se o alinhamento das chapas do costado pela face interna ou pela linha de centro, dentro do mesmo critério de cálculo de 9.1.1.

9.5 Cantoneira de topo do costado

Todos os costados de tanques devem ter uma cantoneira de reforço na parte superior conforme indicado na norma API 650. Essa cantoneira de reforço deve ser soldada de topo na chapa superior do costado e deve ter a aba voltada, para o lado interno nos tanques de teto cônico, e para o lado externo nos tanques de teto flutuante.

9.6 Tolerâncias previstas na montagem do costado

As tolerâncias de circularidade e de verticalidade dos anéis para os tanques de teto cônico e teto flutuante devem ser as previstas pela Norma [N-271](#).

9.7 Calandragem das chapas do costado

A calandragem das chapas do costado é necessária dependendo diâmetro do tanque e da espessura da chapa. A Tabela 6 dá os valores mínimos de espessuras a partir dos quais é obrigatória essa calandragem. Entretanto, para facilitar a montagem e enquadrar as tolerâncias, recomenda-se que todas as chapas do costado sejam calandradas.

Tabela 6 - Determinação das chapas obrigatoriamente calandradas

Diâmetro (m)	Espessura (mm) Mínima para Calandragem Obrigatória
$D \leq 12$	4,75
$12 < D \leq 18$	6,30
$18 < D \leq 36$	9,50
$D > 36$	12,50

9.8 Preparação das bordas das chapas do costado

As chapas devem ser esquadrejadas para permitir uma montagem satisfatória.

9.9 Solda das chapas do costado

Todas as soldas nas chapas do costado e nas seções da cantoneira de topo devem ser de topo, pelos dois lados, e com penetração total, exceto se utilizado processo especial de soldagem.

9.10 Distribuição das chapas no costado

9.10.1 As juntas verticais de dois anéis adjacentes não podem ser alinhadas e de preferência devem estar afastadas de pelo menos $1/3$ do comprimento de cada chapa, sendo que as chapas de fechamento de cada anel devem ser posicionadas de modo que o afastamento entre as soldas verticais, em nenhum caso, seja inferior ao mínimo estabelecido pela norma API 650. As juntas verticais não devem também acumular-se em uma mesma região do costado do tanque, como mostrado na Fig. 3.

9.10.2 Quando existem chapas anulares no fundo, as juntas do primeiro anel do costado e as juntas dessas chapas anulares devem também estar dentro dos requisitos de distância mínima entre as soldas verticais do costado.

10 PROJETO DO TETO

10.1 Tanques de teto cônico

10.1.1 Tipo de teto

10.1.1.1 Recomenda-se que os tanques de teto cônico sejam autoportantes até 6 metros de diâmetro, preferindo-se entretanto que haja pelo menos uma estrutura de vigas de sustentação apoiada na periferia do costado (tipo treliça ou de perfis) para dar maior rigidez ao teto.

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

10.1.1.3 Os tanques para serviços que ocasionem altas taxas de corrosão no teto podem seguir outros critérios diferentes de 10.1.1.1 e 10.1.1.2 para o seu projeto.

10.1.2 Declividade do teto cônico suportado

10.1.2.1 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.

10.1.2.2 A declividade máxima permitida é de 1:6, sendo que os tanques com declividade maior que 1:16 devem ter um guarda-corpo completo em toda a circunferência.

10.1.3 Material

10.1.3.1 O material do teto deve ser o aço-carbono de qualidade estrutural ASTM A 570 Gr. 33 ou ASTM A 283 Gr. C, com espessura mínima de 4,75 mm.

10.1.3.2 Essa espessura mínima deve ser adotada, sempre que possível, visando a obtenção da ligação frágil entre costado e teto como definido em 10.1.5.

10.1.4 Soldas no teto

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

10.1.4.2 A sobreposição deve ser feita no sentido da melhor drenagem das águas pluviais (ver 10.2.4.2).

10.1.4.3 Outros critérios para soldas no teto podem ser utilizados desde que técnica e economicamente adequados, e aprovados pela PETROBRAS.

10.1.5 Ligação entre teto e costado

10.1.5.1 Deve ser prevista uma ligação de baixa resistência mecânica entre o teto e o costado, que normalmente é a solda de ângulo, contínua, da periferia do teto à cantoneira de reforço do costado. Tal ligação deve obedecer à norma API 650 para ser considerada frágil, não havendo, nesse caso, necessidade de dispositivos de emergência para proteção contra sobrepressão.

10.1.5.2 É obrigatória a existência de dispositivos de emergência, calculados conforme os requisitos da norma API 2000, no caso de impossibilidade da ligação entre teto e cantoneira de topo do costado ser considerada de baixa resistência mecânica.

10.4.6 Seqüência de soldagem

Deve ser sempre apresentada uma seqüência de soldagem visando minimizar os empenos decorrentes das contrações das juntas soldadas.

10.1.7 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).

10.1.8 Estrutura de sustentação de teto cônico

10.1.8.1 A estrutura de sustentação de teto cônico deve ser projetada para o seu peso próprio, o das chapas do teto e a sobrecarga conforme definida em 10.1.7. Todos os perfis devem ter espessura de alma igual ou maior que 6,35 mm.

10.1.8.2 As colunas podem ser tubulares ou feitas de perfis compostos e devem ser dimensionadas como exigido pela norma API 650.

10.1.8.3 As colunas devem ser firmemente soldadas sobre sapatas de perfis em forma de H, e guiadas por cantoneiras soldadas somente às chapas de reforço do fundo. Na região de apoio das sapatas devem ser soldadas ao fundo chapas de reforço de 19,0 mm de espessura, do mesmo material do fundo, de modo que as colunas fiquem em contato com essas chapas.

10.1.8.4 Todos os perfis devem ser de aço-carbono, qualidade estrutural, ASTM A 36.

10.1.8.5 Deve ser observado no projeto que a função da estrutura é basicamente de sustentação das chapas do teto e que, portanto, devem ser evitados quaisquer esforços devidos a:

- a) seqüência inadequada de soldagem das chapas do teto;
- b) recalque da base do tanque;
- c) dilatação térmica por efeito solar ou por aquecimento do produto.

10.1.8.6 As ligações das vigas radiais com o costado devem ser sempre aparafusadas com furos oblongos. As ligações das vigas radiais com a coroa central não podem ser soldadas.

10.1.8.7 As ligações aparafusadas devem ser feitas sempre que houver necessidade de ajustagens devido ao recalque da base e também para permitir movimento de dilatação das vigas da estrutura.

10.1.8.8 A fixação por meio de parafusos sem adoção de furos oblongos, em pontos onde se tenha a soma dos efeitos de 10.1.8.5, é proibida.

10.1.8.9 Nas ligações aparafusadas devem ser levados em conta todos os deslocamentos possíveis de viga, de modo que os parafusos não fiquem submetidos a esforços de cisalhamento, nem sejam elementos de apoio das vigas.

10.1.8.10 No caso de ligações aparafusadas usadas somente para facilitar a montagem, deve ser feita a soldagem de fixação das vigas após a sua conclusão, de modo a anular qualquer ação da estrutura sobre os parafusos.