

## Fabricação de Vaso de Pressão

### 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.

**CONTEC**  
Comissão de Normalização  
Técnica

**SC - 02**  
Caldeiraria

**Sumário**

1	Escopo.....	5
2	Referências Normativas .....	5
3	Termos e Definições.....	6
4	Classificação dos Vasos para Fabricação .....	7
4.1	Classe A.....	7
4.2	Classe B.....	8
5	Condições Gerais .....	8
5.1	Responsabilidade do Fabricante.....	8
5.2	Documentos de Fabricação .....	8
5.3	Apresentação de Documentos Técnicos .....	9
5.4	Livro de Documentação Técnica de Fabricação.....	9
5.5	Arquivos .....	10
6	Ensaio Não Destrutivo .....	10
6.1	Líquido Penetrante.....	10
6.2	Partículas Magnéticas.....	10
6.3	Ultrassom .....	11
6.4	Radiografia .....	11
6.5	Visual.....	11
6.6	Dimensional.....	11
6.7	PMI .....	11
6.8	Estanqueidade .....	11
6.9	Dureza.....	11
7	Identificação, Controle e Inspeção de Materiais .....	12
8	Fabricação.....	14
8.1	Plano de Fabricação .....	14
8.2	Dispositivos Auxiliares de Montagem .....	15
8.3	Chanfros.....	15
8.4	Reparo de Defeitos em Materiais.....	15
8.5	Ajustagem .....	16

8.6 Soldagem .....	16
8.7 Furo Guia de Tampos .....	17
8.8 Bocais.....	17
8.9 Suportes e Dispositivos de Isolamento Térmico e Refratários .....	18
8.10 Internos de Vasos e Torres.....	18
8.11 Peças Empenadas .....	19
8.12 Equipamentos com Revestimento Interno Metálico e em Aço Inoxidável.....	19
9 Tratamento Térmico .....	19
10 Inspeção de Fabricação .....	22
11 Teste Hidrostático.....	25
11.1 Geral.....	25
11.2 Ocasão do Teste .....	26
11.3 Água .....	26
11.4 Proibição de Soldagem .....	26
11.5 Manômetros .....	27
11.6 Testes de Pressão Pneumático e Hidro-Pneumático .....	27
11.7 Segurança e Acesso .....	27
11.8 Esquema de Teste Hidrostático.....	28
11.9 Procedimento Após o Teste.....	28
11.10 Requisitos Complementares para Teste de Trocador de Calor .....	29
12 Acondicionamento, Embalagem e Embarque.....	29
12.1 Preparação para Embarque.....	29
12.2 Embarque.....	30
Anexo A - Figuras.....	31

### **Figuras**

Figura 1 - Esquema de Pressurização do Teste Hidrostático.....	28
Figura A.1 - Tolerâncias de Montagem .....	31
Figura A.2 - Anel de Teste.....	34
Figura A.3 - Teste de Trocador de Calor, com Tampa Flutuante, com a Pressão de Projeto do Casco maior que a dos Tubos .....	35

Figura A-4 - Teste de Trocador de Calor com Tubos em U, com Pressão de Projeto do Casco maior que a dos Tubos ..... 36

Figura A.5 - Teste de Trocador de Calor do Tipo Refervedor..... 37

Figura A.6 - Teste de Trocador de Calor com Espelhos Fixos ..... 38

## 1 Escopo

1.1 Esta Norma fixa as condições exigíveis para a fabricação de vaso de pressão de qualquer tipo, utilizado em instalações de indústria de petróleo e petroquímica.

1.2 Considera-se como vaso de pressão o equipamento definido na PETROBRAS [N-253](#), tal como: vaso, torre, trocador de calor e esfera.

1.3 Esta Norma tem como base o ASME BPVC [Section VIII](#) e apresenta os requisitos complementares a serem obedecidos na fabricação de vasos de pressão para a PETROBRAS.

1.4 Quando o projeto for feito de acordo com uma norma ou código diferente do ASME BPVC [Section VIII](#), a fabricação deve ser integralmente executado em conformidade com a norma ou código adotado, devendo se utilizar esta Norma para complementar a norma ou código adotado.

1.5 Para equipamentos com serviços especiais prevalecem os requisitos técnicos das respectivas Normas e Especificações Técnicas, como por exemplo, serviço com H<sub>2</sub>, serviço com H<sub>2</sub>S, equipamentos com requisitos de tenacidade controlada etc.

1.6 Esta Norma se aplica a fabricação de vaso de pressão iniciada 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.

Norma Regulamentadora nº 13 ([NR-13](#)) -Caldeiras e Vasos de Pressão;

PETROBRAS [N-133](#) - Soldagem;

PETROBRAS [N-253](#) - Projeto de Vaso de Pressão;

PETROBRAS [N-266](#) - Apresentação de Projeto de Vaso de Pressão;

PETROBRAS [N-466](#) - Projeto de Trocador de Calor Casco e Tubo;

PETROBRAS [N-1592](#) - Ensaio Não Destrutivo - Identificação de Materiais;

PETROBRAS [N-1593](#) - Ensaio Não Destrutivo Estanqueidade;

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

PETROBRAS [N-1595](#) - Ensaio Não Destrutivo - Radiografia;

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

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

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

PETROBRAS [N-1707](#) - Projeto de Vaso de Pressão com Revestimento Metálico;

PETROBRAS [N-1738](#) - Descontinuidades em Juntas Soldadas, Fundidos, Forjados e Laminados;

PETROBRAS [N-2301](#) - Elaboração da Documentação Técnica de Soldagem;

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

ABNT [NBR 14842](#) - Critérios para a Qualificação e Certificação de Inspetores de Soldagem;

ABNT [NBR 15523](#) - Qualificação e Certificação de Inspetor de Controle Dimensional;

ISO [8501-1](#) - Preparation of Steel Substrates Before Application of Paints and Related Products - Visual Assessment of Surface Cleanliness - Part 1: Rust Grades and Preparation Grades of Uncoated Steel Substrates and of Steel Substrates After Overall Removal of Previous Coatings;

ASME Boiler and Pressure Vessel Code - Section VIII, [Division 1](#) - Rules for Construction of Pressure Vessels;

ASME Boiler and Pressure Vessel Code - Section VIII, [Division 2](#) - Rules for Construction of Pressure Vessels - Alternative Rules;

ASME [PCC-1](#) - Guidelines for Pressure Boundary Bolted Flange Joint Assembly;

ASTM [A 380](#) - Standard Practice for Cleaning, Descaling and Passivation of Stainless Steel Parts, Equipment and Systems;

ASTM [E 384](#) - Standard Test Method for Knoop Vickers Hardness of Materials;

[TEMA](#) - Standards of the Tubular Exchanger Manufacturers Association;

WRC Bulletin 452 - Recommended Practices for Local Heating of Welds in Pressure Vessels.

### **3 Termos e Definições**

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

#### **3.1**

##### **fabricação**

todas as atividades desenvolvidas em fábrica referentes a construção do vaso de pressão

#### **3.2**

##### **fabricante**

empresa, firma ou organização encarregada da fabricação completa ou da fabricação parcial do vaso, nos casos em que houver complementação da construção no canteiro de obra

#### **3.3**

##### **Mapa dos defeitos reparados**

registro onde são assinalados todos os reparos com solda em chapas. Este registro deve permitir a localização exata dos pontos reparados no equipamento

#### **3.4**

##### **certificado de qualidade**

documento emitido pelo fabricante do material que demonstre a sua conformidade com a especificação normatizada do material e que permita sua rastreabilidade

**3.5**

**Especificação de Procedimento de Soldagem - EPS (“Welding Procedure Specification - WPS”)**  
documento escrito emitido pela executante dos serviços, com base nas especificações do projetista, dos consumíveis, dos metais de base, provendo as variáveis de soldagem necessárias para produção de juntas soldadas com as mesmas propriedades e características da junta ensaiada na qualificação. Ver PETROBRAS [N-2301](#)

**3.6****“screening test”**

teste de recebimento por amostragem realizado nos consumíveis de soldagem

**3.7****Instrução de Execução e Inspeção de Soldagem (IEIS)**

documento escrito com base em EPS qualificada detalhando os parâmetros de soldagem adequados para cada junta ou serviço, bem como os ensaios não destrutivos aplicáveis e respectivas extensões. Ver PETROBRAS [N-2301](#)

**3.8****Registro de Qualificação do Procedimento de Soldagem - RQPS (“welding procedure qualification record”)**

documento, emitido pela executante dos serviços, onde são registrados os valores reais dos parâmetros de operação de soldagem da peça de teste e os resultados de ensaios de qualificação, devendo ainda conter os certificados requeridos na PETROBRAS [N-2301](#) e demais certificados de ensaios complementares exigidos nas especificações técnicas

**3.9****Plano de Inspeção e Testes (PIT)**

documento elaborado pelo fornecedor contido no seu Plano da Qualidade, seguindo os padrões estabelecidos pelas normas ISO de gestão da qualidade. O PIT tem por objetivo garantir a compatibilidade do equipamento a ser fornecido com o projeto, procedimentos e documentação contratual

**3.10****Identificação Positiva de Material (“Positive Material Identification” - PMI)**

exame realizado para a confirmação do material utilizado através da análise de sua composição química

**3.11****equipamento “classe A”**

nomenclatura adotada nesta Norma para designar vasos de pressão não enquadrados na classe B

**3.12****equipamento “classe B”**

nomenclatura adotada nesta Norma para designar os vasos de pressão sem requisitos especiais

**4 Classificação dos Vasos para Fabricação**

O equipamento deve ser classificado conforme descrito em 4.1 e 4.2.

**4.1 Classe A**

Equipamentos sujeitos a todos os requisitos aplicáveis desta Norma.

## 4.2 Classe B

Equipamentos com serviço menos complexos e que possuem **todas** as seguintes características:

- a) fluido: hidrocarboneto de ponto de fulgor superior a 60 °C na temperatura ambiente e pressão de projeto entre a atmosférica e 196 kPa (2 kgf/cm<sup>2</sup> manométrica), água não contaminada por substâncias tóxicas, ar comprimido ou fluido não inflamável;
- b) não seja classificado como equipamento com Serviço Especial, como por exemplo, serviço com H<sub>2</sub>, serviço com H<sub>2</sub>S, serviço tóxico etc.;
- c) não possua requisitos de tenacidade controlada;
- d) seja em aço-carbono e sem revestimento interno metálico, exemplo clad;
- e) seja projetado pelo ASME BPVC Section VIII [Division 1](#) e sua fabricação não exija tratamento térmico de alívio de tensões ou radiografia total;
- f) em caso de trocador de calor, ser classe C ou B do [TEMA](#).

NOTA Silos, chaminés de tocha e ciclones para unidades de FCC são enquadrados na classe B desta Norma.

## 5 Condições Gerais

### 5.1 Responsabilidade do Fabricante

5.1.1 A fabricação deve obedecer aos requisitos constantes da Requisição de Material ou contrato e deve ser feita de acordo com os desenhos de fabricação aprovados. Caso o fabricante constate omissões ou erros em quaisquer documentos fornecidos pela PETROBRAS, deve comunicar à PETROBRAS para a devida solução, de forma que o fabricante continue com a integral responsabilidade pela fabricação do equipamento.

5.1.2 A documentação de fabricação do vaso deve atender a [NR-13](#).

### 5.2 Documentos de Fabricação

A fabricação do vaso de pressão deve obedecer aos documentos de fabricação preparados pelo fabricante e submetidos à aprovação da PETROBRAS.

5.2.1 Os documentos de fabricação envolvem, no mínimo, os itens relacionados abaixo (quando aplicáveis):

- a) PIT (ver 5.2.2);
- b) especificação técnica de compra de materiais e consumíveis de solda;
- c) procedimento de identificação e transferência de marcação de materiais;
- d) EPS, RQPS, IEIS, planos de soldagem conforme PETROBRAS [N-2301](#);
- e) Procedimento de testes de recebimento de consumíveis de solda ("screening test") quando requerido em outra documentação técnica ou contrato;
- f) plano de execução dos testes de produção, conforme PETROBRAS [N-2301](#);
- g) procedimentos de ensaios não-destrutivos;
- h) procedimento de PMI;
- i) procedimento de torqueamento;
- j) procedimento de mandrilagem;
- k) procedimento de teste de vedação (estanqueidade);
- l) procedimento de teste pneumático;
- m) procedimento de exame do teor de ferrita;
- n) procedimento de exame de dureza;
- o) procedimento de refratamento;
- p) procedimento de aplicação de revestimento interno;

- q) procedimento para execução de outros testes requeridos, incluindo os equipamentos a serem utilizados;
- r) procedimento de reparos, incluindo a forma de remoção do defeito, o reparo propriamente dito e os tipos de exames a serem feitos após o reparo;
- s) protocolo para exame dimensional, indicando as tolerâncias;
- t) procedimento de tratamento térmico;
- u) procedimento de teste hidrostático;
- v) procedimento de drenagem, limpeza e secagem do vaso após o teste hidrostático;
- w) procedimento de aplicação revestimento externo (pintura etc.);
- x) procedimento para decapagem, passivação e inertização;
- y) procedimento para transporte e armazenamento.

NOTA Para a classe B não são obrigatórios os itens descritos em b), e), f), h), m), n), t) e x).

#### 5.2.2 O PIT deve conter no mínimo:

- a) identificação dos estágios ao longo de todo o ciclo de fabricação do equipamento, onde são realizadas verificações ou inspeções por parte do fabricante e do cliente, incluindo aquelas realizadas nos sub-fornecedores, devendo indicar os tipos de exames, ensaios ou verificações a serem efetuadas;
- b) cuidados com as soldas provisórias, incluindo o método a ser utilizado para a sua remoção e posterior inspeção;
- c) indicação da qualificação/certificação do pessoal que executa as atividades de inspeção, verificação e processos especiais de produção;
- d) indicação de procedimentos e padrões de aceitabilidade para todas as características e requisitos de qualidade, incluindo as de caráter subjetivo e as dos sub-fornecimentos;
- e) identificação e preparação de registros da qualidade, citando os seus vários tipos de registros;
- f) indicação dos dispositivos/equipamentos, incluindo as exatidões requeridas, para a obtenção da qualidade, na verificação de dimensões críticas, testes de funcionamento e desempenho;
- g) classificação do equipamento conforme Seção 4 desta Norma.

### 5.3 Apresentação de Documentos Técnicos

Devem ser apresentados ao inspetor de fabricação, para verificação, antes do início da atividade correspondente, os procedimentos e/ou planos definidos no 5.2, bem como os seguintes documentos:

- a) desenhos do projeto mecânico e de fabricação liberados para execução;
- b) certificados de qualidade dos materiais;
- c) certificados de qualidade de consumíveis;
- d) RQPS, conforme PETROBRAS [N-2301](#);
- e) registro de qualificação de soldadores e/ou operadores de soldagem, inclusive ponteadores, conforme PETROBRAS [N-2301](#);
- f) relatório indicando procedimentos, inspetores e/ou operadores de ensaio não destrutivos e inspetores de solda qualificados;
- g) relatório de registro de soldagem, conforme PETROBRAS [N-2301](#).

### 5.4 Livro de Documentação Técnica de Fabricação

Além dos documentos citados no 5.2, o fornecedor deve entregar um livro de documentação técnica de fabricação, no número de exemplares exigido contendo, no mínimo, os seguintes documentos (quando aplicáveis):

- a) Pedido de Compras e Serviços (PCS);
- b) desenhos e documentos dos projetos mecânico e de fabricação certificados;
- c) especificações técnicas;
- d) folhas de dados;

- e) certificados de qualidade dos materiais de partes pressurizadas, internos e partes de suportação do equipamento;
- f) certificados de qualidade dos consumíveis de solda, incluindo controle de secagem;;
- g) mapa de rastreabilidade dos materiais e consumíveis de solda;
- h) relatório com registro dos resultados dos ensaios não-destrutivos;
- i) desenho de localização das radiografias;
- j) mapa de defeitos reparados;
- k) relatório do exame de PMI;
- l) Registro de Execução dos Testes de Produção (RETP), conforme PETROBRAS [N-2301](#);
- m) protocolo de exame dimensional, informando as dimensões encontradas;
- n) Relatório de Registro de Tratamento Térmico (RRTT), incluindo gráficos de temperatura e outros registros relativos a tratamentos térmicos, conforme PETROBRAS [N-2301](#);
- o) relatório do teste de vedação (estanqueidade);
- p) relatório do teste pneumático, incluindo gráficos e/ou registros;
- q) relatório do exame de dureza, conforme PETROBRAS [N-2301](#);
- r) certificado de teste hidrostático, incluindo gráficos e/ou registros;
- s) relatório de exame do teor de ferrita;
- t) relatório de inspeção de revestimento interno;
- u) relatório de inspeção de revestimento externo (pintura etc.);
- v) relatório de inspeção do revestimento refratário;
- w) relatórios de não-conformidades, quando existentes;
- x) Comunicado de Liberação de Material (CLM);
- y) procedimento para hibernação;
- z) procedimento de montagem no campo;
- aa) arquivos eletrônicos dos ensaios não destrutivos registráveis ("soft copies"). Exemplos: TOFD e "Phased Array".

NOTA Os documentos de montagem necessários para elaboração do prontuário do vaso de pressão, conforme [NR-13](#) devem constar no livro de documentação técnica.

## 5.5 Arquivos

Além dos documentos listados em a) e b) abaixo, o fabricante deve manter cópia do livro de documentação técnica em arquivo devidamente organizado por um período de 5 anos após o embarque do equipamento, devendo estar disponíveis para exame pela PETROBRAS ou seu representante autorizado.

- a) registros de qualificação de soldadores e operadores, inclusive ponteadores;
- b) filmes radiográficos: quando este ensaio for requerido e registros de ensaios não destrutivos.

## 6 Ensaios Não Destrutivos

Os ensaios não destrutivos, quando forem exigidos no projeto do equipamento, devem ser executados de acordo com as prescrições desta Seção.

### 6.1 Líquido Penetrante

Execução de acordo com a PETROBRAS [N-1596](#), avaliação dos resultados de acordo com o código ASME BPVC Section VIII, [Division 1](#) ou [Division 2](#).

### 6.2 Partículas Magnéticas

Execução de acordo com a PETROBRAS [N-1598](#), avaliação dos resultados de acordo com o código ASME BPVC Section VIII, [Division 1](#) ou [Division 2](#).

### 6.3 Ultrassom

Execução de acordo com a PETROBRAS [N-1594](#), avaliação dos resultados de acordo com o código ASME BPVC Section VIII, [Division 1](#) ou [Division 2](#).

NOTA Adotar prescrição mais rigorosa que a citada neste item se existir na norma do serviço específico do vaso.

### 6.4 Radiografia

Execução de acordo com a PETROBRAS [N-1595](#), avaliação dos resultados de acordo com o código ASME BPVC Section VIII, [Division 1](#) ou [Division 2](#).

### 6.5 Visual

Execução de acordo com a PETROBRAS [N-1597](#), avaliação dos resultados de acordo com o código ASME BPVC Section VIII, [Division 1](#) ou [Division 2](#).

### 6.6 Dimensional

Avaliação de acordo com o código ASME BPVC [Section VIII](#) aplicável e com as tolerâncias da Figura A.1 e [TEMA](#).

### 6.7 PMI

Execução de acordo com a PETROBRAS [N-1592](#).

### 6.8 Estanqueidade

6.8.1 Para chapas de reforço deve ser executado ensaio de formação de bolhas com pressão positiva conforme PETROBRAS [N-1593](#). Não é admitido vazamento.

6.8.2 Quando for especificada solda de selagem para a ligação tubo-espelho deve ser executado teste de estanqueidade conforme PETROBRAS [N-466](#).

6.8.3 Quando for especificada solda de resistência para a ligação tubo-espelho, deve ser executado teste de estanqueidade com gás hélio antes do teste hidrostático. A pressão de teste deve ser 0,5kgf/cm<sup>2</sup> devendo ser mantida por no mínimo 3 horas. Vazamento acima de 1x10<sup>-4</sup> cm<sup>3</sup>/s não é aceitável.

### 6.9 Dureza

6.9.1 Na qualificação do procedimento de soldagem e nos testes de produção, a medição de dureza deve ser realizada com aparelho de bancada, conforme a norma ASTM [E 384](#).

6.9.2 Na medição de dureza no equipamento deve ser empregado aparelho portátil, conforme os requisitos descritos em 6.9.2.1 a 6.2.9.5.

6.9.2.1 A adequação do aparelho portátil deve ser demonstrada pelo estabelecimento de comparações entre as medidas de dureza obtidas pelo aparelho portátil e as obtidas em aparelho de bancada. Os resultados da comparação devem ser previamente submetidos à PETROBRAS para aprovação.

6.9.2.2 A demonstração deve ser realizada em uma junta soldada com mesma especificação de material aplicável (ASTM, ASME e PETROBRAS) ao equipamento a ser ensaiado, utilizando o perfil de medições de dureza para chanfro similar ao equipamento, conforme definido na PETROBRAS [N-133](#). As medições efetuadas com o equipamento de bancada, método "Vickers", conforme ASTM [E 384](#), dureza HV 5 ou HV 10, devem ser similares àquelas obtidas em posições adjacentes com o aparelho portátil, sendo considerada aceitável uma variação máxima de +10 %. Para equipamentos que podem estar submetidas à condição de corrosão sob tensão, a variação máxima deve ser de + 5 %. Variações negativas não são aceitáveis.

6.9.2.3 Não é admitida a comparação entre medições efetuadas em blocos-padrão, para se decidir pela adequação de aparelho portátil para a medição de dureza.

6.9.2.4 Para a medição de dureza na zona afetada pelo calor (ZAC) deve-se empregar aparelhos portáteis do tipo ultrasônico. Para essa medida é necessário realizar o ataque químico da junta para que seja revelada a região da ZAC.

6.9.2.5 Não podem ser utilizados aparelhos portáteis baseados no método "Leeb" (rebote) e aparelhos portáteis tipo "Poldi" ou "Telebrineller".

## **7 Identificação, Controle e Inspeção de Materiais**

7.1 O fornecimento de materiais deve ser conforme discriminado na Requisição de Material e na documentação de projeto aprovada pela PETROBRAS.

### **7.2 Certificados de Qualidade**

7.2.1 Para as partes pressurizadas (incluindo partes soldadas às mesmas e as ligações flangeadas), e as partes de sustentação fabricadas de chapas e de tubos (exemplo: saia e colunas) deve ser verificado se os certificados de qualidade estão de acordo com as respectivas especificações.

7.2.2 Os certificados de qualidade devem conter: a especificação à qual o material atende, o número da corrida, o tratamento sofrido pelo material, os resultados de análises químicas e ensaios mecânicos, bem como resultados de requisitos suplementares.

7.2.3 Quando forem exigidos certificados de qualidade dos sub-fornecedores e estes não possuírem os certificados de qualidade originais disponíveis, o fabricante deve realizar testes e análises e emitir certificado relacionando os resultados dos testes e análises.

7.2.4 Para acessórios de tubulação, estojos/parafusos e flanges fabricados de acordo com uma norma aprovada, são necessários certificados de qualidade, mesmo que estejam identificados com a marcação exigida pelo código ASME BPVC [Section VIII](#).

7.3 Os materiais empregados devem estar perfeitamente identificados e rastreados aos seus respectivos certificados de qualidade.

7.3.1 O armazenamento físico dos materiais deve permitir a rastreabilidade dos materiais com os documentos de recebimento.

7.3.2 A liberação dos materiais para as frentes de trabalho deve ser de acordo com procedimento que permita o rastreamento do material nas frentes de trabalho.

7.3.3 Componentes pressurizados devem ser submetidos ao exame de PMI no seu recebimento, exceto para o caso de material em aço-carbono. Inspeção em 100 % do lote. Peças não-conformes devem ser identificadas e descartadas.

7.3.4 Elementos de fixação (estojos/parafusos e porcas) devem ser submetidos ao exame de PMI, por amostragem em 20 % do lote no seu recebimento, exceto para o caso de material em aço-carbono. Critério de aceitação da amostragem: 100 %. Em caso de não conformidade a amostragem deve estendida para 100 %. Peças não-conformes devem ser identificadas e descartadas.

7.3.5 Elementos de fixação (estojos/parafusos e porcas) que foram tratados termicamente devem ser submetidos ao exame de dureza, por amostragem em 20 % do lote no seu recebimento. Critério de aceitação da amostragem: 100 %. Em caso de não conformidade a amostragem deve estendida para 100 %. Peças não-conformes devem ser identificadas e descartadas.

7.3.6 Internos de equipamentos devem ser submetidos ao exame de PMI no seu recebimento, inspeção por amostragem em 20 % do lote no seu recebimento, exceto para o caso de material em aço carbono. Em caso de não conformidade a amostragem deve estendida para 100 %. Peças não-conformes devem ser identificadas e descartadas.

7.4 Deve ser realizado ensaio visual de todos os materiais, seções e equipamentos empregados, os quais devem estar isentos de:

- a) defeitos que reduzam a espessura da peça, para abaixo do valor citado no 7.7;
- b) corrosão acima do grau C da ISO 8501-1 para os seguintes materiais:
  - aços-carbono;
  - aços liga molibdênio;
  - aços liga cromo-molibdênio;
- c) qualquer grau de corrosão para os aços inoxidáveis e metais não ferrosos.

7.5 Deve ser feito um mapa dos defeitos reparados em chapas. Exceto para os equipamentos "classe B".

7.6 Devem ser examinadas visualmente as faces dos flanges, para verificar o estado e tipo das ranhuras, sendo inaceitável corrosão, riscos ou amassamento.

7.7 Deve ser verificada a espessura de todas as seções fabricadas. Chama-se atenção para as regiões de maior grau de deformação, tal como a região toroidal dos tampos torisféricos (região de transição entre o raio menor e o raio maior). A espessura medida deve ser maior ou igual à espessura definida no desenho de fabricação.

7.8 Deve ser verificada a dureza da face de vedação do flange e a dureza das juntas de vedação metálicas maciças (exemplo: juntas do tipo anel - RTJ). As faces dos flanges devem ter dureza, no mínimo, 30 "Brinell" superior à do material da junta.

## 7.9 Chapas Cladeadas

Em adição a PETROBRAS [N-1707](#), os requisitos descritos em 7.9.1 a 7.9.3 devem ser seguidos:

7.9.1 Deve ser feito ensaio visual na superfície das chapas cladeadas dos revestimentos resistentes à corrosão quanto à existência de pites e outros tipos de corrosão, diminuição de espessura, trincas, poros e contaminações, devendo as superfícies das chapas cladeadas e dos revestimentos estar isentas destes defeitos.

7.9.2 Deve ser medida a espessura do “clad” de aços inoxidáveis de modo geral na borda da chapa, em quatro pontos, utilizando um ataque de solução de sulfato de cobre conforme PETROBRAS [N-1592](#). A espessura do revestimento resistente à corrosão deve ser medida por amostragem. As espessuras medidas do “clad” e do revestimento devem obedecer à prescrição do 7.7.

7.9.3 Deve-se efetuar ultrassom nas chapas cladeadas para verificação da aderência do “clad” antes da conformação. Após a conformação deve-se novamente efetuar ultrassom apenas nos locais de maior grau de deformação, tais como a região toroidal de tampos e a região central de anéis calandrados (metade do comprimento do anel).

7.10 Os consumíveis para soldagem devem estar de acordo com a PETROBRAS [N-133](#) e especificações técnicas aplicáveis.

7.11 Identificação por meio de puncionamento só deve ser utilizada quando permitida pelo serviço do equipamento e para espessura nominal maior que 6,4 mm em aço-carbono e aço de baixa liga, desde que esta marcação não esteja exposta a condições de operação do equipamento que possam provocar corrosão sob tensão.

NOTA O puncionamento deve ser do tipo “low stress”.

7.12 Os materiais de aço inoxidável, ligas de níquel ou titânio e suas ligas devem ser armazenados, manuseados e processados totalmente segregados dos demais materiais, de forma a evitar o risco de contaminação.

7.13 Os materiais rejeitados nas inspeções feitas devem ser identificados e segregados dos demais materiais para evitar risco de uso indevido.

## 8 Fabricação

### 8.1 Plano de Fabricação

8.1.1 Caso o equipamento não seja entregue inteiro, as seções que são fabricadas na oficina devem constar de partes tão grandes quanto possível, para o transporte, e devem ser planejadas de forma a minimizar a fabricação e soldagem de campo.

8.1.2 A abertura para bocais em cascos e tampos e a soldagem de componentes e acessórios, tais como: orelhas de suporte, anéis, luvas, reforços de bocais, anéis de reforço, suportes de isolamento e de internos, tanto na parte externa como na interna, e que estejam a uma distância inferior a 150 mm de soldas de campo, devem ser executadas de acordo com os seguintes critérios:

- a) se o equipamento for entregue inteiro, todos os acessórios indicados são soldados na fábrica;

- b) se o equipamento for entregue em partes ou seções, e se não for previsto tratamento térmico, a soldagem dos acessórios indicados é realizada no campo;
- c) se o equipamento for entregue em partes ou seções e se for previsto tratamento térmico, a soldagem dos acessórios indicados é realizada na fábrica, devendo ser feita pré-montagem na fábrica, sempre que possível.

NOTA Todas as partes a serem soldadas no campo devem ser fornecidas preparadas, cortadas nas dimensões corretas e com os chanfros devidamente acabados.

## 8.2 Dispositivos Auxiliares de Montagem

8.2.1 Os dispositivos auxiliares de montagem devem atender à PETROBRAS [N-133](#).

8.2.2 O espaçamento entre os dispositivos rígidos deve ser igual ou superior a 500 mm. Caso seja necessário utilizar espaçamento inferior, deve-se apresentar justificativa técnica para análise/aprovação da PETROBRAS.

## 8.3 Chanfros

8.3.1 Os chanfros devem ser examinados dimensional e visualmente, quanto à limpeza e ausência dos seguintes defeitos:

- a) desfolhamentos;
- b) poros;
- c) irregularidades de corte;
- d) amassamentos;
- e) trincas;
- f) descontinuidades transversais à superfície;
- g) descontinuidades paralelas à superfície, com comprimento superior a 25 mm.

NOTA As e), f) e g) devem ser verificadas por ensaios não-destrutivos, quando houver suspeita da existência desses defeitos.

8.3.2 O ensaio visual deve ser suplementado com o ensaio por meio de líquido penetrante ou de partículas magnéticas, nos seguintes casos:

- a) chanfros em espessuras superiores a 38 mm;
- b) chanfros de aberturas para conexões com diâmetro nominal maior ou igual a 3 polegadas;
- c) chanfros recuperados por solda;
- d) todos os chanfros exceto para equipamentos em aço carbono sem requisito de teste de impacto;

NOTA Devem ser considerados inadmissíveis os mesmos defeitos citados no 8.3.1.

## 8.4 Reparo de Defeitos em Materiais

Os reparos por meio de soldagem em metal base ou junta soldada devem ser executados de acordo com 8.6. Os mesmos requisitos de ensaios não-destrutivos requeridos para as juntas soldadas devem ser aplicados aos seus reparos.

## 8.5 Ajustagem

8.5.1 As seções ou chapas do equipamento devem ser ajustadas dentro das seguintes tolerâncias:

- a) abertura das juntas:  $\pm 1,5$  mm em relação à dimensão de projeto;
- b) desalinhamento: código ASME BPVC Section VIII [Division 1](#) ou [Division 2](#);
- c) ovalização ao longo das seções, nas bordas superior e inferior e na região de apoio da saia:
  - para esferas: código ASME BPVC [Section VIII](#), porém, igual ou inferior a 50 mm;
  - para outros equipamentos: ver Figura A.1, referência 19;
- d) perímetro nas bordas superior e inferior de cada seção, ver Figura A.1, referência 20;
- e) nivelamento das bordas superior e inferior, medido pela diferença entre os pontos máximo e mínimo de cada borda:
  - 3 mm se o arco de círculo entre os pontos máximo e mínimo for menor ou igual a 3 000 mm;
  - 4 mm se o mesmo arco for maior que 3 000 mm;
- f) curvatura: ver código ASME BPVC [Section VIII](#), sendo aplicável somente para:
  - equipamentos submetidos a pressão externa;
  - tampos;
  - chapas calandradas;
- g) altura total ou das seções ou chapas: ver Figura A.1, referência 9;
- h) verticalidade (prumo):
  - para colunas de esferas: de acordo com as tolerâncias especificadas no projeto;
  - para os outros equipamentos: ver Figura A.1, referência 1;
- i) deformação angular (embicamento - ver a definição na PETROBRAS [N-1738](#)): ver Figura A.1, referência 31;
- j) defasagem entre juntas longitudinais:  $\pm 10$  mm em relação à dimensão de projeto;
- k) distância entre linhas de tangência : ver Figura A.1, referências 2;
- l) distância entre o plano de referência e a linha de tangência inferior: ver Figura A.1, referências 22;
- m) folga máxima entre o casco e a saia: ver Figura A.1, referência 21.

8.5.2 Deve ser feita uma pré-montagem, na fábrica, dos acessórios internos e externos do vaso de pressão (bandejas, ciclones, plataformas e outros). O escopo e detalhamento da pré-montagem devem ser acordados entre o fabricante e a PETROBRAS, levando em consideração as particularidades de cada equipamento.

## 8.6 Soldagem

8.6.1 Deve ser executada de acordo com esta Norma e os requisitos das PETROBRAS [N-133](#) e [N-253](#).

8.6.2 Os meios de pré-aquecimento, aquecimento interpases e pós-aquecimento permitidos são queimadores a gás, resistência elétrica ou por indução, sendo que **queimadores de chama única não são permitidos**. Deve ser dada preferência à utilização de resistência elétrica ou indução. Deve ser feito um rígido controle na operação de pré-aquecimento, na temperatura de interpases e no pós-aquecimento.

8.6.3 Em vasos para baixa temperatura ou com tenacidade controlada, deve ser executado teste de produção de acordo com o código ASME BPVC [Section VIII](#) e especificação técnica PETROBRAS aplicável.

8.6.4 As soldas provisórias, tais como: soldas de dispositivos auxiliares de montagem, soldas de fixação de termopares e dos suportes de isolamento térmico (colocado para tratamento térmico), devem ser removidas após cumprir sua função. Estas soldas devem ser removidas sem impactos mecânicos. A região destas soldas deve ser adequadamente esmerilhada para eliminar pontos de concentração de tensão e examinadas por líquido penetrante ou partículas magnéticas.

8.6.5 Os reforços internos das soldas categoria C definidas pelo ASME BPVC [Section VIII](#) devem ser esmerilhadas para assegurar as tolerâncias de projeto do reforço de solda estabelecidas no ASME BPVC [Section VIII](#).

8.6.6 Quando for necessária a utilização de dispositivos de montagem para manter a circularidade (dispositivos do tipo “aranhas”) deve ser respeitada a distância mínima de 250 mm da junta circunferencial a ser soldada.

8.6.7 O reforço das soldas do equipamento deve estar dentro dos limites requeridos pelo código de construção do equipamento.

8.6.8 As tolerâncias listadas no 8.5.1 devem ser verificadas após a soldagem das seções e ao final da fabricação, com o equipamento completo.

8.6.9 Se algum reparo em solda for necessário, deve ser executado de acordo com a PETROBRAS [N-133](#).

## 8.7 Furo Guia de Tampos

8.7.1 O furo guia no centro de tampos conformados (“spin-hole”) deve ser fechado com disco chapa de mesma especificação do material do tampo, soldado e examinado conforme exigido pelo ASME BPVC [Section VIII](#).

8.7.2 As soldas usadas no fechamento de furos-guia, no centro de tampos conformados, devem ser totalmente radiografadas.

## 8.8 Bocais

8.8.1 Os bocais devem ser locados, ajustados e soldados dentro das tolerâncias apresentadas na Figura A.1, conforme os números de referência correspondentes:

- a) elevação: referências 15 ou 16;
- b) desvio do eixo do bocal medido no arco: referência 32;
- c) desvio angular do eixo do bocal: referência 29;
- d) projeção: referências 11 ou 13;
- e) perpendicularidade da face do flange em relação ao eixo do bocal ou boca de visita: referências 12 e 14;
- f) orientação da furação dos flanges de ligações com tubulações: referências 27 e 28;
- g) folga entre diâmetros para flanges sobrepostos: referência 10;
- h) distância da face do flange do bocal à linha de tangência: referência 23;
- i) distância entre centros de bocais para instrumentos de nível: referência 30;
- j) desvio entre centros do bocal e do tampo: referência 26.

8.8.2 As soldas de bocais ao casco devem ser examinadas por meio de líquido penetrante ou partícula magnética após a conclusão da soldagem do pescoço ao casco.

8.8.3 As soldas da chapa de reforço devem ser examinadas por meio de líquido penetrante ou partícula magnética.

8.8.4 Os bocais com diâmetro nominal igual ou maior que 4" e os bocais auto-reforçados com diâmetro da abertura no casco igual ou maior que 100 mm devem ser examinados por ultrassom, nas seguintes juntas soldadas:

- a) junta soldada de penetração total entre o pescoço do bocal e o casco do vaso;
- b) junta soldada entre o pescoço do bocal e a chapa de reforço (caso exista).

NOTA 1 Adotar prescrição mais rigorosa que a citada neste item se existir na norma do serviço específico do vaso.

NOTA 2 Não se aplica para os equipamentos "Classe B".

8.8.5 Deve ser executado teste de estanqueidade nas chapas de reforço dos bocais, de modo a garantir que estejam perfeitamente estanques.

8.8.5.1 No caso de equipamento tratado termicamente, o teste de estanqueidade deve ser executado antes do tratamento térmico.

8.8.5.2 Os furos utilizados para teste de estanqueidade devem ser preenchidos com graxa após o teste hidrostático.

8.8.6 As faces dos flanges dos bocais e os estojos e porcas devem ser protegidos para evitar danos mecânicos e corrosão nas ranhuras e roscas.

## **8.9 Suportes e Dispositivos de Isolamento Térmico e Refratários**

Os suportes e dispositivos devem ser instalados de acordo com as especificações técnicas e normas PETROBRAS aplicáveis.

## **8.10 Internos de Vasos e Torres**

8.10.1 O ponteamto e soldagem dos anéis e suportes devem ser conduzidos de acordo com o procedimento de soldagem qualificado.

8.10.2 Por ocasião do ponteamto, o nível e a elevação dos anéis suportes de bandejas devem estar de acordo com as tolerâncias da Figura A.1 nas referências 5, 6 e 8.

8.10.3 Após a soldagem, o nivelamento dos anéis deve obedecer à mesma tolerância citada no 8.10.2.

8.10.4 Deve ser executado ensaio por meio de líquido penetrante ou partícula magnética na junta soldada dos anéis e suportes às chapas do casco.

8.10.5 As juntas de vedação de bandeja devem ser instaladas conforme recomendações do fabricante dos internos.

8.10.6 Após a montagem, devem ser verificadas e registradas as dimensões e o nível para as bandejas e vertedores. As tolerâncias máximas devem estar de acordo com a Figura A.1, referências 3, 4 e 7.

8.10.7 Os anéis e outros suportes devem ser locados, ajustados e soldados dentro das tolerâncias apresentadas na Figura A.1, conforme os números de referência correspondentes:

- a) elevação do anel suporte: referências 8 e 18;
- b) distância entre anéis consecutivos de suportes de bandeja: referência 6;
- c) folga entre anel de reforço ou anel de suporte e o casco: referência 17;
- d) ver 10.14.4.

8.10.8 O teste de vedação das bandejas deve ser executado conforme as instruções da projetista das bandejas.

### **8.11 Peças Empenadas**

O reparo de peças que se apresentarem empenadas, inclusive como consequência de soldagem, deve ser realizado a partir de um procedimento de reparo previamente aprovado pela PETROBRAS. Ver 10.19.

### **8.12 Equipamentos com Revestimento Interno Metálico e em Aço Inoxidável**

8.12.1 A fabricação de equipamentos com revestimento interno metálico deve atender aos requisitos da PETROBRAS [N-1707](#).

8.12.2 O fabricante deve segregar uma região da fábrica para a fabricação de equipamento e/ou suas partes em aço inoxidável, de modo a evitar sua contaminação. Revestimentos de calandras, bancadas e de dispositivos de fabricação, bem como ferramentas específicas para a referida região, devem ser adotados.

## **9 Tratamento Térmico**

Todos os tratamentos térmicos executados durante a fabricação do equipamento, tais como, Tratamento Térmico de Alívio de Tensões (TTAT), desidrogenação ("Dehydrogenation Heat Treatment" - DHT), alívio de tensões intermediário ("Intermediate Stress Relief" - ISR), devem seguir os requisitos desta Seção.

9.1 Deve ser elaborado procedimento específico de Tratamento Térmico contendo no mínimo as seguintes informações:

- a) tipo de tratamento térmico executado;
- b) identificação da norma de execução aplicável;
- c) parâmetros requeridos para execução, ou seja:
  - temperaturas de início e término dos controles;
  - velocidades mínima e máxima de aquecimento;
  - temperaturas mínima e máxima de tratamento;
  - tempos mínimo e máximo de tratamento;
  - velocidades mínima e máxima de resfriamento;
  - diferença máxima de temperatura entre termopares;
- d) detalhes de suportação e dispositivos de controle de deformação do equipamento;
- e) indicação do método de execução, ou seja:
  - tratamento em forno;

- tratamento localizado;
- f) indicação do meio de aquecimento utilizado;
- g) croqui do forno (quando aplicável) indicando a localização do equipamento em seu interior, dos bicos queimadores ou das resistências elétricas e a região de sobreposição quando o equipamento não estiver totalmente dentro do forno;
- h) quando for efetuado tratamento térmico localizado: croqui da junta soldada indicando a localização e distribuição das resistências elétricas, a largura da “banda” de encharque (“Soak Band” - SB), largura da banda aquecida (“Heated Band” - HB), largura da banda de controle do gradiente de temperatura, incluindo SB, HB e isolamento (“Gradient Control Band” - GCB), distribuição dos termopares e detalhes de fixação do isolamento;
- i) tipo, quantidade e identificação (número e cor no gráfico) dos termopares utilizados;
- j) método de fixação dos termopares ao equipamento;
- k) croqui do equipamento e/ou cupom de teste de produção indicando a localização e a distância relativa entre os termopares.

9.2 A execução do TTAT deve ser monitorada por um inspetor de soldagem qualificado segundo ABNT [NBR 14842](#). No caso de fornecimento internacional aplicam-se os requisitos de qualificação de pessoal da PETROBRAS [N-133](#).

9.3 A solda de fixação dos termopares deve ser executada conforme o 8.6.

9.4 Os aparelhos controladores e registradores devem estar devidamente calibrados, através de padrões rastreados à Rede Brasileira de Calibração, ou similar quando o vaso for fabricado no exterior.

9.5 As conexões do equipamento devem ser protegidas a fim de evitar corrosão e empenamento.

9.6 Medição de Dureza após o TTAT

9.6.1 Devem ser efetuadas medições de dureza após o tratamento térmico, sendo:

- a) uma medição de dureza deve ser realizada para cada 6 m de solda;
- b) no mínimo duas medições devem ser realizadas por cordão de solda longitudinal e por cordão de solda circunferencial. A medição de dureza na solda circunferencial deve ser feita em todos os cruzamentos com soldas longitudinais;
- c) no mínimo uma medição de dureza deve ser realizada na ligação do flange com o pescoço e uma na ligação do bocal com o vaso;
- d) no mínimo uma medição deve ser realizada para cada EPS utilizado;
- e) uma medição na região de remoção das soldas provisórias.

NOTA Cada medição deve conter três pontos no metal de solda (zona fundida), três pontos em cada ZTA e um ponto no metal base de cada lado do cordão de solda.

9.6.2 A remoção máxima de metal permitida, no preparo da superfície, deve corresponder a uma camada de 0,5 mm de espessura.

9.6.3 A dureza não deve ultrapassar os seguintes valores:

- a) para aço liga cromo-molibdênio com Cr < 2 %: 235 HV 5 ou HV 10;
- b) para aço liga cromo-molibdênio com Cr > 2 %: 235 HV 5 ou HV 10;
- c) para aço liga cromo-molibdênio-vanádio: 248 HV 5 ou HV 10;
- d) para aço-carbono equipamento sem serviço especial (exemplo: H<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S) e sem requisitos de tenacidade controlada: valor máximo admissível de 280 HV 5 ou HV 10 na qualificação do procedimento de soldagem e nas medições no campo.

NOTA Os valores de dureza, no teste de produção, devem ser obtidos através de um ou mais corpos-de-prova, a critério da inspeção da PETROBRAS.

9.7 As chapas de teste de produção devem ser tratadas juntamente com o equipamento. A localização das chapas é estabelecida a critério da inspeção da PETROBRAS.

#### 9.8 Tratamento Térmico Localizado

9.8.1 Tratamento térmico localizado só é permitido em soldas circunferenciais e com autorização prévia da PETROBRAS.

9.8.2 Tratamento térmico localizado em bocais e acessórios soldados só pode ser realizado com banda de aquecimento circunferencial ao equipamento, e com autorização prévia da PETROBRAS.

9.8.3 Deve ser elaborado um procedimento detalhado com base no ASME BPVC [Section VIII](#) e WRC 452, específico para cada solda, conforme 10.1.

9.8.4 Deve ser realizada análise de tensões linear-elástica pelo método de elementos finitos da região a ser tratada localmente nos seguintes casos:

- quando a região tratada ficar próxima a uma descontinuidade geométrica (exemplo: tampo, saia suporte, anel de reforço, transição de espessura etc.);
- quando houver qualquer desvio dos requisitos estabelecidos no WRC 452 e ASME BPVC [Section VIII](#);
- quando a região a ser tratada ficar sujeita, durante o tratamento térmico, a esforços externos que possam causar colapso ou deformação permanente.

NOTA A tensão atuante (membrana + flexão) em cada ponto da avaliação não deve ultrapassar a tensão de escoamento do material na sua temperatura atuante.

#### 9.9 TTAT Simulado

É o tratamento térmico realizado em corpos-de-prova com o objetivo de verificar a influência dos Tratamentos Térmico para Alívio de Tensões (TTATs Mínimo e Máximo) nas propriedades mecânicas de metais-base, consumíveis e soldas.

Tratamento Térmico Alívio de Tensões Mínimo (TTAT Mínimo): é o tratamento térmico especificado considerando todos os tratamentos térmicos de fabricação previstos nas fases de construção e montagem do equipamento, incluindo o TTAT final.

Tratamento Térmico Alívio de Tensões Máximo (TTAT Máximo): é o tratamento térmico especificado considerando todos os tratamentos térmicos de fabricação previstos nas fases de construção e montagem do equipamento, incluindo o TTAT final e, no mínimo, um TTAT adicional, para uso futuro da PETROBRAS.

NOTA 1 É recomendado prever um TTAT adicional de fabricação para reparo a ser executado durante a fabricação do equipamento. **[Prática recomendada]**

NOTA 2 Na fase de qualificação do Procedimento de Soldagem devem ser geradas duas RQPS distintas, sendo uma para atender a condição de TTAT Mínimo e a outra para a condição de TTAT Máximo.

### 9.9.1 Equipamento com Requisito de Tenacidade

Quando houver requisito de tenacidade, os materiais de partes pressurizadas (ex: chapas, forjados, conexões etc.), os consumíveis de soldagem e os procedimentos de soldagem devem ser especificados e qualificados de forma a garantir as propriedades mecânicas após o TTAT Simulado de acordo com os ensaios exigidos em 9.9.3.

### 9.9.2 Equipamento sem Requisito de Tenacidade

Para equipamento em aço-carbono sem requisito de tenacidade, na fase de aquisição da matéria-prima admite-se TTAT Simulado conforme abaixo:

- a) consumíveis de soldagem: a qualificação da EPS, contemplando o TTAT Simulado de acordo com os ensaios exigidos em 9.9.3, é suficiente para qualificar os consumíveis de soldagem;
- b) acessórios [trechos de tubos (exceto pescoço de bocal), flanges, curvas, tês, luvas e demais acessórios]: conforme parágrafo UCS-85 do ASME BPVC Section VIII [Division 1](#) ou a Part 3 do ASME BPVC Section VIII [Division 2](#).

### 9.9.3 Ensaios após o TTAT Simulado

Os ensaios após o TTAT simulado devem ser realizados nas seguintes condições:

#### 9.9.3.1 Dureza

O ensaio de dureza deve ser realizado após o TTAT Mínimo e após o TTAT Máximo.

#### 9.9.3.2 Tração

O ensaio de tração deve ser realizado após o TTAT Mínimo e após o TTAT Máximo.

#### 9.9.3.3 Dobramento

Na fase de qualificação do procedimento de soldagem os ensaios de dobramento devem ser realizados após o TTAT Mínimo e após o TTAT Máximo.

#### 9.9.3.4 Impacto

Quando requerido pelo código de construção ou especificação adicional, o ensaio de impacto da junta soldada (Zona Termicamente Afetada - ZTA e Zona Fundida) deve ser realizado após o TTAT Mínimo e após o TTAT Máximo.

### 9.9.4 Tempo Total de TTAT Simulado

A simulação do tempo total de TTAT pode ser efetuada em único ciclo e a memória de cálculo deve ser apresentada à aprovação prévia da PETROBRAS.

## 10 Inspeção de Fabricação

10.1 Os ensaios não destrutivos requeridos após a soldagem devem ser realizados no mínimo 48 horas após a execução da última soldagem em partes pressurizadas e partes de sustentação do equipamento.

NOTA Para equipamentos Classe B este prazo pode ser reduzido para 24 horas.

10.2 As chapas cladeadas devem ser inspecionadas por ultrassom após conformação, de acordo com a PETROBRAS [N-1594](#), seguindo o método e critério de aceitação da especificação da chapa com o objetivo de detectar descolamentos entre o “clad” e o metal de base. Para equipamento ou componente com exigência de tratamento térmico, esta inspeção deve ser executada após o tratamento térmico.

10.3 As soldas de quaisquer partes, independentemente do material, espessura ou serviço, devem ser 100 % radiografadas antes de qualquer deformação severa (relação entre a espessura e o raio local superior a 5 %), por meio de quaisquer processos, tais como: rebordeamento, prensagem e calandragem. Após a deformação, as soldas e as áreas mais solicitadas devem ser examinadas por meio de partículas magnéticas ou líquido penetrante, antes da realização de qualquer operação subsequente.

10.4 No caso de ensaio radiográfico por amostragem (“spot”), todos os cruzamentos de soldas devem ser examinados, visando atingir todos os soldadores e operadores de soldagem e a maior quantidade de posições de difícil acesso.

NOTA O exame dos cruzamentos deve ser realizado com o comprimento do filme posicionado sobre a solda longitudinal.

10.5 A remoção dos dispositivos auxiliares de montagem e soldas provisórias deve ser tratada conforme definido na PETROBRAS [N-133](#).

NOTA Caso haja redução de espessura, utilizar ultrassom para medir a espessura. O valor obtido deve obedecer ao 7.7.

10.6 Em trocadores de calor deve ser realizado exame de líquido penetrante nas soldas de ligação tubo-espelho e na região curvada dos tubos em U.

10.7 Deve ser realizado exame de líquido penetrante ou partículas magnéticas nos locais submetidos à goivagem.

10.8 Deve ser realizado exame de partículas magnéticas ou líquido penetrante nas seguintes regiões, antes do teste hidrostático, exceto para equipamentos Classe B.

- a) juntas soldadas, interna e externamente, compreendendo uma faixa de 200 mm de largura, centrada na junta;
- b) soldas de reparos de chapas;
- c) regiões de solda removida de dispositivo auxiliar de montagem e de solda provisória;
- d) soldas de fixação de acessórios.

10.9 Para equipamentos sujeitos a tratamento térmico devem ser atendidas as prescrições do 10.8 antes e depois do tratamento térmico.

10.10 Deve ser executado exame de líquido penetrante ou partículas magnéticas em dispositivos de levantamento do vaso (exemplo: olhais de içamento).

10.11 Após a fabricação, deve ser realizada inspeção dimensional completa com emissão de relatório específico contemplando todas as dimensões aplicáveis ao equipamento, referenciadas no Anexo A, Figura A.1, incluindo as dimensões requeridas, os valores encontrados e suas respectivas tolerâncias permitidas pela Figura A.1.

NOTA 1 No caso de trocadores de calor aplicam-se as tolerâncias dimensionais do **TEMA** quando não houver referência no Anexo A.

NOTA 2 A inspeção dimensional deve ser executada por inspetor certificado segundo a ABNT **NBR 15523** ou equivalente em caso de fornecimento internacional.

10.11.1 Todos os vasos que forem entregues desmontados devem ser pré-montados total ou parcialmente na oficina do fabricante, para verificação dimensional. A pré-montagem deve ser feita com meio adequado de fixação provisória e deve abranger a totalidade ou, pelo menos, a maior parte possível do vaso.

10.11.2 As bandejas, grades, defletores e outras partes internas de vasos que forem desmontáveis e entregues desmontadas também devem ser pré-montadas integralmente na sua posição de instalação dentro do vaso, na oficina do fabricante, quando incluídos no escopo do fornecimento.

10.12 O fabricante deve disponibilizar um gabarito com a furação das bases para execução da fundação e colocação dos chumbadores. O gabarito deve ser devidamente identificado com o nome de identificação do equipamento (exemplo: T-501) e um ponto de referência para posicionamento (exemplo: Norte da obra, 0° do equipamento etc.).

10.13 Para equipamentos e seções enviados prontos e colunas de esferas deve-se verificar na saia ou apoios se a disposição e dimensão dos furos são compatíveis com os chumbadores.

10.14 Os equipamentos e seções enviados prontos devem ser examinados como estabelecido nos 10.14.1 a 10.14.4.

10.14.1 Deve ser verificado o posicionamento dos bocais quanto aos requisitos estipulados no 8.8.1.

10.14.2 Devem ser examinados visualmente os suportes dos internos, verificando-se a posição e se os detalhes de fixação dos suportes estão de acordo com o especificado no projeto.

10.14.3 Devem ser examinadas visualmente as chapas defletoras de fluxo, verificando se a posição das chapas está de acordo com o especificado em projeto, admitindo-se uma tolerância de  $\pm 10$  mm, em qualquer direção.

10.14.4 Devem ser examinados visualmente os suportes das plataformas, escadas e tubulação, bem como dos anéis de reforço e de isolamento térmico, verificando os seguintes requisitos desses suportes:

- a) a locação não deve interferir com os demais elementos do vaso;
- b) devem estar de acordo com o projeto, em especial quanto às suas dimensões e às dimensões das soldas em ângulo e à folga especificada na Figura A.1, referência 17;
- c) devem ter furos para drenagem de água, quando necessário (se não existirem, deve ser feita a furação);
- d) devem possuir os furos oblongos previstos no projeto para dilatação diferencial entre as diversas partes (se não tiverem, fazer os furos);
- e) se as chapas soldadas de maneira contínua ao vaso possuem o furo com a função de respiro (este furo deve ser deixado aberto e preenchido com graxa após o teste hidrostático).

10.15 Todos os internos devem ser examinados visualmente quanto às avarias mecânicas e corrosão, conforme 7.4. Também deve ser verificado se apresentam os furos de drenagem previstos no projeto.

10.16 As vigas devem ser examinadas dimensionalmente para verificar se a contraflecha está com o valor especificado no projeto.

10.17 As vigas e os seus suportes devem ser examinados dimensionalmente para verificar se estão com as dimensões e furação para fixação de acordo com o projeto.

10.18 Todos os internos devem ser examinados visualmente para verificar se apresentam os furos de drenagem previstos no projeto.

10.19 Após o desempenho, as peças devem ser examinadas por líquido penetrante ou partículas magnéticas nas regiões de maior deformação.

## **11 Teste Hidrostático**

### **11.1 Geral**

11.1.1 Deve ser elaborado procedimento específico de teste hidrostático incluindo, no mínimo, as seguintes informações:

- a) escopo do procedimento;
- b) documentos aplicáveis;
- c) requisitos de preparação do equipamento para o teste;
- d) qualidade e temperatura da água;
- e) detalhes das ligações para enchimento e esvaziamento;
- f) locação dos manômetros e/ou instrumentos de controle de pressão;
- g) juntas e estojos para o teste;
- h) dispositivos de segurança;
- i) parâmetros requeridos para execução:
  - taxa de pressurização e despressurização;
  - pressão de teste;
  - tempo de permanência na pressão de teste;
- j) gráfico pressão x tempo estimado, incluindo os patamares de pressão e os pontos de inspeção;
- k) drenagem, secagem e limpeza após o teste;
- l) critérios de aceitação;
- m) requisitos de segurança;
- n) modelo de certificado do teste.

11.1.2 Todos os vasos que forem entregues inteiros devem ser submetidos a teste hidrostático na oficina do fabricante, antes do embarque.

11.1.3 Para equipamentos que operem na posição vertical, o teste hidrostático pode ser realizado na posição horizontal e neste caso, a pressão de teste aplicada na fábrica deve ser corrigida para corresponder a pressão de teste estabelecida na placa de identificação do equipamento.

NOTA 1 Conforme PETROBRAS [N-266](#), a pressão de teste na fábrica deve constar no desenho do projeto mecânico do equipamento.

NOTA 2 A pressão de teste hidrostático que deve constar na placa de identificação do equipamento deve ser aquela calculada para sua posição de operação, determinada pelo projetista conforme o código ASME BPVC [Section VIII](#).

11.1.4 Todas as juntas de vedação utilizadas no teste hidrostático devem ser conforme a especificação do projeto, alternativa contrária deve ter aprovação prévia da PETROBRAS.

11.1.5 Os estojos utilizados no teste hidrostático devem ser conforme a especificação do projeto ou ter resistência compatível com o torque calculado. O torque de projeto deve ser aplicado na seqüência de aperto conforme ASME [PCC-1](#), utilizando torquímetro calibrado. O registro do torque aplicado deve ser apresentado ao inspetor no momento do teste.

11.1.6 O teste hidrostático deve ser realizado antes da pintura do equipamento.

## 11.2 Ocasão do Teste

Para equipamentos sem TTAT o teste só deve ser realizado depois de decorrido o prazo especificado no 10.1. Para equipamentos com TTAT o teste só deve ser realizado quando o equipamento atingir a temperatura ambiente, não sendo permitido o resfriamento forçado com água.

NOTA O teste hidrostático deve ser realizado somente após apresentação de todos os registros de inspeções e testes previstos no PIT aprovado.

## 11.3 Água

11.3.1 As características do fluido de teste não devem provocar a deterioração do equipamento nem causar incrustação ou acúmulo de sedimentos. Caso haja exigências no projeto relativas às características de pureza da água, as mesmas devem ser controladas.

11.3.2 Para equipamentos em aço-carbono e baixa liga, com o objetivo de evitar risco de fratura frágil durante o teste, a **temperatura da água** deve ser mantida a, pelo menos, 17 °C acima da **temperatura de projeto mínima do metal**, ou, no mínimo a 15 °C, a que for maior. Portanto, é proibido o teste hidrostático com água em temperatura inferior a 15 °C.

NOTA 1 A temperatura de teste deve ser igual ou superior ao valor aqui estabelecido, a menos que existam informações sobre características frágeis do material do equipamento, indicando que uma temperatura de teste diferente da recomendada seja aplicável, desde que seja autorizado previamente pela PETROBRAS.

NOTA 2 Caso a temperatura da água esteja próxima ao limite mínimo, deve ser instalados termômetros na região inferior do equipamento.

NOTA 3 Para materiais diferentes de aço carbono e aço liga, a temperatura da água de teste deve ser estabelecida no projeto do equipamento em função de suas propriedades.

11.3.3 O teor máximo de cloretos permitido na água deve ser definido pelo projetista, porém nunca superior a 50 ppm para equipamento de aço inoxidável austenítico ou com revestimento interno deste material.

## 11.4 Proibição de Soldagem

Não soldar sobre o equipamento e sobre qualquer componente/acessório em contato elétrico com o equipamento, enquanto o mesmo contiver água.

## **11.5 Manômetros**

11.5.1 Devem ser usados, no mínimo, dois manômetros, usando um terceiro registrador quando o teste durar mais de 6 horas, obedecendo às prescrições dos 11.5.1.1 a 11.5.1.4.

11.5.1.1 Pelo menos um dos manômetros deve estar situado em local de fácil acesso, visível ao inspetor durante todo o tempo de pressurização e teste, e um dos manômetros deve estar situado no topo do equipamento.

11.5.1.2 Os manômetros devem estar calibrados antes do início do teste, admitindo-se uma validade de 3 meses para a calibração, a qual deve ser efetuada usando-se calibrador padronizado de peso-morto, ou manômetro-mestre calibrado, ou coluna de mercúrio.

11.5.1.3 O manômetro deve ser selecionado de forma que a pressão de teste esteja compreendida no terço médio da escala do manômetro.

11.5.1.4 A menor divisão da escala não deve exceder a 5 % da indicação máxima da escala.

11.5.2 Devem ser previstos bloqueios entre os manômetros e o equipamento, para permitir substituição, se necessário.

## **11.6 Testes de Pressão Pneumático e Hidro-Pneumático**

Devido ao grave risco que representam só são admitidos excepcionalmente, devendo em cada caso, haver autorização prévia da PETROBRAS. Neste caso, deve ser emitido procedimento específico e enviado para a aprovação da PETROBRAS.

## **11.7 Segurança e Acesso**

11.7.1 Devem ser previstas condições de segurança antes de se iniciar o teste.

11.7.2 Deve ser previsto acesso às partes a serem inspecionadas durante o teste.

11.7.3 As conexões das linhas auxiliares de enchimento do vaso devem ter classe de pressão compatível com a pressão de teste. Para os acessórios não normatizados o fabricante deve evidenciar esta compatibilidade.

11.7.4 Nenhuma intervenção mecânica pode ser realizada no equipamento que está sendo testado enquanto houver pressão no sistema, como por exemplo, aperto de flanges e estojos.

11.7.5 Nenhuma inspeção deve ser executada na pressão de teste.

11.7.6 Pessoal e equipamentos usados para o teste devem ficar em local seguro, isto é, estarem fora do espaço definido pelo isolamento efetivo da área de risco, que corresponde, no mínimo, ao alcance do jato de água pressurizada.

### 11.8 Esquema de Teste Hidrostático

O esquema de pressurização e inspeção para o teste hidrostático deve obedecer aos requisitos de 11.8.1 a 11.8.5 representados na Figura 1.

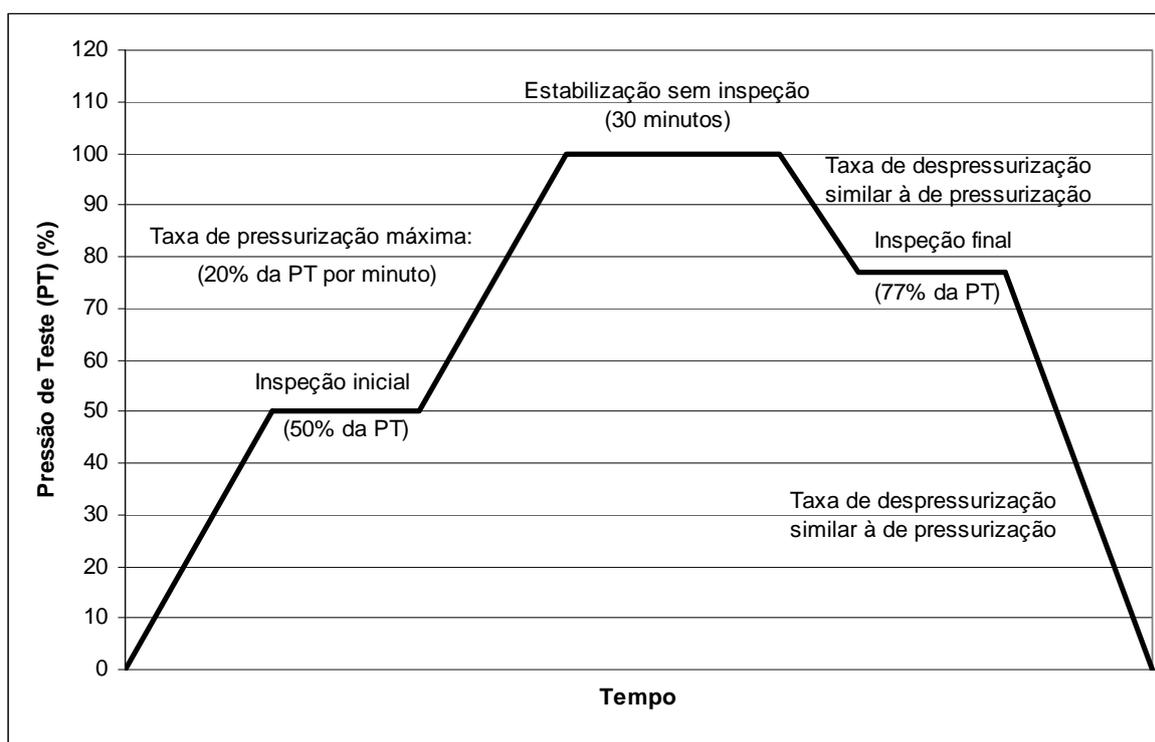
11.8.1 Elevar a pressão até 50 % da Pressão de Teste Hidrostático (PT) e executar a inspeção inicial do equipamento.

11.8.2 Aumentar gradativamente a pressão, com uma taxa de elevação menor ou igual a 20 % da PT por minuto, até atingir a PT (ver 11.7.5).

11.8.3 Permanecer na pressão de teste hidrostático durante 30 minutos, no mínimo (ver 11.7.5).

11.8.4 Reduzir a pressão até 77 % da PT, usando uma taxa de redução similar a que foi usada para pressurização e executar a inspeção final.

11.8.5 Reduzir gradativamente a pressão até atingir a pressão atmosférica, mantendo-se a mesma taxa de descompressão e abrir os bocais superiores para evitar vácuo no esvaziamento.



**Figura 1 - Esquema de Pressurização do Teste Hidrostático**

### 11.9 Procedimento Após o Teste

11.9.1 Deve-se drenar, secar e limpar completamente o equipamento.

NOTA 1 A água de teste deve ser drenada imediatamente após a conclusão do teste, não podendo permanecer mais que 48 horas dentro do equipamento.

NOTA 2 Não é permitido resíduo da água de teste após a drenagem, secagem e limpeza do equipamento.

NOTA 3 Não é permitido o aquecimento para evaporar o resíduo de água em superfícies de aço inox austenítico.

NOTA 4 Recomenda-se realizar decapagem após o teste hidrostático em equipamento de aço inoxidável austenítico ou com revestimento interno deste material, conforme ASTM [A 380](#).  
**[Prática Recomendada]**

11.9.2 Em bocais que ficarem abertos, devem-se proteger as faces dos flanges contra corrosão e danos mecânicos.

11.9.3 Em equipamentos cladeados deve-se verificar, por ensaio visual, se ocorreu algum empolamento do revestimento; caso existente, deve ser reparado e reexaminado.

11.9.4 Deve ser executado exame dimensional dos perímetros dos cascos cilíndricos e das distâncias entre tangentes do equipamento para verificar se houve deformação permanente após o teste hidrostático.

11.9.5 Deve ser emitido o certificado de execução do teste, conforme o procedimento aprovado.

## **11.10 Requisitos Complementares para Teste de Trocador de Calor**

11.10.1 Antes de iniciar o teste, deve-se verificar se os espelhos e o tampo flutuante do trocador são projetados para pressão diferencial:

- a) se são projetados para pressão diferencial, deve ser estudado cada caso em particular, e não devem ser usados os esquemas apresentados nesta Norma;
- b) se não são projetados para a pressão diferencial, deve-se seguir o procedimento indicado no 11.10.4.

11.10.2 O teste hidrostático deve ser executado em todos os trocadores de calor.

11.10.3 Caso seja necessário remandrilagem de tubos devido a vazamento durante o teste hidrostático, deve ser executado um novo teste após a remandrilagem.

11.10.4 Procedimento de Teste

11.10.4.1 A seqüência de execução do teste deve seguir as etapas de montagem do trocador conforme mostrado nas Figuras A.2 até A.6, onde as setas indicam os locais onde a vedação deve ser verificada.

11.10.4.2 O casco e o feixe tubular devem ser testados de maneira que possíveis vazamentos na ligação tubo-espelho sejam verificados pelo menos por um lado.

## **12 Acondicionamento, Embalagem e Embarque**

### **12.1 Preparação para Embarque**

12.1.1 Todos os equipamentos e partes independentes que sejam entregues desmontadas devem ter uma marcação feita com tinta e com letras de 40 mm de altura, no mínimo, na própria peça ou na embalagem. Esta marcação deve conter, no mínimo, as seguintes informações:

- a) identificação do equipamento;
- b) nome do fabricante;
- c) número do Pedido de Compras e Serviços (PCS);
- d) indicação das peças ou da parte do equipamento no caso de entrega de equipamentos desmontados (para esta indicação, deve ser adotado o mesmo critério de numeração das peças dos desenhos de fabricação);
- e) indicação do lado superior da peça ou da direção "Norte" de projeto de forma a evitar a montagem da peça em posição invertida (no caso das peças ou partes de equipamentos desmontados).

NOTA 1 Em todos os equipamentos e partes que tenham sofrido tratamento térmico de alívio de tensões e nos quais, portanto, não deve ser feita nenhuma solda no campo, deve haver ainda um letreiro em local bem visível com os dizeres: "NÃO SOLDAR".

NOTA 2 A tinta usada em equipamento de aço inoxidável austenítico deve ser isenta de elementos halógenos.

12.1.2 Os equipamentos ou partes construídas de chapas finas ou que de qualquer forma possam sofrer deformações no transporte ou manuseio, devem ser contraventados ou escorados devidamente.

12.1.3 Todas as peças pequenas, tais como: parafusos, porcas, estojos, juntas, flanges e borbulhadores devem ser devidamente encaixotadas. Deve ser colocada uma lista do conteúdo dentro da embalagem e uma cópia da lista deve ser enviada em separado.

12.1.4 As bandejas devem ser protegidas contra danos. Não deve ser feito o empilhamento face a face das bandejas que possuem válvulas ou borbulhadores instalados para evitar que ocorra entrelaçamento.

12.1.5 As arestas de chapas com chanfro para solda, faces de flanges, outras superfícies usinadas, devem ser recobertas com compostos especiais contra a corrosão e protegidas por barras, chapas de aço ou peças em madeira, firmemente presas, contra danos mecânicos.

12.1.6 As roscas de parafusos, porcas, estojos e tirantes devem ser protegidas contra a corrosão com graxa antigripante.

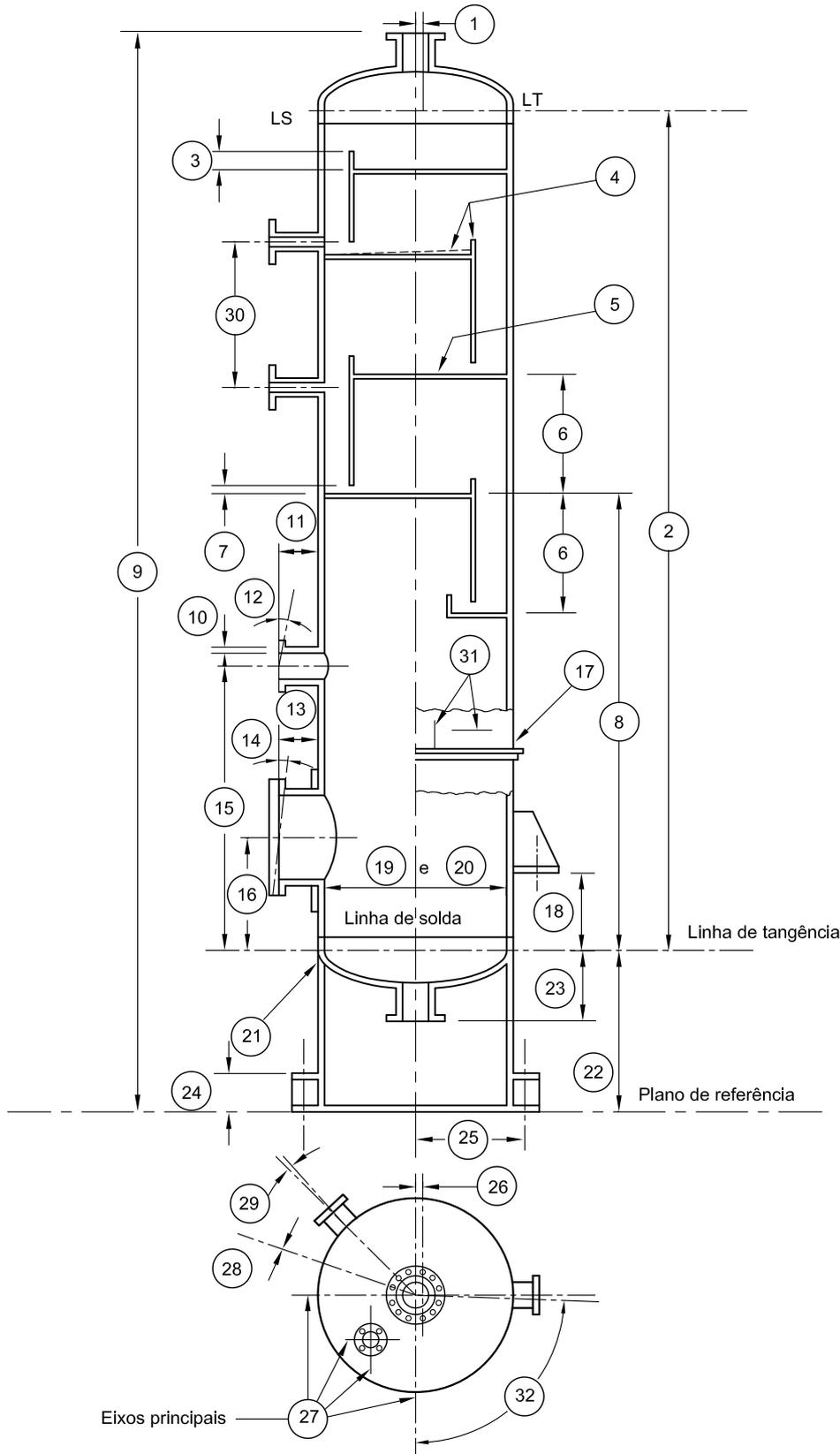
12.1.7 Quando a pintura do equipamento fizer parte do escopo de fornecimento do fabricante, a mesma deve ser realizada seguindo rigorosamente o plano de pintura previamente aprovado atendendo a PETROBRAS [N-2913](#).

## **12.2 Embarque**

12.2.1 Os equipamentos devem ser adequadamente calçados e fixados no veículo transportador. As peças calandradas ou conformadas devem ser calçadas de forma a não se deformarem no transporte.

12.2.2 Equipamentos em aço inox austeníticos ou revestidos com este material quando expostos a atmosfera marítima, no transporte ou durante o período de condicionamento na unidade devem ser inertizado com nitrogênio (a 0,5 kgf/cm<sup>2</sup>) ou sílica gel, com procedimento previamente aprovado pela PETROBRAS.

**Anexo A - Figuras**



NOTA Para itens assinalados com números dentro de círculos, ver referências a seguir.

**Figura A.1 - Tolerância de Montagem**

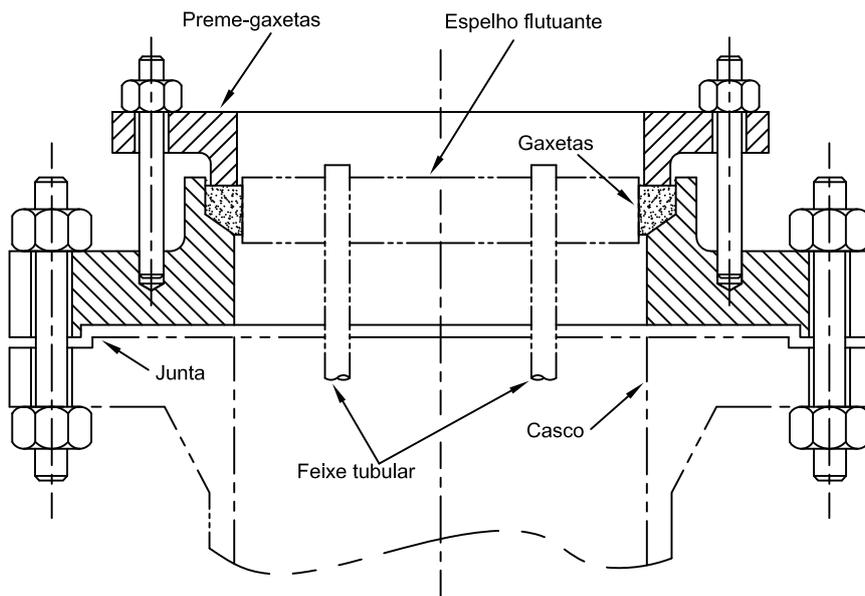
**Referências (ver Figura A.1)**

- 1 - Verticalidade (prumo):
    - a) desvio máximo permitido da perpendicular ao plano de referência: 1 mm por metro e, no máximo, 20 mm;
    - b) desvio máximo permitido entre soldas horizontais adjacentes (por anel):  $\pm 3$  mm.
  - 2 - Distância entre linhas de tangência:  $\pm 0,5$  mm por 300 mm de comprimento e, no máximo, 25 mm.
  - 3 - Altura do vertedor:  $\pm 3$  mm.
  - 4 - Desnívelamento máximo da bandeja e vertedor:
    - a)  $\varnothing < 1\ 200$  mm: 3 mm;
    - b)  $1\ 200$  mm  $< \varnothing < 2\ 800$  mm: 5 mm;
    - c)  $\varnothing > 2\ 800$  mm: 7 mm.
- NOTA: Medir, no mínimo, seis pontos por bandeja.
- 5 - Desnívelamento máximo do topo do anel suporte da bandeja: 1 mm em qualquer 300 mm medido sobre a corda.
  - 6 - Distância entre anéis consecutivos de suportes de bandeja:  $\pm 3$  mm.
  - 7 - Distância do vertedor à bandeja:  $\pm 3$  mm.
  - 8 - Elevação do anel suporte da bandeja acima da linha de tangência:  $\pm 6$  mm.
  - 9 - Altura total ou das seções ou das chapas:  $\pm 0,5$  mm por 300 mm de comprimento, e, no máximo, 25 mm.
  - 10 - Flanges sobrepostos: folgas máximas entre os diâmetros interno do flange e o externo do pescoço do bocal:
    - a) diâmetro nominal até 1 200 mm: 4 mm;
    - b) diâmetro nominal de 1 201 mm a 1 800 mm: 6 mm;
    - c) diâmetro nominal de 1 801 mm em diante: 8 mm.
  - 11 - Projeção dos bocais em relação ao lado externo do casco:  $\pm 3$  mm.
  - 12 - Perpendicularidade da face dos flanges em relação ao eixo do bocal:  $\pm 1/2^\circ$ .
  - 13 - Projeção das bocas de visita e acesso manual em relação ao lado externo do casco:  $\pm 6$  mm.
  - 14 - Perpendicularidade da face dos flanges das bocas de visita em relação ao eixo da boca de visita:  $\pm 1^\circ$ .
  - 15 - Locação das linhas de centro de:
    - a) bocas de visita, bocas de acesso manual e bocais, localizadas próximas a bandejas e vertedores, em relação aos anéis de suporte:  $\pm 3$  mm;
    - b) bocais não citados em a), em relação à linha de tangência:  $\pm 6$  mm.

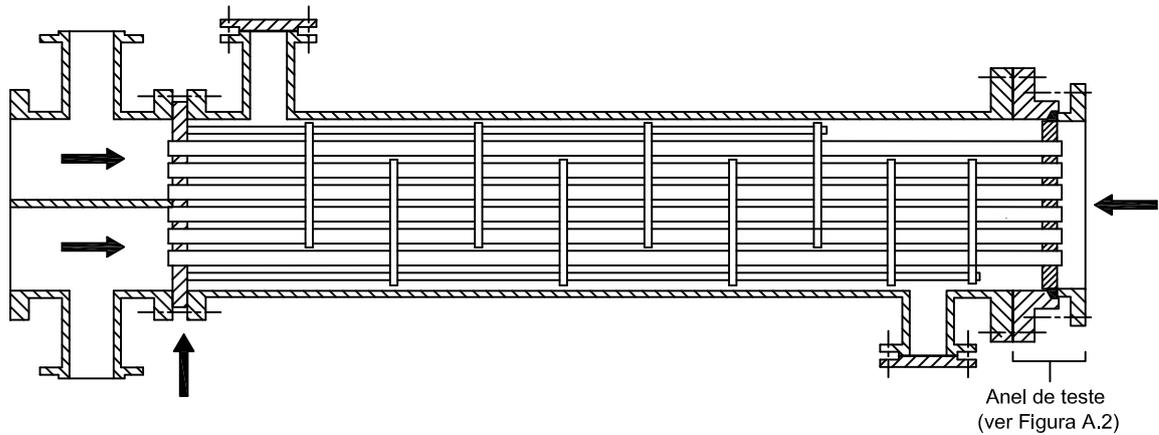
**Figura A.1 - Tolerâncias de Montagem (Continua)**

- 16 - Locação das linhas de centro de bocas de visita e de acesso manual, não citadas na referência 15 alínea a), em relação à linha de tangência:  $\pm 12$  mm.
- 17 - Os anéis de reforço do casco e os anéis de suporte de isolamento não devem ter folga superior a 4 mm, entre a face externa do casco e o diâmetro interno do anel (ou suporte).
- 18 - Distância da linha da tangência às sapatas: + 6 mm, -0.
- 19 - Ovalização ao longo das seções nos bordos superior e inferior e na região de apoio da saia: código ASME BPVC [Section VIII](#), porém nunca superior a:
- a) 20 mm, para diâmetro interno  $\leq 4000$  mm;
  - b) 30 mm, para diâmetro interno  $> 4000$  mm e  $\leq 6000$  mm;
  - c) 35 mm, para diâmetro interno  $> 6000$  mm.
- 20 - Perímetro nos bordos superior e inferior de cada seção:
- a)  $\varnothing \leq 1\ 200$  mm:  $\pm 9$  mm;
  - b)  $1\ 200$  mm  $< \varnothing \leq 2\ 100$  mm:  $\pm 12$  mm;
  - c)  $2\ 100$  mm  $< \varnothing \leq 5\ 000$  mm:  $\pm 18$  mm;
  - d)  $5\ 000$  mm  $< \varnothing$ :  $\pm 24$  mm.
- 21 - Folga máxima entre o casco e a saia, antes da soldagem: 3 mm.
- 22 - Afastamento entre o anel da saia e a linha de tangência: +0, -6 mm.
- 23 - Distância da face do flange de bocal até a linha de tangência:  $\pm 3$  mm.
- 24 - Altura do anel dos chumbadores:  $\pm 3$  mm.
- 25 - Afastamento dos chumbadores em relação aos eixos coordenados do equipamento:  $\pm 3$  mm.
- 26 - Desvio entre centros do bocal e do tampo:  $\pm 3$  mm.
- 27 - A vertical e os eixos principais devem sempre passar pela meio do intervalo entre dois furos adjacentes do flange.
- 28 - Rotação máxima dos furos do flange em relação à posição indicada no projeto:  $\pm 1,5$  mm.
- 29 - Desvio angular do eixo do bocal, para bocais radiais ou não:  $\pm 1/2^\circ$ .
- 30 - Distância entre centros de bocais para instrumentos de nível:  $\pm 2$  mm.
- 31 - Embicamento: em um gabarito de 915 mm a tolerância máxima para o afastamento é de 6,4 mm.
- NOTA O gabarito deve ser aplicado por dentro e por fora. O afastamento deve ser medido entre as duas extremidades, apoiadas, do gabarito.
- 32 - Desvio do eixo do bocal:  $\pm 3$  mm.

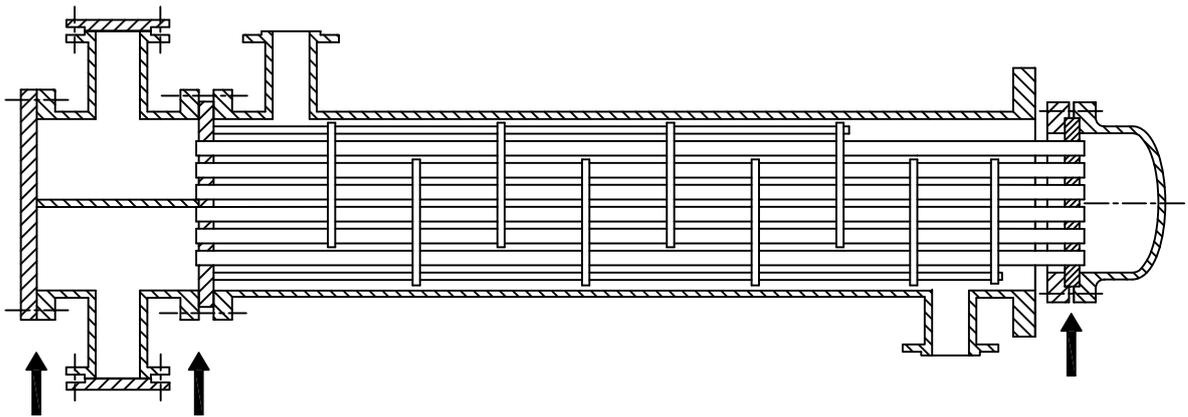
**Figura A.1 - Tolerâncias de Montagem (Continua)**



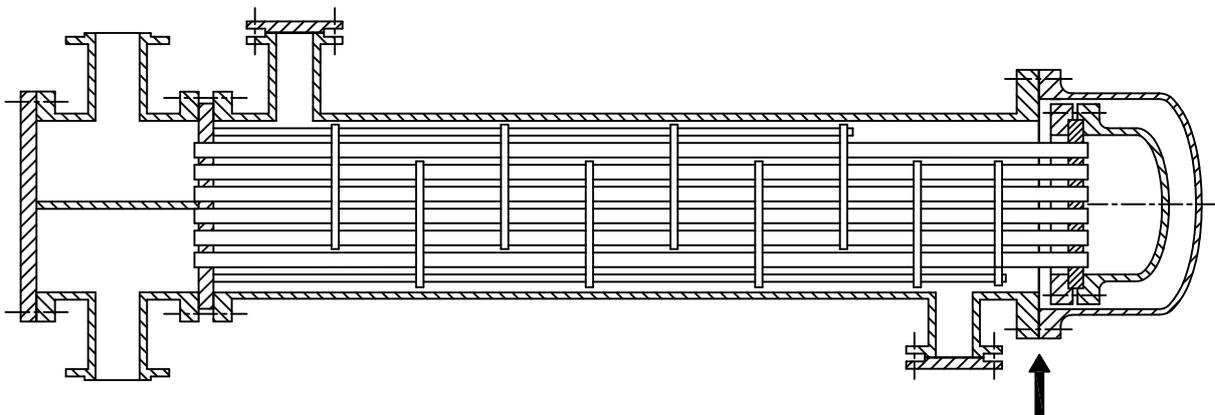
**Figura A.2 - Anel de Teste**



**Figura A.3.1 - Teste do Casco (Casco Pressurizado, Tampa do Casco Desmontada e Substituída Pelo Anel de Teste)**



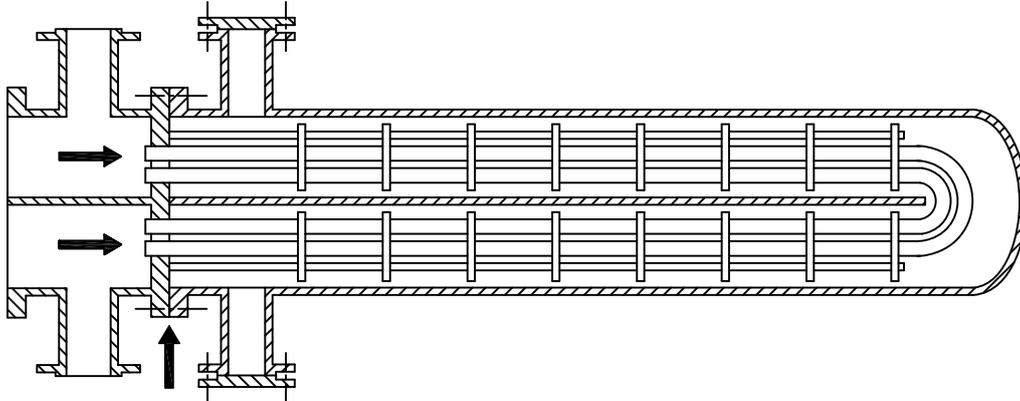
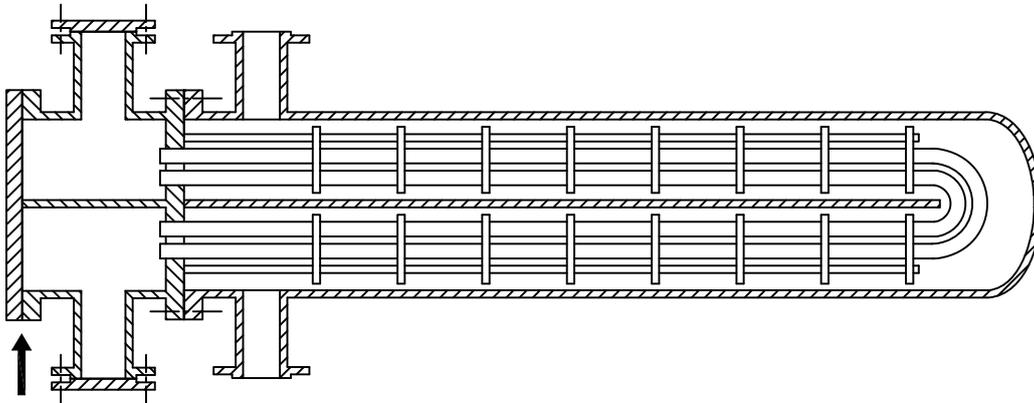
**Figura A.3.2 - Teste do Feixe Tubular (Carretel e Feixe Tubular Pressurizados, Tampa do Casco Desmontada)**



**Figura A.3.3 - Teste da Tampa do Casco (Casco Pressurizado, Tampa do Casco Montada)**

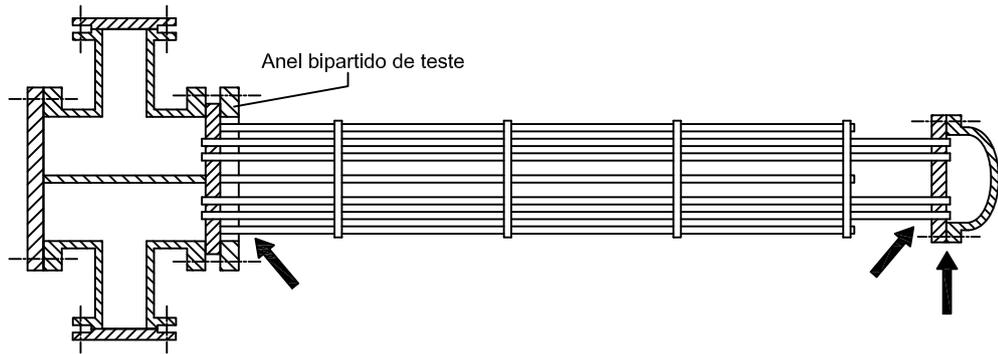
NOTA As setas indicam os locais onde devem ser verificados possíveis vazamentos.

**Figura A.3 - Teste de Trocador de Calor, com Tampa Flutuante, com a Pressão de Projeto do Casco Maior que a dos Tubos**

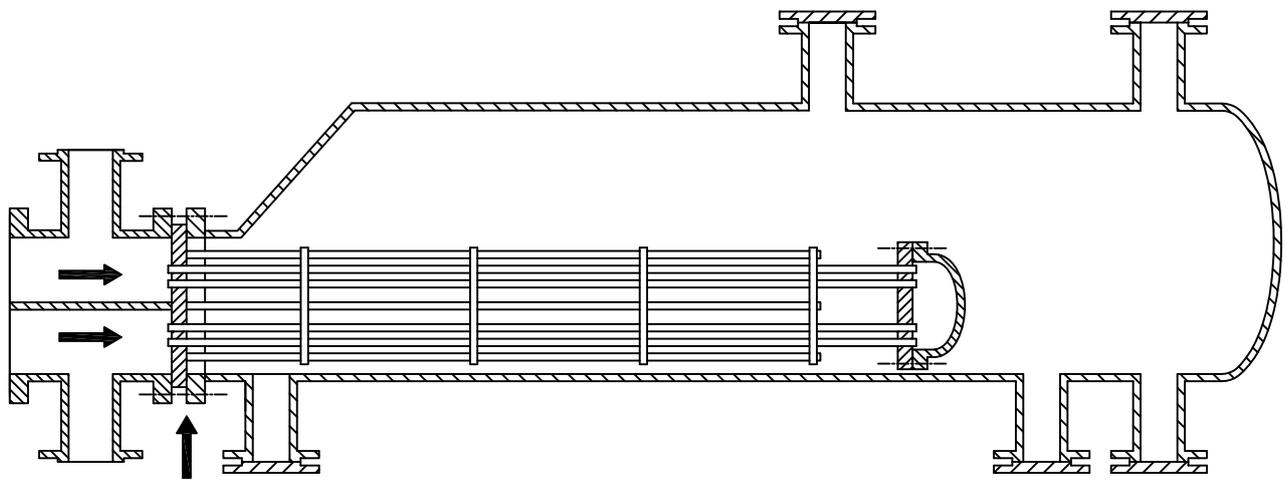
**Figura A.4.1 - Teste do Casco****Figura A.4.2 - Teste do Feixe Tubular**

NOTA As setas indicam os locais onde devem ser verificados possíveis vazamentos.

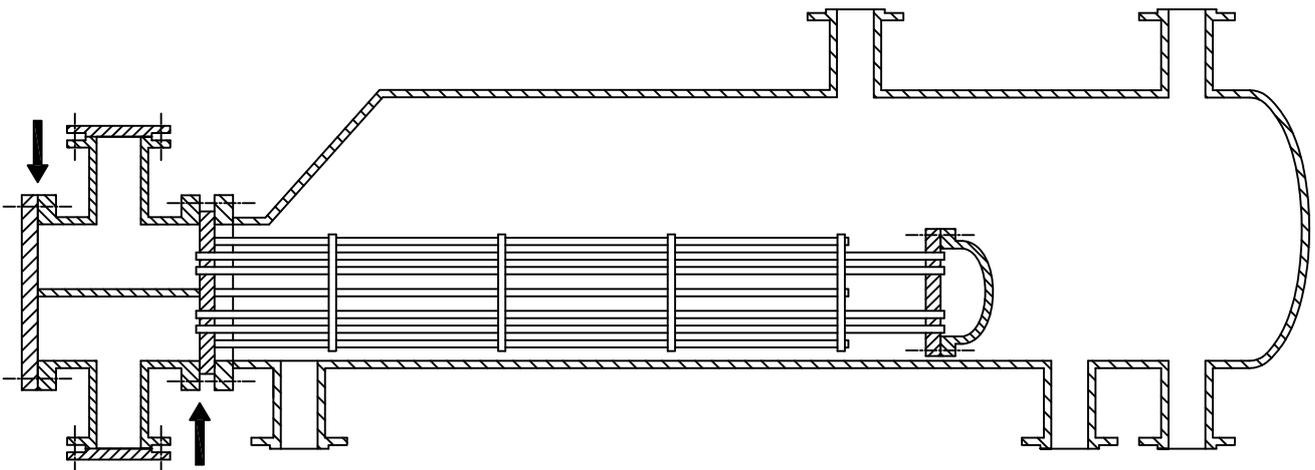
**Figura A.4 - Teste de Trocador de Calor, com Tubos em U, com Pressão de Projeto do Casco Maior que a dos Tubos**



**Figura A.5.1 - Teste do Feixe Tubular**



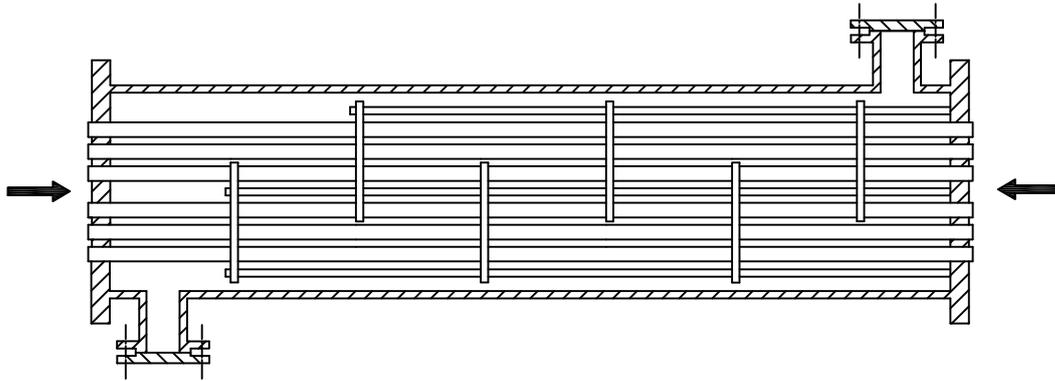
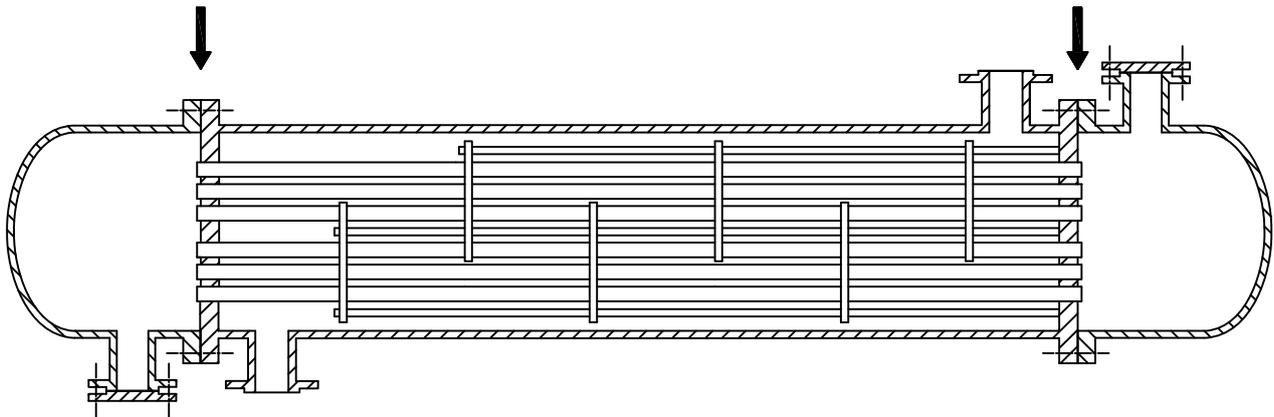
**Figura A.5.2 - Teste do Casco**



**Figura A.5.3 - Teste do Carretel**

NOTA As setas indicam os locais onde devem ser verificados possíveis vazamentos.

**Figura A.5 - Teste de Trocador de Calor do Tipo Refervedor**

**Figura A.6.1 - Teste do Casco****Figura A.6.2 - Teste dos Cabeçotes**

NOTA 1 Estes trocadores podem ter ou não juntas de expansão.

NOTA 2 As setas indicam os locais onde devem ser verificados possíveis vazamentos.

**Figura A.6 - Teste de Trocador de Calor com Espelhos Fixos**

