

## **PROJETO MECÂNICO DE TROCADOR DE CALOR CASCO E TUBO**

### **Procedimento**

Esta Norma substitui e cancela a sua revisão anterior.

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 seus itens.

**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 pelo Órgão da PETROBRAS usuário desta Norma. É caracterizada pelos verbos: "dever", "ser", "exigir", "determinar" e outros 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 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 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, 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."**

### **CONTEC**

Comissão de Normas  
Técnicas

### **SC - 02**

Caldeiraria

### **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 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 trocador de calor tipo casco e tubo. Esta Norma complementa a norma PETROBRAS [N-253](#).

1.2 Para efeito desta Norma a designação “trocador de calor casco e tubo” abrange os trocadores de calor de modo geral, mais os aquecedores, resfriadores, refervedores e outros aparelhos de troca de calor com casco e feixe tubular.

1.3 Esta Norma se aplica a projetos de trocadores de calor iniciados a partir da data de sua edição .

1.4 Esta Norma contém somente Requisitos Técnicos.

## 2 DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

Os documentos relacionados a seguir são citados no texto e contêm prescrições válidas para a presente Norma.

PETROBRAS <a href="#">N-133</a>	- Soldagem;
PETROBRAS <a href="#">N-253</a>	- Projeto de Vaso de Pressão;
PETROBRAS <a href="#">N-266</a>	- Apresentação de Projeto de Vaso de Pressão;
PETROBRAS <a href="#">N-2159</a>	- Acessórios de Permutador de Calor;
ABNT NBR 6405	- Rugosidade das Superfícies;
API STD 660	- Shell-and-Tube Heat Exchangers for General Refinery Services;
ASME Section II A SA - 450 / SA - 450 M	- Specification for General Requirements for Carbon, Ferritic Alloy and Austenitic Alloy Steel Tubes;
ASME - Boiler and Pressure Vessel Code - Section VIII - Division 1	(ver Nota);
BSI BS 5500	- Unfired Fusion Welded Pressure Vessels;
TEMA	- Standards of Tubular Exchanger Manufacturers Association.

Nota: As partes citadas nesta Norma são do ASME Section VIII - Division 1 - July 1, 1999, as quais usualmente têm suas indicações inalteráveis. Caso ocorra alguma alteração, deve ser emitida Emenda para esta Norma com as novas indicações.

## 3 CONDIÇÕES GERAIS

### 3.1 Requisitos Técnicos para Proposta e Projeto

Os requisitos técnicos para proposta e projeto de trocador de calor devem estar de acordo com a norma PETROBRAS [N-266](#).

### **3.2 Responsabilidade do Projetista**

3.2.1 As responsabilidades do projetista são definidas na norma PETROBRAS [N-253](#).

3.2.2 Nos casos em que a PETROBRAS forneça Folha de Dados, desenho básico de arranjo e de dimensões gerais, especificação técnica ou outro documento específico para o trocador de calor, o projeto mecânico deve estar inteiramente de acordo com esses documentos, que prevalecem sobre esta Norma. Quaisquer divergências ou alternativas propostas, só são aceitas depois de expressamente aprovadas pela PETROBRAS.

### **3.3 Tipos de Trocador**

3.3.1 Exceto quando expressamente especificado em contrário pela PETROBRAS, todos os trocadores de casco e feixe tubular devem obedecer a um dos tipos padronizados da norma TEMA.

3.3.2 Para qualquer trocador que não se enquadre exatamente em um dos tipos padronizados acima referidos, deve ser preparado uma descrição e desenhos com detalhes completos.

### **3.4 Projeto Mecânico**

3.4.1 O projeto mecânico dos trocadores de calor deve ser feito em estrita observância às normas e demais exigências da norma PETROBRAS [N-253](#).

3.4.2 O projeto deve também estar rigorosamente de acordo com a última edição da norma da TEMA. Como regra geral, deve ser seguida a "Section R" da norma TEMA, permitindo-se o projeto de acordo com as "Sections B/C" apenas quando expressamente especificado ou aceito pela PETROBRAS.

## **4 CRITÉRIOS DE PROJETO**

### **4.1 Pressão**

4.1.1 A pressão de projeto deve ser determinada conforme a norma TEMA.

4.1.2 Exceto quando expressamente aceito pela PETROBRAS, nenhuma parte do trocador deve ser projetada para pressão diferencial.

4.1.2.1 Quando o trocador for projetado para pressão diferencial deve ser previsto um sistema de segurança que garanta esta condição de projeto nos componentes solicitados simultaneamente pela pressão do lado do casco e do lado dos tubos.

4.1.2.2 Deve ser utilizada uma placa de advertência em trocador projetado para pressão diferencial. A indicação de projeto para pressão diferencial deve constar também na placa de identificação do trocador de calor, conforme a norma PETROBRAS [N-2159](#).

## **4.2 Temperatura**

4.2.1 A temperatura de projeto deve ser determinada pela norma TEMA.

4.2.2 A temperatura para determinação de tensão admissível de parafusos, estojos, porcas e juntas deve ser a mesma do respectivo flange. Para os flanges de ligação do carretel com o casco (ou do carretel com o espelho e o casco) a temperatura para determinação da tensão admissível deve ser a maior temperatura entre o flange do casco e o flange do carretel.

4.2.3 No caso de trocadores com mais de um casco em série, devem ser estabelecidas temperaturas de projeto diferentes para cada casco, em função das temperaturas de operação de cada um. Esse critério não precisa ser observado quando as diferenças de temperatura entre os diversos cascos não resultar em materiais diferentes, não resultar em diferentes tensões admissíveis, ou não resultar em uso de junta de expansão.

## **4.3 Outros Critérios**

4.3.1 No projeto mecânico dos trocadores que tenham mais de um casco ligados diretamente um ao outro, devem ser sempre levados em consideração as tensões adicionais devidas aos pesos e às tensões oriundas de dilatação diferencial entre os cascos.

4.3.2 Os trocadores que forem iguais entre si ou de mesmo tipo, devem ter o maior número possível de peças intercambiáveis. Em particular devem ser previstos sempre que for economicamente possível, o feixe tubular e o anel de teste intercambiáveis com outros aparelhos.

## **5 MATERIAIS**

5.1 Para todas as partes em contato com ambos os fluidos (exemplo: tubos, espelhos e tampo flutuante) a seleção do material deve ser baseada na corrosividade de ambos os fluidos e também nos seguintes critérios de temperatura:

- a) ambos os fluidos com temperatura mínima de projeto maior que 15 °C: a temperatura para a seleção do material é baseada na temperatura do fluido mais quente;
- b) um dos fluidos com temperatura mínima de projeto igual ou menor que 15 °C: a temperatura para a seleção do material é baseada na temperatura do fluido mais frio;
- c) a temperatura para a seleção do material é baseada na temperatura de projeto do componente determinada pela norma TEMA.

5.2 O material dos tubos deve ser compatível com o material dos espelhos, não formando par galvânico.

5.3 Permite-se emprego de tubos bimetálicos, desde que aceitos pela PETROBRAS.

5.4 Para fluidos do casco eletricamente condutores, o material das chicanas, tirantes e espaçadores do feixe tubular deve ser compatível com o material dos tubos, para não formar par galvânico. Admite-se que essas peças sejam de materiais de qualidade comercial.

5.5 Para serviço no qual o trocador seja classificado como de classe igual ou maior que ASME 600, deve ser usado tubo sem costura (exemplo: em aço-carbono ASTM A 179).

5.6 É obrigatoriamente utilizado tubo sem costura quando a ligação tubo x espelho for por solda de resistência, conforme a norma ASME Section VIII, Division 1, UW - 20.

5.6.1 Nesse caso, os tubos devem ser submetidos a teste hidrostático pelo fabricante dos tubos, conforme a norma ASME Section II A SA - 450/SA - 450M.

5.6.2 A pressão de teste hidrostático dos tubos deve ser o maior valor entre:

- a) pressão de teste hidrostático dada pela norma ASME Section II A SA - 450/SA - 450M;
- b) pressão de teste hidrostático dada pela norma ASME Section VIII, Divisions 1 ou 2 (conforme o projeto).

Nota: Em qualquer dos casos, a) ou b), a tensão na parede do tubo, determinada pela norma ASME Section II A SA - 450/SA - 450M, não deve ultrapassar 80 % da tensão de escoamento do material do tubo.

5.7 Os tubos de aço-carbono com costura (especificação ASTM A 214) quando usados para serviços corrosivos ou para temperaturas superiores a 200 °C, devem ter, como requisito adicional, os seguintes ensaios:

- a) ensaio de suscetibilidade à corrosão localizada de tubos com costura;
- b) teste hidrostático ou ensaio por "Eddy Current".

5.8 A colocação de revestimento anticorrosivo não-metálico, no interior do casco, só é admitida excepcionalmente, quando expressamente autorizado pela PETROBRAS.

5.9 Os espelhos só devem ter revestimento anticorrosivo (inclusive construção com chapa cladeada) do lado dos tubos, isto é, do lado onde é feita a mandrilagem ou a solda da extremidade dos tubos. O revestimento anticorrosivo pelo lado do casco só é permitido quando expressamente autorizado pela PETROBRAS.

5.10 Para os espelhos com revestimentos metálicos anticorrosivos admite-se, sem aprovação prévia de PETROBRAS, somente a construção em chapa cladeada (de acordo com as especificações ASTM A 263, A 264 ou A 265). Para qualquer outro tipo de revestimento é necessário a aprovação expressa da PETROBRAS em cada caso.

5.11 Nenhuma sobreespessura de corrosão deve ser adicionada a tubos de troca térmica, fabricados de qualquer material.

5.12 As sobreespessuras para corrosão não devem ser inferiores aos mínimos exigidos pela norma TEMA.

5.13 A sobreespessura de corrosão especificada deve ser adicionada às faces fêmea (flanges macho e fêmea) e às ranhuras (flanges tipo lingüeta e ranhura).

5.14 Os parafusos, estojos e porcas internas (de tampo flutuante, por exemplo) devem ser de material seguramente resistente à corrosão pelo fluido do casco. Quando houver possibilidade de corrosão sob tensão nos parafusos de aço-carbono, deve ser especificado controle de dureza, com tratamento térmico, se necessário.

5.15 Os consumíveis para soldagem devem estar de acordo com a norma PETROBRAS [N-133](#). Os consumíveis devem estar qualificados conforme o Sistema de Certificação da FBTS (Fundação Brasileira de Tecnologia de Soldagem).

## **6 CASCO E CARRETEL**

6.1 As soldas do casco devem ser esmerilhadas do lado interno, para facilitar a retirada do feixe.

6.2 Quando há variação de espessura entre chapas do casco ou entre casco e tampo, as chapas devem ser alinhadas pela face interna.

6.3 Para os trocadores com carretel revestido, o tampo do carretel também deve ser revestido. O revestimento anticorrosivo deve se estender, obrigatoriamente, em todo o contorno dos rasgos de encaixe dos divisores de passe, e em toda área de assentamento da junta de vedação.

6.4 Sempre que houver algum revestimento anticorrosivo interno no casco ou o peso do feixe tubular for superior a 29,5 kN (3 000 kgf), é necessário colocar barras de deslizamento no feixe tubular e trilhos no casco, para permitir a remoção do feixe tubular sem danificar o revestimento. Essas barras e trilhos devem ser de material resistente à corrosão pelo fluido do casco.

## **7 FLANGES PRINCIPAIS**

Considera-se como flanges principais (“girth flanges”) os flanges do carretel, do casco, do tampo do casco e do tampo do cabeçote flutuante, não pertencentes a bocais.

### **7.1 Tipos de Flanges Principais**

Os flanges principais devem ser selecionados entre os tipos citados neste item.

#### **7.1.1 Flange de Pescoço**

O flange de pescoço (“welding neck”), de aço forjado, é admitido para qualquer classe e diâmetro.

#### **7.1.2 Flange Sobreposto**

O flange sobreposto (“slip-on”), de aço forjado, é admitido para as classes 150 e 300 e qualquer diâmetro padronizado, porém limitado até 400 °C. O flange tipo “sobreposto” não deve ser usado quando a espessura para corrosão for superior a 3 mm.

#### **7.1.3 Flange Tipo “Anel”**

Os flanges tipo “anel” (“ring type”), de aço forjado, laminado a quente, sem costura, ou fabricados a partir de chapa ou de barra rolada, devem ser selecionados pela pressão de projeto conforme este item.

7.1.3.1 Para pressão de projeto até 2 000 kPa (290 psi) inclusive, qualquer que seja a fabricação, devem obedecer a uma das Figuras 2-4 (7), (8), (8a), (9), (9a), (10), (10a) ou (11) do código ASME, Section VIII, Division 1, desde que a sobreespessura de corrosão seja inferior a 3,0 mm.

7.1.3.2 Para pressão de projeto acima de 2 000 kPa (290 psi), qualquer que seja a fabricação, devem obedecer a uma das Figuras 2-4 (7) ou (11) do código ASME, Section VIII, Division 1.

### **7.2 Cálculo dos Flanges**

7.2.1 Os flanges de aço forjado que tenham todas as suas dimensões (inclusive círculo de furação, número e diâmetro dos parafusos) exatamente de acordo com o ASME B16.5 ou ASME B16.47, são aceitos para as pressões e temperaturas de trabalho até os limites estabelecidos nesta Norma, sem que sejam necessários cálculos especiais.

7.2.2 Os flanges com quaisquer outras dimensões ou sistemas de construção devem obrigatoriamente ser calculados pelo código ASME, Section VIII, Division 1, devendo os cálculos ficarem sempre disponíveis para verificação da PETROBRAS, quando solicitado.

### **7.3 Fabricação**

7.3.1 A obtenção de flange tipo “de pescoço” (“welding neck”) a partir da usinagem de anel forjado é permitida somente em casos excepcionais e quando aceita pela PETROBRAS. Nesse caso, deve ser feito teste de tração nas 3 direções.

7.3.2 Os flanges de anel fabricados a partir de barra ou de chapa, de qualquer classe, devem ser obtidos de anéis calandrados ou prensados, tendo no máximo 2 soldas de topo totalmente radiografadas. Esses flanges devem ter tratamento térmico como exigido pelo código ASME, Section VIII, Division 1, e as superfícies da chapa original devem ficar paralelas ao eixo do flange acabado. Esses flanges só são permitidos quando aceitos pela PETROBRAS.

### **7.4 Tipos de Face e Juntas**

Os tipos de face e juntas para flanges principais devem ser selecionadas pela FIGURA A-1 e pela TABELA A-1 do ANEXO A.

### **7.5 Parafusos e Furação dos Flanges**

O diâmetro mínimo dos parafusos dos flanges deve ser de 3/4”. Todas as roscas devem ser conforme padrão ASME B1.1 classe 2A, exceto quando especificado em contrário. Os furos dos parafusos são classe 2B e devem ser broqueados e as superfícies de assentamento das porcas nos flanges devem ser usinadas com acabamento mínimo de rugosidade média máxima de 0,003 mm (0,000125 in). A furação dos flanges deve ser simétrica em relação as direções N-S ou E-O de projeto, ou à vertical.

## **8 FLANGE DO TAMPO DO CABEÇOTE FLUTUANTE**

O flange do tampo do cabeçote flutuante deve preferencialmente ser conforme a Figura 1-6 (d) do código ASME, Section VIII, Division 1.

## **9 ESPELHOS**

9.1 Os espelhos devem ser de construção forjada ou fabricados a partir de chapa, devendo a construção forjada ser adotada sempre que possível. No caso de o espelho ser obtido por chapas soldadas deve ser feita radiografia total ou ultra-som na solda.

9.2 Os espelhos soldados ao casco (ou ao carretel) devem obedecer a uma das seguintes figuras do código ASME, Section VIII, Division 1: UW-13.2 (i), UW-13.2 (j), UW-13.2 (k) e UW. 13.3 (todos os tipos). Não são permitidos espelhos com a solda mostrada nas figuras UW-13.2 (h) e UW-13.2 (l). Os espelhos que sejam de acordo com qualquer dos tipos mostrados na Figura UW-13.3 devem ser sempre de construção forjada, independente do diâmetro e do material.

9.3 Os detalhes de fixação para espelhos fixos devem ser conforme a FIGURA A-2 do ANEXO A.

9.4 Como regra geral, os tubos devem ser expandidos e mandrilados nos furos dos espelhos. A extremidade dos tubos deve ultrapassar em 3 mm a superfície do espelho exceto nos trocadores verticais onde a extremidade dos tubos deve facear a superfície do espelho superior. Deve haver no mínimo 2 rasgos de mandrilagem, no metal-base em cada furo do espelho, com aproximadamente 3 mm de largura e 0,4 mm de profundidade. No caso de espelho cladeado deve haver mais 1 rasgo de mandrilagem, feito no "clad".

9.5 Para a ligação tubo-espelho por mandrilagem, o revestimento metálico deve ter uma espessura mínima de 9 mm, para conter integralmente o 3º rasgo de mandrilagem dos tubos. A distância mínima entre o bordo do rasgo e a face externa do revestimento deve ser de 3 mm.

9.6 A mandrilagem não deve ser usada nos seguintes casos:

- a) serviço de classe igual ou maior que o ASME 600;
- b) serviço com fluido letal, em somente um dos lados (lado do casco ou lado dos tubos), com pressão de operação superior à pressão de operação do outro fluido;
- c) serviço cujo vazamento seja inadmissível (exemplos: H<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S), em somente um dos lados (lado do casco ou lado dos tubos), com pressão de operação superior à pressão de operação do outro fluido (serviço).

9.7 A ligação tubo x espelho deve ser por solda de resistência total conforme ASME, Section VIII, Division 1, item UW-20 (a) (1), nos casos citados no item 9.6. Nesses casos, só é permitido outro tipo de ligação tubo x espelho quando explicitamente permitido pela PETROBRAS. Sempre que for usada a solda de resistência, o tubo deve ser expandido dentro do furo.

9.8 Para os espelhos com revestimentos metálicos anticorrosivos, o revestimento anticorrosivo deve se estender, obrigatoriamente, em todo o contorno dos rasgos de encaixe dos divisores de passe e em toda área de assentamento de junta de vedação.

9.9 No caso da ligação tubo-clad ser obtida por solda de selagem, a espessura mínima do "clad" é de 3 mm.

9.10 A distância mínima entre o bordo dos furos para os tubos, e, o rebaixo para junta periférica, deve ser de 1,5 mm para os tubos mandrilados no espelho, e, 3,0 mm para os tubos soldados no espelho.

## **10 FEIXE TUBULAR**

10.1 O peso máximo aceitável para o feixe tubular é 98,1 kN (10 000 kgf). Pesos superiores a esse valor devem ter sua utilização aprovada pela PETROBRAS, e, neste caso, o fabricante deve prover o trocador de dispositivo próprio que permita a remoção e montagem do feixe tubular.

10.2 As chicanas do feixe tubular não devem ter espessura inferior ao dobro do valor da sobreespessura para corrosão adotada para o casco. Sempre que necessário, as chicanas transversais devem ter rasgo para permitir a completa drenagem do casco.

10.3 Nos espelhos com feixe em “U”, devem ser observados os seguintes valores mínimos para o raio médio de curvatura dos tubos:

- a) tubos de 3/4” de diâmetro externo: 35 mm;
- b) tubos de 1” de diâmetro externo: 40 mm.

Notas: 1) Os tubos em “U” devem ser sempre tubos inteiros, não se admitindo emendas circunferenciais.  
2) O fabricante deve avaliar a necessidade de tratamento térmico para alívio de tensões residuais após a dobração.

10.4 Equipamento com cabeçote tipo A ou B deve ter anel de teste especial (flange companheiro) que permita a pressurização do casco, para teste, com o espelho no lugar e o cabeçote removido. Alternativamente, admite-se o espelho com o mesmo diâmetro externo dos flanges do casco.

10.5 Os trocadores verticais devem ter o feixe tubular removível por cima.

## **11 TAMPO DO CABEÇOTE FLUTUANTE**

11.1 O tampo do cabeçote flutuante deve ter uma das configurações apresentadas na FIGURA A-3 do ANEXO A.

11.2 Os parafusos do tampo do cabeçote flutuante devem ser facilmente acessíveis estando o tampo do casco removido.

## **12 JUNTA DE EXPANSÃO**

### **12.1 Geral**

12.1.1 A junta de expansão só deve ser utilizada quando especificada ou autorizada pela PETROBRAS, sendo proibido o seu emprego nos casos:

- a) serviço letal;
- b) equipamento operando com gás em pressão acima de valor a ser dado conforme o projeto.

12.1.2 O fornecedor deve levar em conta, além dos movimentos externos especificados a serem absorvidos na junta de expansão, também aqueles decorrentes da própria geometria da junta. Possíveis interferências da camisa interna da junta com o corpo, devido aos movimentos de rotação, devem ser verificados pelo fornecedor.

12.1.3 Todas as juntas devem ser projetadas para um mínimo de 5 000 ciclos coincidentes de pressão e de temperatura de projeto.

12.1.4 A junta de expansão deve ter uma camisa interna soldada na extremidade a montante do fluxo, de forma a minimizar depósitos e erosão no fole.

12.1.5 A junta de expansão pode ser pré-tensionada na montagem, de modo a minimizar as tensões na junta, quando o trocador entrar em operação. O deslocamento de projeto deve ser baseado na temperatura do fluido mais quente. O pré-tensionamento deve ser executado nas instalações do fornecedor antes do transporte.

12.1.6 Todas as soldas do corpo da junta devem ser solda de topo. A inspeção deve ser 100 % de radiografia (raios X ou gamagrafia) e 100 % de partículas magnéticas ou líquido penetrante, incluindo as soldas dos foles com o corpo.

12.1.7 Todas as soldas dos foles devem ser 100 % inspecionadas com líquido penetrante e 100 % radiografadas, antes da conformação do tubo para confecção do fole, e inspecionadas com 100 % de líquido penetrante após a conformação.

## **12.2 Junta de Expansão Externa**

12.2.1 Nos foles prever caixa de proteção externa removível para contenção do fluido, no caso de vazamento, com alarme na casa de controle. Prever também local para drenagem. Este anteparo externo não deve ser isolado termicamente, e deve também servir ao transporte da junta, protegendo os foles.

12.2.2 Prever sistema de suportação adicional no equipamento, ou posicionar a junta de modo a que não hajam sobre ela outros esforços que a pressão, peso próprio e os descolamentos devido à dilata o a serem absorvidos.

## **12.3 Junta de Expansão Interna**

12.3.1 Quando for necessária uma junta de expansão para trocadores com uma só passagem nos tubos, a junta deve ser colocada internamente, entre o tampo do cabeçote flutuante e o tampo do casco (ver FIGURA A-4 do ANEXO A).

12.3.2 A junta de expansão interna deve ser projetada para os valores totais de pressão interna e externa, aplicadas independentemente.

### **13 BOCAIS**

Os bocais devem ser conforme a norma PETROBRAS [N-253](#) e conforme a norma TEMA.

### **14 OUTROS DETALHES**

14.1 Devem ser colocados parafusos afastadores (“jack-screw”) em todas as ligações dos flanges principais (“girth flanges”).

14.2 É obrigatória a colocação de olhais de suspensão no carretel, no tampo do carretel, tampo do casco e tampo flutuante, conforme a norma PETROBRAS [N-2159](#). Quando houver isolamento térmico, os olhais devem ter um comprimento suficiente para não interferir no isolamento. Os olhais devem ser colocados de forma que a peça seja suspensa a prumo.

14.3 Devem ser previstos também furos rosqueados nos espelhos dos feixes tubulares, para permitir a colocação de olhais para retirada do feixe. Em espelhos com revestimento anticorrosivo, esses furos devem ficar na periferia, fora do revestimento.

14.4 Exceto em casos excepcionais sujeitos à aprovação prévia da PETROBRAS, não são permitidas ligações com parafusos prisioneiros, no casco, no carretel ou nos espelhos.

14.5 Nos trocadores com fluxo em duas fases no lado do casco, e nos demais casos preconizados pelo TEMA, é importante que o quebra-jato no bocal da entrada do casco tenha 2 chapas com rasgos alternados, como mostra a FIGURA A-5 do ANEXO A. Os rasgos não devem ficar na projeção dos tubos.

14.6 Todos os parafusos externos devem ter uma sobra no comprimento roscado igual à espessura da porca, após o aperto. A sobra no comprimento roscado permite o uso de dispositivo de tensionamento do parafuso durante o aperto.

### **15 SUPORTES**

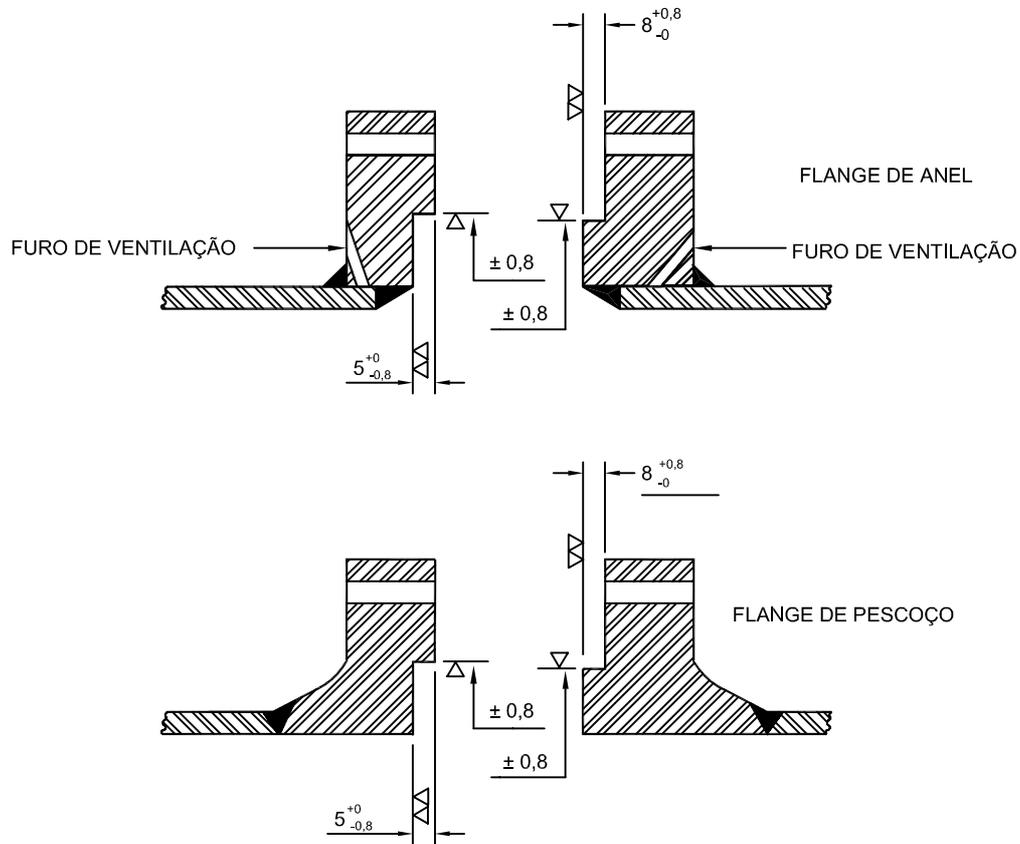
Os suportes devem ser conforme a norma PETROBRAS [N-2159](#).

### **16 PLACA DE IDENTIFICAÇÃO**

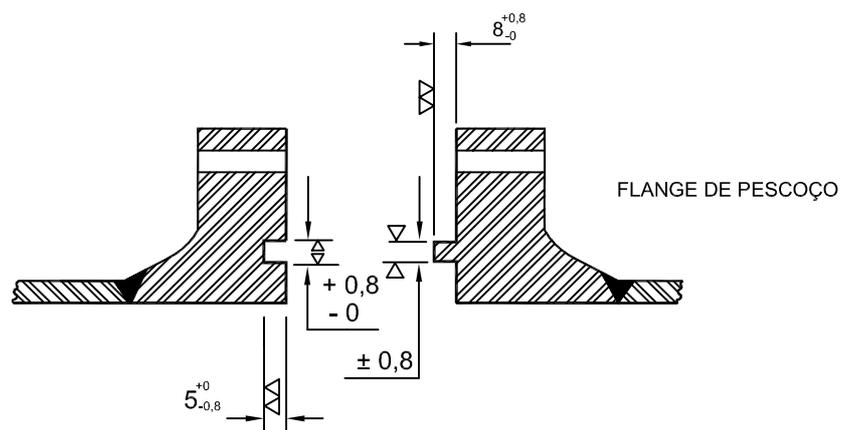
Todos os trocadores devem ter uma placa de identificação conforme a norma PETROBRAS [N-2159](#).

**/ANEXO A**

**ANEXO A - FIGURAS E TABELA**

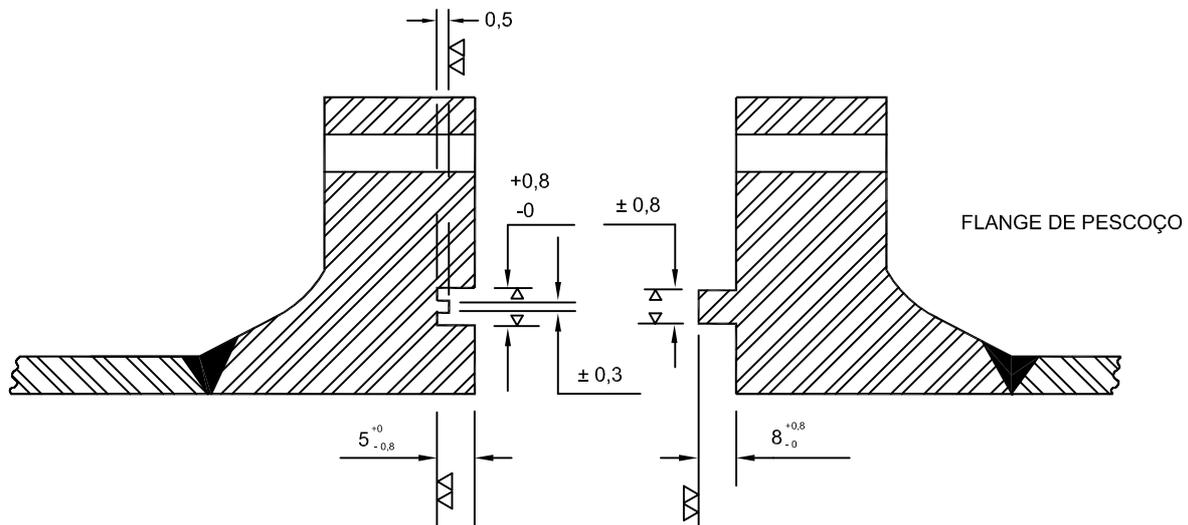


**FIGURA A-1.1 - Tipo "Macho/Fêmea"**



**FIGURA A-1.2 - Tipo "Tongue/Groove"**

**FIGURA A-1 - TIPOS DE FACES PARA FLANGES PRINCIPAIS ("GIRTH FLANGES")**

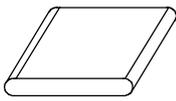
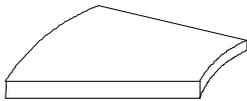


**FIGURA A-1.3 - Tipo "Tongue/Groove" com "Nubbin"**

- NOTAS: 1) OS FLANGES PRINCIPAIS DEVEM SER PARA JUNTA CONFINADA ("STANDARD CONFINED JOINT CONSTRUCTION"), A NÃO SER QUANDO ESPECIFICADA EM CONTRÁRIO. QUANDO ESSES FLANGES TIVEREM A FACE DO TIPO "LINGÜETA E RANHURA" ("TONGUE AND GROOVE"), AS RANHURAS DEVEM SER FEITAS NO ESPELHO FIXO E NO TAMPO DO CARRETEL.
- 2) PARA JUNTAS DO TIPO DUPLA CAMISA FACE LISA COM AMIANTO OU METÁLICA MACIÇA, OS FLANGES DEVEM TER FACE COM ACABAMENTO LISO COM RUGOSIDADE MÉDIA ( $R_a$  - CONFORME NORMA ABNT NBR 6405) DE NO MÁXIMO 0,0015 mm (0,000063 in =  $\nabla$ ).
- 3) USAR ACABAMENTO DE RUGOSIDADE MÉDIA ( $R_a$  - CONFORME NORMA ABNT NBR 6405) DE NO MÁXIMO 0,003 mm (0,000125 in) ONDE INDICADO  $\nabla$ .

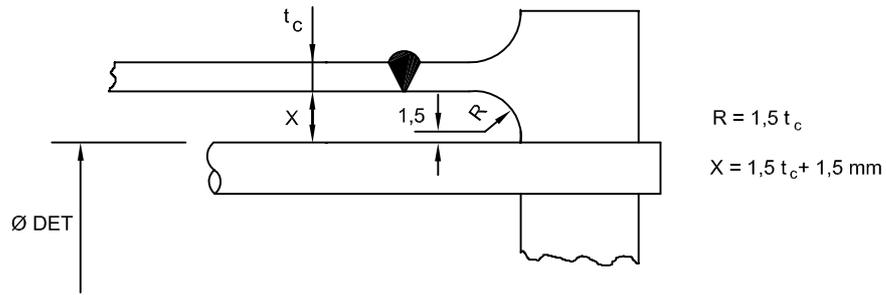
**FIGURA A-1 - TIPOS DE FACES PARA FLANGES PRINCIPAIS ("GIRTH FLANGES")**

**TABELA A-1 - TIPO DE JUNTAS PARA FLANGES PRINCIPAIS (“GIRTH FLANGES”)**

Tipo de Junta	Material	Fator de Junta m	Tensão de Assentamento Mín. de Projeto $\gamma$ (psi)	Esquema
Dupla Camisa Face Lisa c/ Amianto ou Grafite Flexível	ALUMÍNIO	3,25	5 500	
	COBRE OU LATÃO	3,50	6 500	
	AÇO-CARBONO	3,75	7 600	
	<sup>1</sup> MONEL®	3,50	8 000	
	4-6 % CROMO	3,75	9 000	
	AÇO INOX	3,75	9 000	
Metálica Maciça	ALUMÍNIO	4,00	8 800	
	COBRE OU LATÃO	4,75	13 000	
	AÇO-CARBONO	5,50	18 000	
	MONEL® OU 4-6% CROMO	6,00	21 800	
	AÇO INOX	6,50	26 000	

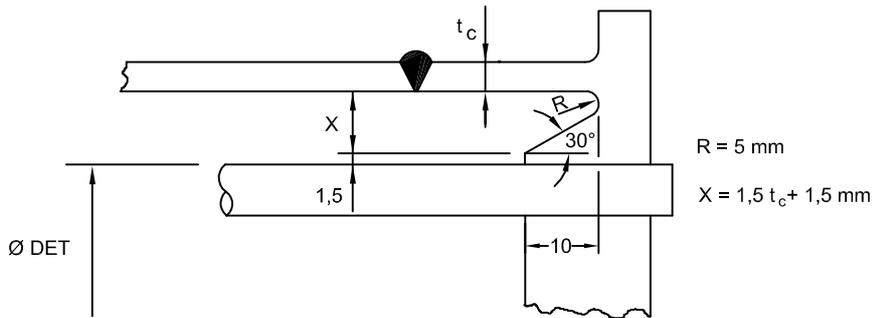
- Notas:
- 1) TABELA A-1 está em conformidade com o ASME Section VIII, Division 1.
  - 2) Exceto quando especificado de outra forma, as juntas para todos os flanges principais (“girth flanges”) de trocadores de calor devem ser selecionadas conforme:
    - a) para classes de pressão 150 # e 300 #, com temperatura de projeto entre 0 °C e 250 °C: junta do tipo dupla camisa de aço-carbono face lisa com amianto ou grafite flexível para flanges com face do tipo “macho/fêmea”;
    - b) para classes de pressão 150 # e 300 #, com temperatura de projeto inferior a 15 °C ou superior a 250 °C, ou classes de pressão 400 # e 600 # para qualquer temperatura de projeto: junta do tipo dupla camisa de aço inox austenítico face lisa com amianto ou grafite flexível para flanges com face do tipo “macho/fêmea”;
    - c) para classes de pressão 600 # operando gás ou vapor ou classes de pressão 900 #, ou mais altas, para qualquer temperatura de projeto: junta metálica maciça para flanges com face do tipo “tongue/groove” ou “tongue/groove com nubbin”; neste caso o material da junta não deve formar par galvânico com o flange e sua dureza deve ser 30 “Brinell” inferior à dureza da face do flange, sendo indicados os seguintes valores de dureza máxima em função do material da junta:
      - material da junta: aço-carbono - dureza máxima: 90 HB;
      - material da junta: aço liga 1 @ 5 % Cr - dureza máxima: 130 HB;
      - material da junta: aço inox 304 ou 316 - dureza máxima: 130 HB;
      - material da junta: aço inox 304L ou 316L - dureza máxima: 110 HB;
    - d) em qualquer tipo de junta especificada a natureza do fluido em contato com a junta deve ser levada em consideração quando da especificação de seu material.

<sup>1</sup>MONEL® (metal monel): material de propriedade da “International Nickel Corp.”. Esta informação é dada para facilitar aos usuários desta Norma e não significa uma utilização obrigatória do produto citado. É possível ser utilizado produto equivalente, desde que conduza a resultado igual.



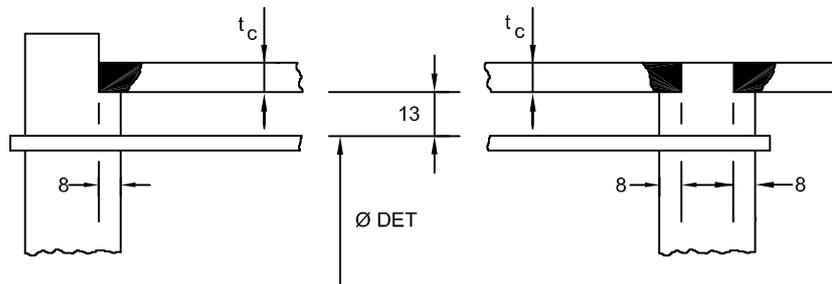
DETALHE 1

RAIO DE CONCORDÂNCIA NO ESPELHO, NA REGIÃO EM QUE É SOLDADO AO CASCO (CONFORME ASME SECTION VIII).



DETALHE 2

RAIO DE CONCORDÂNCIA NO ESPELHO, NA REGIÃO EM QUE É SOLDADO AO CASCO (CONFORME ASME SECTION VIII).



DETALHE 3

ESPELHO SOLDADO DIRETO AO CASCO (CONFORME ASME SECTION VIII).

NOTA: TODAS AS DIMENSÕES EM MILÍMETROS.

**FIGURA A-2 - DETALHES DE FIXAÇÃO PARA ESPELHOS FIXOS**

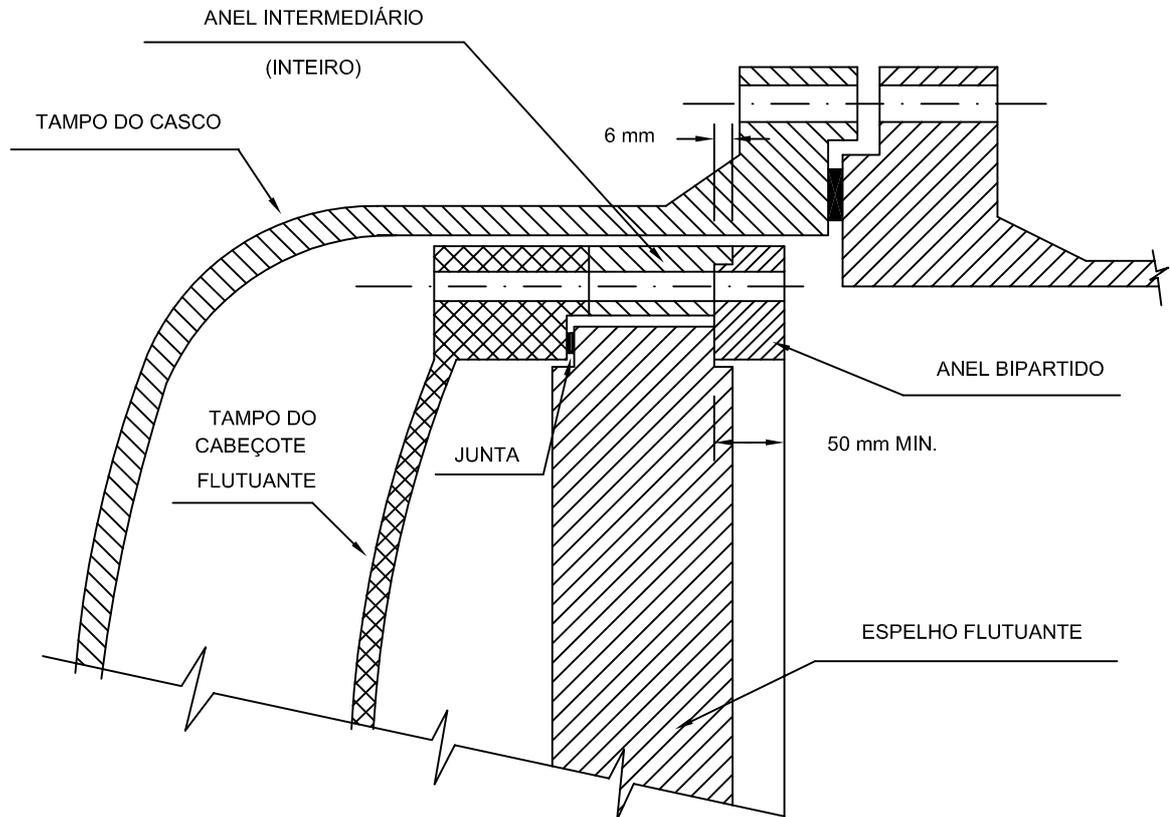
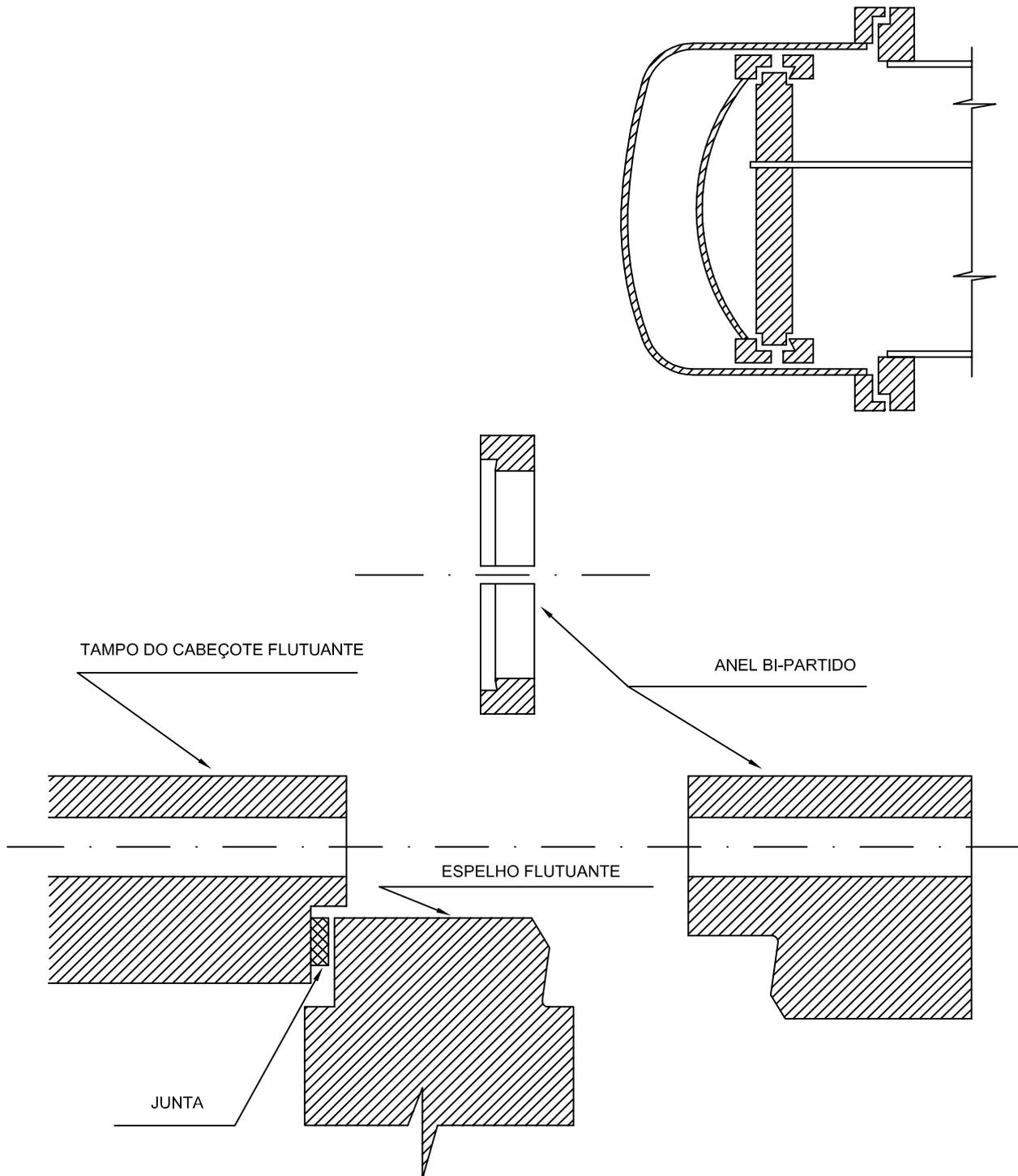


FIGURA A-3.1 - Configuração 1

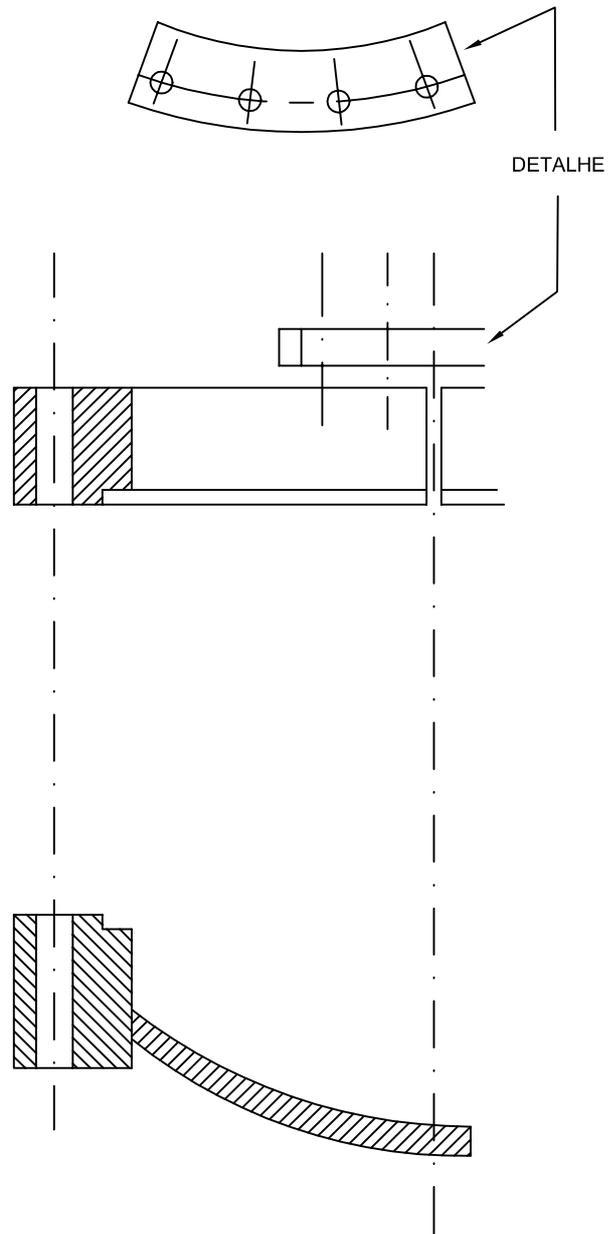
FIGURA A-3 - MONTAGEM DO TAMPO DO CABEÇOTE FLUTUANTE



NOTA: O CÁLCULO PARA ESTA CONFIGURAÇÃO 2 DEVE SER FEITO CONFORME A NORMA BS 5500 - ENQUIRY CASE 36.

**FIGURA A-3.2 - Configuração 2**

**FIGURA A-3 - MONTAGEM DO TAMPO DO CABEÇOTE FLUTUANTE**



**FIGURA A-3.3 - Chapa de Atracação para as Configurações 1 e 2**

**FIGURA A-3 - MONTAGEM DO TAMPO DO CABEÇOTE FLUTUANTE**

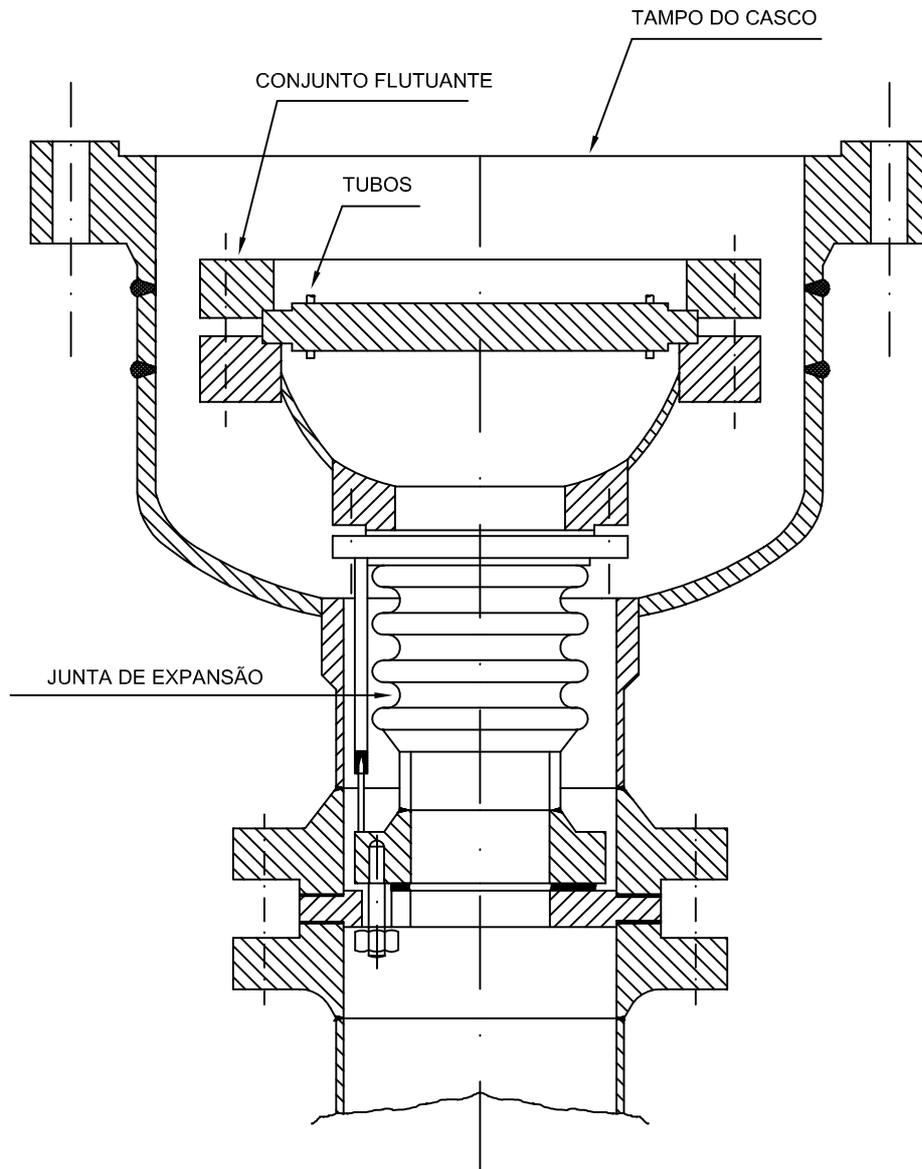
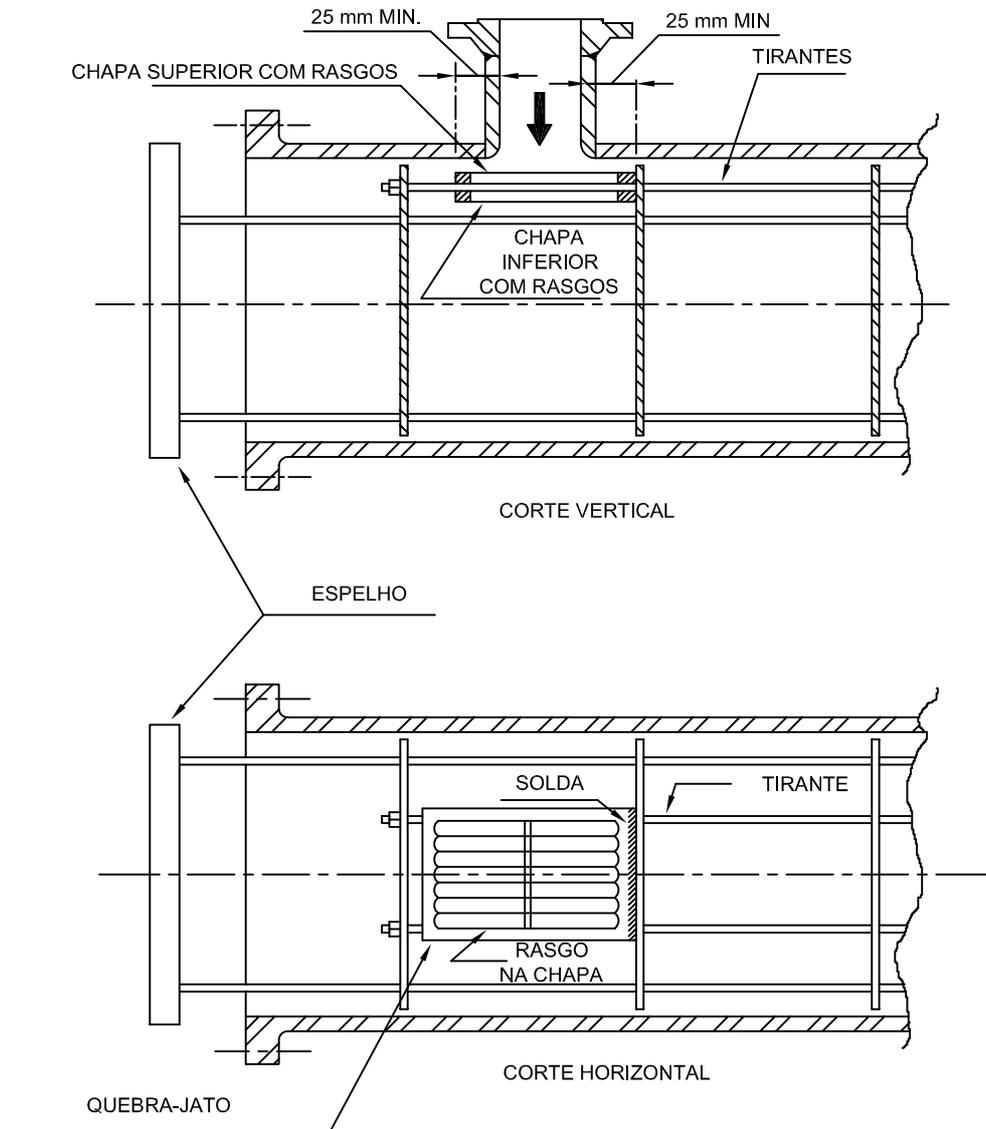


FIGURA A-4 - JUNTA DE EXPANSÃO INTERNA



- NOTAS: 1) OS RASGOS NAS 2 CHAPAS DEVEM SER DESENCONTRADOS.  
 2) A ÁREA TOTAL DOS RASGOS EM CADA CHAPA DEVE SER EQUIVALENTE À ÁREA DE ENTRADA DO BOCAL.

**FIGURA A-5 - QUEBRA-JATO PARA FLUIDOS EM 2 FASES**

