

CONTEC - SC-05
Instalações e Operações Marítimas**ESTRUTURAS OCEÂNICAS -
FABRICAÇÃO E MONTAGEM
DE UNIDADES FIXAS**

1ª Emenda

Esta é a 1ª Emenda da Norma PETROBRAS N-1852 REV. E, devendo ser grampeada na frente da Norma e se destina a modificar o seu texto na parte indicada a seguir.

Esta 1ª Emenda promove correções gráficas na TABELA 3 - EXTENSÃO E SELEÇÃO DE ENSAIOS NÃO-DESTRUTIVOS (%), ficando como abaixo:

**TABELA 3 - EXTENSÃO E SELEÇÃO DE ENSAIOS NÃO-DESTRUTIVOS
(%) (1), (2), (3), (4), (8), (9), (10), (11), (12), (13) E (14)**

Nível de Inspeção	Tipo de Solda		Convés			Jaqueta			Estacas		
			ER (14)	US	PM (5) (6)	ER (14)	US	PM (5) (6)	ER (14)	US	PM (5) (6)
I	Chapas e Perfis	JASA	-	-	100	-	-	100	-	-	-
		JTPT	-	50	100	20	50	100	-	-	-
		JAPT	-	100	100	-	100	100	-	-	-
	Tubos	JASA	-	-	100	-	-	100	-	-	20(7)
		JTPT longitudinal	5	50	100	5	50	100	5	20	20
		JTPT circular	5	100	100	5	100	100	5	100	100
		TUBULAR	-	100	100	-	100	100	-	-	-
II	Chapas e Perfis	JASA	-	-	50	-	-	50	-	-	-
		JTPT	-	50	50	-	20	20	-	-	-
		JAPT	-	50	50	-	20	20	-	-	-
	Tubos	JASA	-	-	20	-	-	20	-	-	-
		JTPT Longitudinal	5	20	20	5	20	20	-	-	-
		JTPT Circular	5	20	50	5	50	50	-	-	-
		TUBULAR	-	20	20	-	20	100	-	-	-

ESTRUTURAS OCEÂNICAS - FABRICAÇÃO E MONTAGEM DE UNIDADES FIXAS

Procedimento

Esta Norma substitui e cancela a sua revisão anterior.

Toda esta Norma foi alterada em relação à 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 itens da mesma.

Requisito Mandatório: Prescrição estabelecida como a mais adequada e que deve ser utilizada estritamente em conformidade com esta Norma. Uma eventual resolução de não segui-la ("não-conformidade" com esta Norma) deve ter fundamentos técnico-gerenciais e deve ser aprovada e registrada pelo Órgão da PETROBRAS usuário desta Norma. É caracterizada pelos verbos: "dever", "ser", "exigir", "determinar" e outros verbos de caráter impositivo.

Prática Recomendada (não-mandatária): Prescrição que pode ser utilizada nas condições previstas por esta Norma, mas que admite (e adverte sobre) a possibilidade de alternativa (não escrita nesta Norma) mais adequada à aplicação específica. A alternativa adotada deve ser aprovada e registrada pelo Órgão da PETROBRAS usuário desta Norma. É caracterizada pelos verbos: "recomendar", "poder", "sugerir" e "aconselhar" (verbos de caráter não-impositivo). É indicada pela expressão: **[Prática Recomendada]**.

Cópias dos registros das "não-conformidades" com esta Norma, que possam contribuir para o aprimoramento da mesma, devem ser enviadas para a CONTEC - Subcomissão Autora.

As propostas para revisão desta Norma devem ser enviadas à CONTEC - Subcomissão Autora, indicando a sua identificação alfanumérica e revisão, o item a ser revisado, a proposta de redação e a justificativa técnico-econômica. As propostas são apreciadas durante os trabalhos para alteração desta Norma.

"A presente Norma é titularidade exclusiva da PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS, de uso interno na Companhia, e qualquer reprodução para utilização ou divulgação externa, sem a prévia e expressa autorização da titular, importa em ato ilícito nos termos da legislação pertinente, através da qual serão imputadas as responsabilidades cabíveis. A circulação externa será regulada mediante cláusula própria de Sigilo e Confidencialidade, nos termos do direito intelectual e propriedade industrial."

CONTEC

Comissão de Normas
Técnicas

SC - 05

Instalações e Operações Marítimas

Apresentação

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

1 OBJETIVO

1.1 Esta Norma fixa as condições exigíveis para a fabricação e montagem de estruturas oceânicas fixas de aço utilizadas em produção de petróleo e gás natural.

1.2 Esta Norma se aplica até a solda de ligação da estrutura com elementos complementares, inclusive, tais como tanques de flutuação, “risers”, elementos dos sistemas de drenagem, grauteamento e alagamento.

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

1.4 Esta Norma contém Requisitos Mandatórios e Práticas Recomendadas.

2 DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

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

PETROBRAS N-13	- Aplicação de Tinta;
PETROBRAS N-115	- Fabricação, Montagem e Condicionamento de Tubulações Industriais;
PETROBRAS N-133	- Soldagem;
PETROBRAS N-1374	- Pintura de Plataforma Marítima de Exploração e de Produção;
PETROBRAS N-1590	- Ensaio Não-Destrutivo - Qualificação de Pessoal;
PETROBRAS N-1594	- Ensaio Não-Destrutivo - Ultra-Som;
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-1620	- Recebimento, Armazenagem e Manuseio de Materiais e Equipamentos para Proteção Catódica;
PETROBRAS N-1643	- Instalação de Anodos Galvânicos e Inertes;
PETROBRAS N-1644	- Construção de Fundações e de Estruturas de Concreto Armado;
PETROBRAS N-1678	- Estruturas Oceânicas - Aço;
PETROBRAS N-1729	- Anodos de Liga de Alumínio;
PETROBRAS N-1738	- Descontinuidades em Juntas Soldadas, Fundidos, Forjados e Laminados;
PETROBRAS N-1789	- Uso da Cor em Plataformas Marítimas;
PETROBRAS N-1812	- Estruturas Oceânicas;
PETROBRAS N-1859	- Consumível de Soldagem com Propriedade Assegurada;
PETROBRAS N-1892	- Içamento de Estruturas Marítimas de Aço;
PETROBRAS N-1965	- Movimentação de Carga com Guindaste;
PETROBRAS N-2125	- Pesagem de Estruturas Marítimas;

PETROBRAS N-2301	- Elaboração da Documentação Técnica de Soldagem;
ABENDE NA-001	- Qualificação de Pessoal em Ensaios Não-Destrutivos;
ANSI/AWS D 1.1	- Structural Welding Code - Steel;
API RP 2A	- Recommended Practice for Planning, Designing, and Constructing Fixed Offshore Platforms;
API RP 2X	- Recommended Practice for Ultrasonic Examination of Offshore Structural Fabrication and Guidelines for Qualification of Ultrasonic Technicians;
API SPEC 2B	- Specification for Fabricated Structural Steel Pipe;
ASME	- Boiler and Pressure Vessel Code - Section IX;
ASTM A 6	- Specification for General Requirements for Rolled Steel Plates, Shapes, Sheet Piling and Bars for Structural use;
ASTM A 20	- Specification for General Requirements for Steel Plates for Pressure Vessels;
ASTM A 370	- Test Methods and Definitions for Mechanical Testing of Steel Products;
ASTM E 92	- Test Method for Vickers Hardness of Metallic Materials;
BSI BS-5500	- Specifications for Unfired Fusion Welded Pressure Vessels;
BSI BS-5996	- Methods for Ultrasonic Testing and Specifying Quality Grades of Ferritic Steel Plate;
FBTS N-001	- Qualificação e Certificação de Inspetores de Soldagem.

3 DEFINIÇÕES

Para os propósitos desta Norma são adotadas as definições indicadas nos itens 3.1 a 3.8.

3.1 Componente

Chama-se componente a qualquer peça saída de fábrica, tais como virola, tramo e nó (ver FIGURA 1, detalhes 1, 2 e 4) ou ao subconjunto formado por duas ou mais peças fabricadas, tais como, tramo e nó com membro tubular (ver FIGURA 1, detalhe 5).

3.2 Grau de Conformação

Relação entre a espessura e o dobro do raio de curvatura da superfície externa de uma peça conformada.

3.3 Junta Tubular

Junta soldada entre a extremidade, recortada convenientemente, de um contraventamento ou ramificação e a superfície externa do tronco (ver FIGURA 2).

3.4 Junta Tubular Sobreposta (“Overlapping Joint”)

Junta soldada entre a extremidade recortada de um contraventamento ou ramificação e a superfície externa de outro contraventamento ou ramificação (ver FIGURA 2).

3.5 Membro Tubular

Subconjunto final resultante da soldagem, por junta de topo, das extremidades de dois ou mais tramos com eixo comum (ver FIGURA 1, detalhe 3).

3.6 Plano Crítico

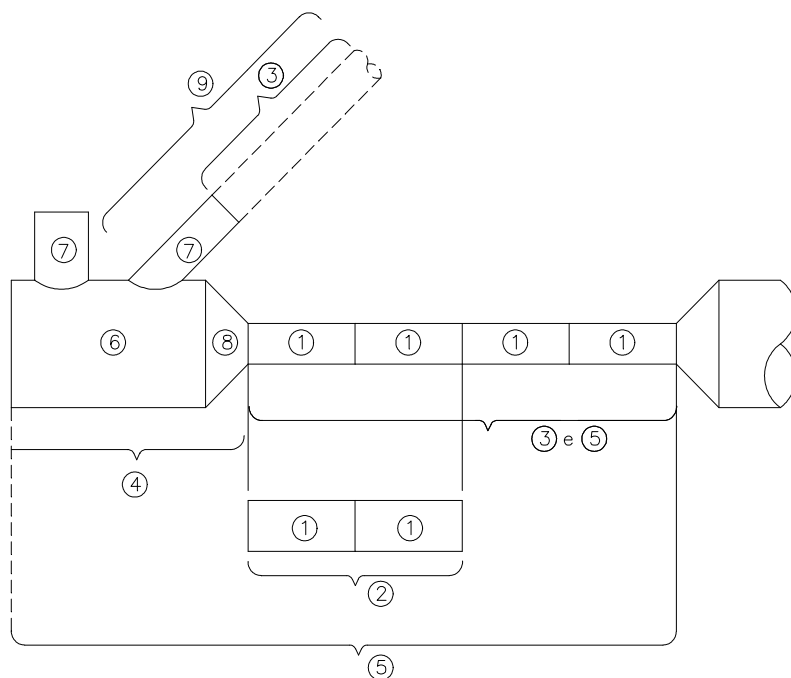
Qualquer plano definido por pelo menos duas juntas soldadas no mar unindo dois conjuntos ou subconjuntos.

3.7 Tramo

Peça resultante da soldagem, por junta de topo, das extremidades de duas ou mais virolas ou dois ou mais tubos sem costura com eixo comum. O tramo deve ser soldado a virola(s) e/ou outro(s) tramo(s) e/ou cone(s) para formar um membro tubular, uma estaca ou o tronco de um nó (ver FIGURA 1, detalhe 2).

3.8 Virola

Peça cilíndrica fabricada pela conformação de uma chapa e posterior soldagem por junta de topo, ao longo da geratriz de fechamento da superfície cilíndrica (ver FIGURA 1, detalhe 1).



- ① VIOLA
- ② TRAMO: ANTES DA SOLDAGEM A OUTRO COMPONENTE
- ③ MEMBRO TUBULAR
- ④ NÓ
- ⑤ SUBCONJUNTO
- ⑥ TRONCO (CLM)
- ⑦ RAMIFICAÇÃO (STUB)
- ⑧ CONE
- ⑨ CONTRAVENTAMENTO

FIGURA 1 - COMPONENTES TUBULARES DE UMA ESTRUTURA OCEÂNICA

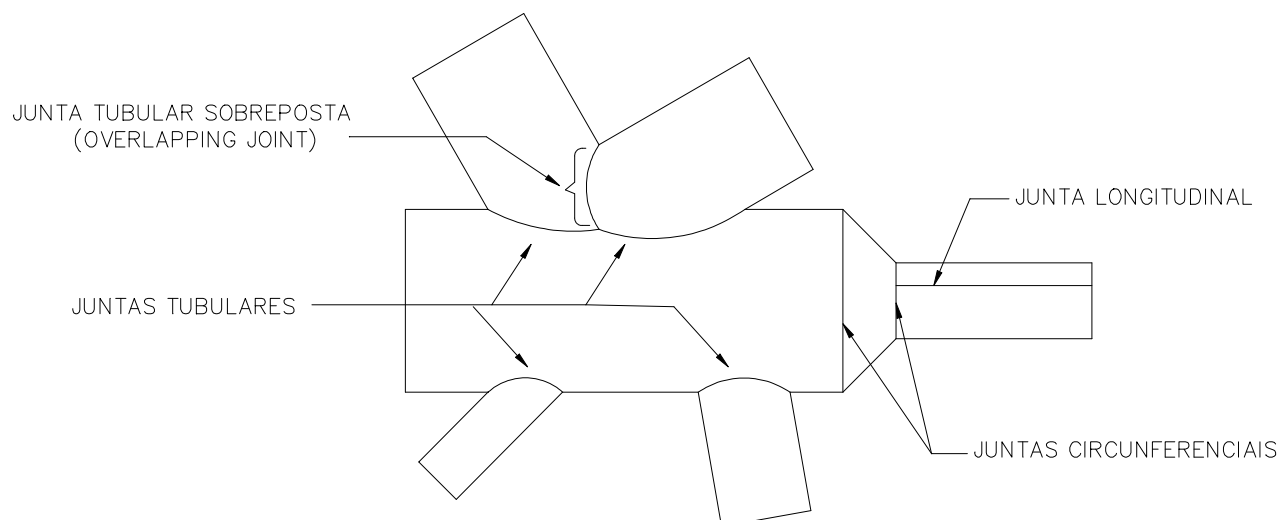


FIGURA 2 - DIVERSOS TIPOS DE JUNTAS SOLDADAS

4 CONDIÇÕES GERAIS

4.1 Documentação

4.1.1 O procedimento de recebimento, identificação e armazenagem de materiais e componentes deve conter o seguinte conteúdo mínimo na seqüência indicada:

- a) objetivo;
- b) normas aplicáveis;
- c) definições;
- d) critérios de conferência dos documentos de fabricação: certificado de fabricação dos componentes, certificados de qualidade dos materiais, laudos de E.N.D. e exames dimensionais;
- e) método e extensão da inspeção de recebimento, incluindo os seguintes itens: identificação, estado geral da superfície, exame dimensional e proteção das peças e componentes;
- f) sistema de identificação e método de marcação;
- g) definição das condições de armazenagem, da divisão das áreas de armazenamento e do método de estocagem e proteção de todos os componentes e materiais utilizados;
- h) métodos de movimentação de materiais e componentes;
- i) segurança no armazenamento de produtos inflamáveis.

4.1.2 O procedimento de preaquecimento deve conter o seguinte conteúdo mínimo na seqüência indicada:

- a) objetivo;
- b) normas aplicáveis;
- c) definições;
- d) métodos e equipamentos a serem utilizados;
- e) tipo, composição dos combustíveis e comburentes;
- f) método e extensão de verificação e medição dos limites máximo e mínimo de temperatura.

4.1.3 O procedimento de fabricação deve conter o seguinte conteúdo mínimo e na seqüência abaixo:

- a) objetivo;
- b) normas aplicáveis;
- c) definições;
- d) relação dos componentes a serem fabricados;
- e) plano de inspeção com o seguinte conteúdo mínimo:
 - pontos de inspeção previstos ao longo de todo o ciclo de produção, incluindo a inspeção em subfornecedores, a inspeção durante a produção e a inspeção final;
 - características que são inspecionadas em cada ponto;
 - tipos de exames, ensaios, testes ou verificações a serem efetuados em cada ponto;
 - indicação dos procedimentos que são utilizados;
 - indicação dos critérios de aceitação;
 - indicação dos pontos de espera obrigatórios;
 - planos de amostragem, se utilizados;
- f) sistema de transferência e identificação dos componentes de acordo com o plano de corte;
- g) método de traçagem, corte e transferência da identificação;
- h) processos de conformação;
- i) tipo de bases, suportes e guias utilizados;
- j) método de acoplamento, ajustagem e pré-fixação de componentes:
 - posição relativa dos componentes (método e equipamentos de verificação, medições e locais para execução das medições);
 - dispositivos de ajustagem e pré-fixação (tipos, aplicação, quantidade, afastamento e dimensões);
 - método de ponteameto;
- k) cuidados gerais a serem adotados na soldagem;
- l) seqüência de montagem dos componentes;
- m) seqüência de soldagem dos componentes;
- n) método de identificação de juntas soldadas;
- o) método de controle e correção de deformação;
- p) controle dimensional (tolerâncias, estudo prévio das contrações pós-soldagem, variações de temperatura, equipamentos, métodos, referências, recalques admissíveis de apoios e plano de inspeção contendo fases da execução).

4.1.4 O procedimento de montagem deve conter, no mínimo, o seguinte conteúdo na seqüência abaixo:

- a) objetivo
- b) normas aplicáveis;
- c) definições;
- d) plano de inspeção com o seguinte conteúdo mínimo:
 - pontos de inspeção previstos ao longo de todo o ciclo de produção, incluindo a inspeção em subfornecedores, a inspeção durante a produção e a inspeção final;
 - características que são inspecionadas em cada ponto;
 - tipos de exames, ensaios, testes ou verificações a serem efetuados em cada ponto;
 - indicação dos procedimentos que são utilizados;
 - indicação dos critérios de aceitação;
 - indicação dos pontos de espera obrigatórios;
 - planos de amostragem, se utilizados;
- e) tipos de bases e suportes provisórios e permanentes, selas de giro e apoios pivotados;
- f) método de alinhamento e nivelamento dos apoios de estrutura;
- g) preparação e testes do terreno;
- h) métodos de acoplamento, ajustagem e pré-fixação de componentes à estrutura:
 - posição relativa dos componentes (método e equipamentos de verificação, medições e locais para execução das medições);
 - dispositivos de ajustagem e pré-fixação (tipos, aplicação, quantidade, afastamento e dimensões);
- i) seqüência de montagem dos componentes;
- j) seqüência de soldagem dos componentes;
- k) método de identificação de juntas soldadas;
- l) tipos de andaimes, escadas e elevadores (plano de instalação, inspeção e, manutenção);
- m) cuidados gerais a serem tomados na soldagem;
- n) método de controle e correção de deformações;
- o) controle dimensional (tolerâncias, estudo prévio das contrações pós-soldagem, variações de temperatura, equipamentos, métodos, referências, recalques admissíveis de apoios, deformações antes, durante e após a montagem, pré-deformações, eixos de seções e plano de inspeção contendo as fases de execução).

4.1.5 O procedimento de recebimento, tratamento, conservação e manuseio de consumíveis de soldagem deve conter o seguinte conteúdo mínimo na seqüência abaixo:

- a) objetivo;
- b) normas aplicáveis;
- c) definições;
- d) sistema de controle de distribuição dos consumíveis para os soldadores e operadores de soldagem;
- e) requisitos exigidos pela norma PETROBRAS [N-133](#).

4.1.6 O procedimento de enchimento adicional, de reparo de solda e metal de base deve conter o seguinte conteúdo mínimo e na sequência indicada:

- a) objetivo;
- b) normas aplicáveis;
- c) definições;
- d) métodos e equipamentos para enchimento adicional;
- e) método para remoção de defeitos:
 - limitações quanto às dimensões de defeitos a reparar, tipos de defeitos, posições, acabamentos;
 - métodos para remoção do metal da região do defeito;
 - fases de inspeção e execução de exames não-destrutivos;
- f) procedimento de soldagem da executante, aplicável;
- g) inspeções finais (exames não-destrutivos);
- h) quantidade máxima de reparos no mesmo local.

4.1.7 O procedimento de tratamento térmico deve conter, no mínimo, os seguintes itens, na sequência indicada:

- a) objetivo;
- b) normas aplicáveis;
- c) definições;
- d) especificações e/ou características dos equipamentos de aquecimento utilizados: dimensões e capacidade;
- e) arranjo físico das peças em tratamento;
- f) método de fixação, remoção de termopares e inspeção de área após remoção;
- g) quantidade e locação dos termopares ao componente: (croquis com a quantidade e locação de termopares, bem como sua posição em relação aos elementos de aquecimento, e isolamento entre eles - termopar/elementos de aquecimento);
- h) características e materiais dos termopares;
- i) região a ser aquecida e isolada;
- j) método para isolamento térmico;
- k) método de preparação das peças: (travamento, suportes e remoção dos mesmos);
- l) parâmetros de tratamentos térmicos;
- m) registros e relatórios.

4.1.8 O procedimento de exame dimensional deve ter o seguinte conteúdo mínimo na sequência indicada:

- a) objetivo;
- b) normas aplicáveis;
- c) definições;
- d) componentes e estruturas a serem inspecionados;
- e) métodos, equipamentos e gabaritos utilizados no exame dimensional de componentes e da estrutura;
- f) descrição do método de execução dos exames: para os componentes e estrutura, incluindo dimensões e geometria a serem inspecionados;
- g) relatórios.

4.1.9 O procedimento de movimentação de cargas deve estar de acordo com a norma PETROBRAS [N-1965](#) e ter o seguinte conteúdo mínimo:

- a) objetivo;
- b) normas aplicáveis;
- c) definições;
- d) condições gerais:
 - máquinas disponíveis;
 - catálogos e tabelas;
 - acessórios utilizados;
 - inspeção das máquinas e acessórios;
- e) plano de movimentação de carga;
- f) memórias de cálculo contendo:
 - critérios adotados para cada plano ou fase específica;
 - cuidados especiais com os componentes a serem movimentados;
 - condições ambientais e de segurança operacional;
 - sistema de sinalização, comunicação e coordenação de operação;
- g) relatório de prova de carga direta sobre o terreno de fundação nas áreas de operação de movimentação de carga, quando a prova de carga for realizada;
- h) memorial descritivo abordando todas as fases de movimentação de carga;
- i) certificado do teste de todos os acessórios de movimentação;
- j) requisitos adicionais.

4.1.10 O procedimento de retirada dos apoios, após a conclusão da estrutura (“Jack-Down”), deve ter o seguinte conteúdo mínimo:

- a) objetivo;
- b) normas aplicáveis;
- c) definições;
- d) equipamentos utilizados:
 - faixa de utilização compatível com os valores previstos;
- e) tipo de apoio:
 - tubos, chapas e/ou perfis metálicos;
- f) verificação dos esforços nos acessórios;
- g) determinação das cargas previstas nos apoios;
- h) diferença de cota prevista e tolerância, após retirada dos apoios, nos pontos de referência;
- i) plano de execução do serviço, e método de retirada dos apoios;
- j) determinação da sequência de retirada dos apoios;
- k) formulário do relatório de registro dos valores dos deslocamentos absolutos da estrutura em cada uma das fases da sequência da retirada;
- l) memória de cálculo de verificação da resistência estrutural, considerando todas as fases da operação.

4.1.11 Procedimento de pesagem

Deve ser elaborado de acordo com a norma PETROBRAS [N-2125](#).

4.2 Preparo do Terreno e Fundações

4.2.1 A preparação do terreno, bem como as fundações e estruturas de concreto armado (blocos e pistas de embarque) devem estar de acordo com a norma PETROBRAS [N-1644](#). O espaçamento entre apoios deve ser tal que não cause deformações ou tensões maiores que as admissíveis no membro apoiado ou no restante da estrutura.

4.2.2 A preparação da carreira de embarque deve obedecer à norma PETROBRAS [N-2002](#).

4.2.3 Deve ser feita uma marcação de eixo e elevação nas bases e suportes.

4.3 Recebimento e Armazenagem

4.3.1 O estado geral da superfície dos materiais e componentes deve atender a ASTM A 20, item 9. Os reparos por solda em chapas na usina não devem ser permitidos.

4.3.2 O certificado deve preencher os requisitos da norma PETROBRAS [N-1678](#), Capítulo 5, para a classe de material correspondente.

4.3.3 Os componentes estruturais devem atender aos requisitos de controle dimensional, posicionamento de soldas e identificação estabelecidos, respectivamente, nos itens 4.6, 5.1.2, 5.2.3 e 5.3.3 desta Norma.

4.3.4 Os chanfros devem ser submetidos a um exame visual dimensional de acordo com o item 4.10.3 desta Norma.

4.3.5 A armazenagem e movimentação não devem causar avarias nos materiais e componentes.

4.3.6 A armazenagem e movimentação devem ser tais que assegurem a preservação da identificação, sua visibilidade e acesso.

4.3.7 Itens tais como chapas e perfis podem ser armazenados ao tempo, com os necessários cuidados para evitar empenos devido à posição inadequada ou escoramento insuficiente e utilizando calços para evitar que fiquem em contato direto com o solo. **[Prática Recomendada]**

4.3.8 Os tubos devem ser armazenados com ligeira inclinação para evitar empoçamentos.

4.3.9 Perfis e tubos galvanizados ou pintados devem ser armazenados com o devido cuidado, a fim de evitar danos na camada protetora.

4.3.10 As chapas devem ser armazenadas umas sobre as outras com defasagem nas bordas para facilitar o manuseio, devendo essa parte defasada ser protegida com óleo à prova d'água. O terreno deve ser em desnível e revestido com brita.

4.3.11 Para armazenagem de tubos pode ser utilizado o arranjo em pirâmide, respeitando-se a resistência do solo. **[Prática Recomendada]**

4.3.12 No caso de recebimento de material para pintura e proteção catódica, deve ser seguido o estabelecido no item 4.9 desta Norma.

4.3.13 Os materiais para pintura devem ser armazenados de acordo com a norma PETROBRAS [N-13](#), item 4.3.

4.3.14 Os materiais para proteção catódica devem ser armazenados segundo a norma PETROBRAS [N-1620](#).

4.3.15 Os consumíveis para soldagem devem estar de acordo com a norma PETROBRAS [N-133](#), itens 4.5.2 a 4.5.6. Deve ser verificado se o número da corrida dos consumíveis para soldagem recebidos coincide com o número da corrida constante nos certificados e se os certificados estão de acordo com as especificações.

4.3.16 Os consumíveis de soldagem devem ser armazenados de acordo com a norma PETROBRAS [N-133](#), itens 4.5.10 e 4.5.11.

4.4 Soldagem

4.4.1 A soldagem deve atender a norma PETROBRAS [N-133](#) além dos requisitos desta Norma.

4.4.2 Os inspetores de soldagem devem estar qualificados pelo Sistema Nacional de Qualificação e Certificação de Pessoal de Soldagem (SNQC-PS), conforme FBTS N-001. No caso dos inspetores de soldagem nível II, é requerida qualificação conforme ANS D1.1.

4.4.3 Os procedimentos de soldagem devem ser elaborados de acordo com a norma PETROBRAS [N-2301](#) além dos requisitos desta Norma.

4.4.4 Qualificação do procedimento de soldagem.

4.4.4.1 Procedimentos de soldagem constantes do Banco de Dados da Fundação Brasileira de Tecnologia da Soldagem (FBTS) são considerados como qualificados, estando sujeitos somente aos testes de produção.

4.4.4.2 Os procedimentos de soldagem devem ser qualificados de acordo com a AWS D 1.1 e os requisitos desta Norma.

4.4.4.3 A limitação das variáveis essenciais deve ser conforme determinado na Parte B da Seção 5.5 da AWS D 1.1 com as exigências adicionais abaixo, sendo que quaisquer alterações das variáveis essenciais requererão uma nova especificação e qualificação do procedimento de soldagem:

- a) troca de polaridade;
- b) troca do consumível (especificação e classificação);
- c) troca do tipo de junta e posição de soldagem conforme definido na Tabela 5.10.5 da AWS D 1.1. As juntas tubulares T, K e Y não são qualificadas pela junta 6GR, porém qualificam todas as outras juntas;
- d) troca dos limites de espessuras conforme definido na TABELA 1 desta Norma e suas Notas;
- e) em juntas tubulares a alteração da relação $d/D \leq 0,75$ para $d/D > 0,75$ exige nova qualificação; a faixa de qualificação dos diâmetros para o membro principal e secundário é a estabelecida pela Tabela 5.10.1 da AWS D 1.1;
- f) juntas tubulares com um ângulo entre o tronco e a ramificação menor que 30° requerem nova qualificação da junta, de acordo com a FIGURA 7 desta Norma, em um ângulo igual ou menor ao que deve ser soldado;
- g) no caso de soldas com eletrodos revestidos, quando a variação de voltagem e/ou de corrente exceder a 15 % dos valores apresentados no registro de qualificação do procedimento de soldagem e/ou a variação de mais de 10 % da velocidade de soldagem;
- h) no caso de preparação do bisel para soldagem, o padrão de acabamento deve preferencialmente ser conforme o previsto no item 3.2.2 da Seção 3 da AWS D 1.1. A adoção do padrão de acabamento definido pela norma AWS C 4.1 "Surface Roughness Guider for Oxygen Cutting", conforme previsto na Nota 4 do item 3.2.2 da AWS D 1.1, na qualificação do procedimento de soldagem, qualifica o padrão de acabamento previsto no item 3.22 da Seção 3 da AWS D 1.1.

4.4.4.4 Para a qualificação dos procedimentos de soldagem devem ser realizados ensaios não-destrutivos e ensaios mecânicos conforme a TABELA 1.

TABELA 1 - ENSAIOS NÃO-DESTRUTIVOS, ENSAIOS MECÂNICOS PARA QUALIFICAÇÃO E FAIXA DE ESPESSURA QUALIFICADA

Tipo de Junta	Espessura de Referência e (mm) (2)	E.N.D. (100 %) (1) (5)	Ensaio Mecânicos							Faixa de Espessura Qualificada (mm) (9)	
			Tração (7)	Dobramento (8)			Macro / Dureza		Impacto (3) (4)		
				Face	Raiz	Lateral	Chapas	Tubos		Mínimo	Máximo
Topo, com penetração total (tubos e chapas)	e < 9,0	V+ER	2	2	2	-	1	2	-	3,0	9,0
	9,0 ≤ e < 51	V+PM+ER	2	-	-	4	1	2	4 CONJ.	10	51
	e ≥ 51	V+US+PM	2	-	-	4	1	2	6 CONJ.	31	e
Ângulo, com penetração total (chapas)	e < 51	V+US+PM	-	-	-	-	2	-	4 CONJ.	3,0	51
	e ≥ 51	V+US+PM	-	-	-	-	2	-	6 CONJ.	31	e
Tubulares	e < 51	V+US+PM	-	-	-	-	-	3	4 CONJ.	3,0	51
	e ≥ 51	V+US+PM	-	-	-	-	-	3	6 CONJ.	31	e
Ângulo, com solda de filete	qualquer	V+PM	-	-	-	-	2	2	-	3,0	e

- Notas:
- 1) V-Visual, ER-Radiografia, US-Ultra-Som, PM-Partículas Magnéticas.
 - 2) A espessura da peça de teste que deve ser tomada como referência para seleção dos ensaios não-destrutivos, ensaios mecânicos para qualificação e faixa de espessura qualificada, assim como para determinação do ensaio de impacto da zona fundida, zona afetada termicamente e metal-base devem ser realizados na temperatura estabelecida na norma PETROBRAS N-1678 - TABELA 4.
 - 3) O ensaio de impacto, sempre que a espessura permitir, deve ser feito conforme determinado na TABELA 1. Em caso de utilização de mais de um processo de soldagem na mesma junta, se geometricamente possível, a extensão de ensaios de impacto é ampliada para 6 conjuntos em qualquer espessura, desde que o processo de solda seja incorporado à região soldada. Os corpos de prova dos conjuntos são retirados com o entalhe no centro da zona fundida e na linha de fusão nas regiões correspondentes a cada processo. Os corpos de prova dos dois conjuntos restantes devem ser retirados a 2 mm e 5 mm da linha de fusão, na região correspondente ao processo de maior energia de soldagem.
 - 4) Para materiais Classe D, com $e < 23,4$ mm, não é necessário o ensaio de impacto.
 - 5) Na impossibilidade de acesso para a execução do ensaio por Partículas Magnéticas, o mesmo pode ser substituído pelo ensaio por Líquido Penetrante.
 - 6) O ensaio por Partículas Magnéticas, Líquido Penetrante e Visual deve, sempre que o acesso o permitir, ser feito pelos dois lados da junta soldada.
 - 7) Ver Nota (7) Figura 5.10.1.3.F - AWS D 1.1.
 - 8) Ver Nota (2) Figura 5.10.1.3.H - AWS D 1.1.
 - 9) A faixa de espessuras qualificadas está na TABELA 1 desta Norma. A maior espessura qualificada é, no entanto, ainda limitada pela máxima espessura qualificada de acordo com a TABELA 4 da norma PETROBRAS N-1678 para a temperatura de impacto usada na qualificação do procedimento.
 - 10) As juntas soldadas por um só lado devem ter os seus extremos tamponados, a fim de impedir a visualização da raiz durante a qualificação.
 - 11) As chapas devem ter a indicação da direção de laminação.
 - 12) A faixa de diâmetros qualificada é a indicada na Tabela 5.10.1 da AWS D 1.1.
 - 13) Em processos que possam gerar falta de fusão, deve ser previsto ensaio de ultra-som.

4.4.4.6 Na qualificação da junta soldada de topo, a preparação de tubos de teste e retirada dos corpos de prova devem atender aos itens abaixo e à FIGURA 5:

- a) os tubos de teste e o registro de qualificação do procedimento de soldagem devem ter a indicação de direção de laminação, quando for exigido ensaio de impacto;
- b) os corpos de prova de impacto devem ser retirados do lado da solda correspondente ao último passe; caso o procedimento inclua a soldagem na posição vertical ascendente, o corpo de prova para ensaio de impacto deve ser retirado desta posição.

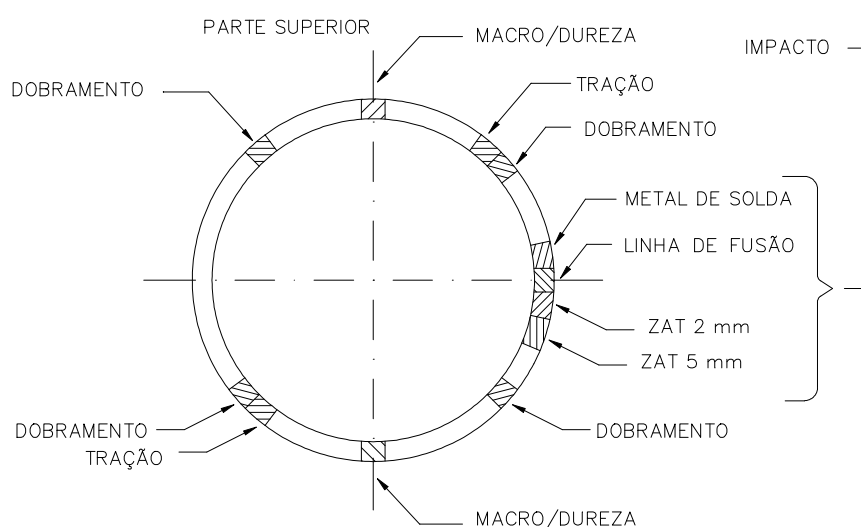


FIGURA 5 - TUBO DE TESTE E RETIRADA DE CORPOS DE PROVA PARA SOLDAS DE JUNTAS DE TOPO COM PENETRAÇÃO TOTAL EM TUBOS

4.4.4.7 Na qualificação de juntas de ângulo soldadas com penetração total, as peças de teste e a retirada dos corpos de prova devem atender os itens abaixo e a FIGURA 6:

- a) quando for requerido ensaio de impacto, as chapas de teste e o registro de qualificação de procedimento de soldagem devem ter a direção de laminação paralela à direção da soldagem;
- b) as espessuras e preparação dos chanfros devem ser selecionadas, tendo em vista as faixas a qualificar, de acordo com a AWS D 1.1, Seção 5, Parte 8, as faixas de espessuras a considerar neste caso são as da Tabela 5.10.1, item 1 da ASW D 1.1 e Nota 10) da TABELA 1 desta Norma, considerando como máxima espessura qualificada “e” < 51 mm; para espessuras superiores, a chapa de teste deve ter a espessura real da junta a ser qualificada, sendo que espessuras maiores qualificam as menores até 31 mm.

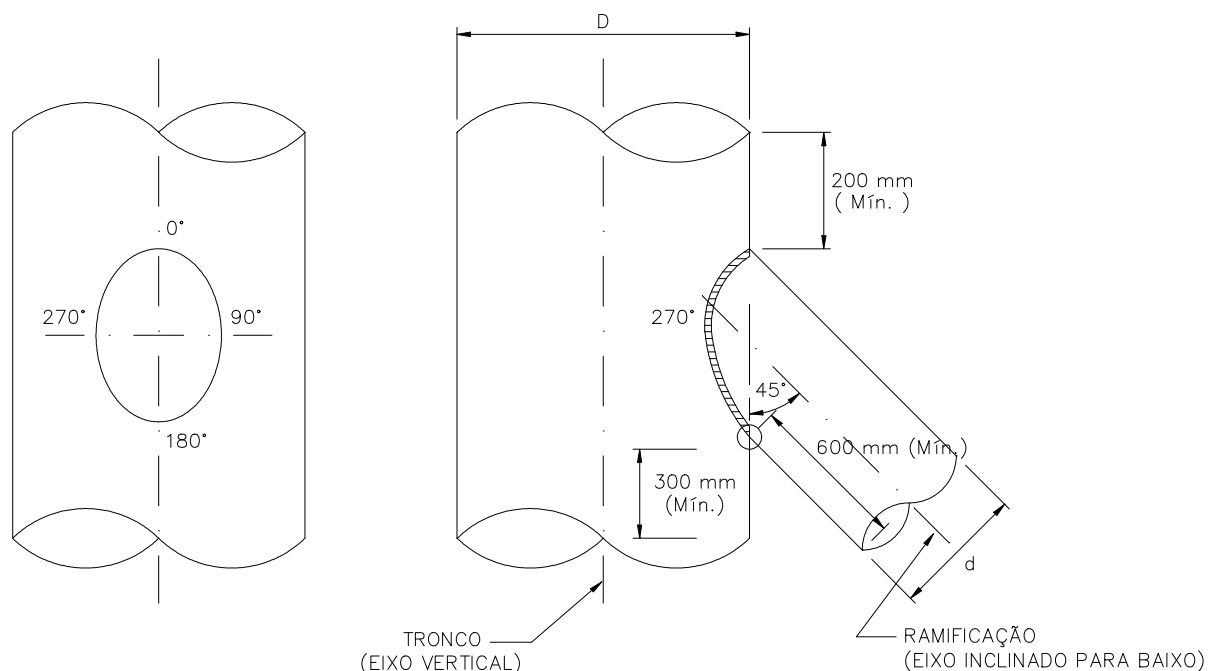


FIGURA 7 - PEÇA DE TESTE E RETIRADA DE CORPOS DE PROVA PARA SOLDAS DE JUNTAS TUBULARES COM PENETRAÇÃO TOTAL

4.4.4.10 Os ensaios não-destrutivos devem estar de acordo com o item 4.10.2 desta Norma e avaliados de acordo com os itens 4.10.5 a 4.10.7 desta Norma.

4.4.4.11 Os ensaios mecânicos devem ser realizados e avaliados de acordo com:

- tração - os corpos de prova devem ser preparados de acordo com a AWS D 1.1 - Figura 5.10.1.3.F; o ensaio deve ser conduzido conforme ASTM A 370, e os resultados devem atender aos requisitos da AWS D 1.1, item, 5.12.1;
- dobramento lateral - os corpos de prova devem ser preparados de acordo com a AWS D 1.1 - Figura 5.10.1.3.H; o ensaio deve ser conduzido conforme AWS D 1.1, item. 5.27.1 e os resultados devem atender aos requisitos da AWS D 1.1, item 5.12.2;
- dobramento de face e de raiz - os corpos de prova devem ser preparados de acordo com a ASW D 1.1 - Figura 5.10.1.3.J (2) dobramento transversal; o ensaio deve ser conduzido conforme AWS D 1.1, item 5.27.1 e os resultados devem atender os requisitos da AWS D 1.1, item 5.12.2;
- macrografia - os corpos de prova devem ser preparados de acordo com o procedimento da ASME IX, QW 470 e QW 471 sendo que a macrografia deve mostrar claramente a zona fundida e a zona afetada termicamente, o exame da seção deve ser feito com um aumento entre 5 e 10 vezes e deve ser obtida uma fotografia em escala 1:1 e a junta deve apresentar transições suaves entre zona fundida e metal-base, e deve atender os limites de aceitação de descontinuidades estabelecidos nos itens 5.28.3, 10.17.1 e 10.7.3.1 da AWS D 1.1; para o caso de juntas tubulares, o perfil de solda deve atender aos itens 5.2.4.4 a 5.2.4.7 desta Norma.