

## Serviço Corrosivo Cáustico

### 1. Objetivo

Esta especificação técnica fixa as condições exigíveis para o projeto e fabricação de vasos de pressão, que operam ou armazenam solução aquosa de Hidróxido de Sódio ou Soda Cáustica, denominado Serviço Corrosivo Cáustico.

No caso de trocadores de calor, quando somente um dos fluidos circulantes contiver a Soda Cáustica, as exigências aplicam-se apenas às partes em contato com este fluido.

### 2. Normas de referência

#### 2.1. Petrobras

As Normas Petrobras estão disponíveis para consultas no site de domínio público:

<http://sites.petrobras.com.br/CanalFornecedor/portugues/requisitocontratacao/requisitonormastecnicas.asp>

- N-253 - Projeto de Vaso de Pressão;
- N-268 - Fabricação de Vaso de Pressão;
- N-269 - Montagem de Vaso de Pressão.

#### 2.2. American Petroleum Institute

- API RP 571 Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry

#### 2.3. National Association of Corrosion Engineers

- NACE SP0403 Avoiding Caustic Stress Corrosion Cracking of Carbon Steel Refinery Equipment and Piping

#### 2.4. Corrosion Data Survey Metal Section 6th Ed. (NACE Publisher 1985)

### 3. Seleção dos materiais aplicáveis

3.1. A seleção de materiais deve ser feita em função da temperatura máxima de operação e da concentração percentual, em peso, da solução aquosa de Soda Cáustica, segundo a Figura A1, anexada nesta especificação.

3.2. Devem ser empregados os materiais discriminados nos itens 3.2.1 a 3.2.5, de acordo com a região da Figura A1.

#### 3.2.1. Região I da Figura A1

O uso de aço Carbono é possível sem limitações, devendo-se adotar uma sobreespessura de corrosão mínima de 1,5 mm.

O ferro fundido também pode ser utilizado em partes em que se permite o emprego de peças fundidas.

#### 3.2.2. Região II da Figura A1

O emprego de aço Carbono é permitido para cascos, tampos, pescoços e flanges de bocais, devendo, entretanto, o vaso ser obrigatoriamente submetido a tratamento térmico de alívio de tensões, abrangendo todas as soldas e regiões conformadas a frio.

Deve-se adotar uma sobreespessura para corrosão mínima de 1,5 mm.

Os tubos de troca de calor e peças internas removíveis devem ser de Metal Monel®.

Nota: "Metal Monel" é a marca comercial de propriedade da International Nickel Corporation.

#### 3.2.3. Região III da Figura A1

(Ver Também Itens 3.2.4 e 3.2.5)

Devem ser empregados os seguintes materiais:

- a) aços inoxidáveis austeníticos, para temperaturas até 100°C e concentrações até 60% de Soda Cáustica;
- b) Metal Monel®, para temperaturas até 150°C, em qualquer concentração de Soda Cáustica;

c) Ligas de Níquel com baixo teor de Carbono, para temperaturas acima das indicadas nos itens anteriores em qualquer concentração de Soda Cáustica.  
Estes materiais podem ser usados em forma maciça ou como revestimento ou *clad* de chapas base de aço Carbono.

#### 3.2.4. Alternativa para a Região III da Figura A1

Para serviços na região III pode ser empregado, como alternativa, quando for econômica e construtivamente viável, aço-carbono com revestimento de epoxi amino-curado, para temperaturas até 70°C.

O emprego dessa alternativa exige a aprovação prévia do Proprietário em cada caso.

#### 3.2.5. Partes Substituíveis com Serviços na Região III da Figura A1

Para partes consideradas substituíveis nos casos que se enquadrem na região III, com temperaturas até 150°C e concentrações até 50% de Soda Cáustica, devem ser usados os seguintes materiais:

- a) aço Carbono com sobreespessura de corrosão de 6 mm;
- b) aço 3 1/2 % Ni com sobreespessura de corrosão de 3 mm.

3.3. Os requisitos desta especificação não são aplicáveis no caso de Soda Cáustica contaminada com cloratos, que podem elevar significativamente a taxa de corrosão do Níquel.

#### **Nota:**

*A presença de cloratos é inerente ao processo de produção de Soda Cáustica por células de diafragma.*

3.4. Quando houver necessidade de evitar contaminação do produto, se deve usar Níquel. (maciço ou como revestimento) em todo o equipamento e internos.

### 4. Revestimento

#### 4.1. Revestimento integral ou inteiriço

Este revestimento pode ser por *cladeamento* ou por deposição com solda *welded overlay* de Níquel.

#### **Nota:**

*Ligas resistentes à corrosão são utilizadas frequentemente para a construção de equipamentos na indústria química, siderúrgica ou petrolífera.*

*O custo do equipamento pode ser reduzido significativamente pela opção da construção utilizando material obtido por cladeamento cladding.*

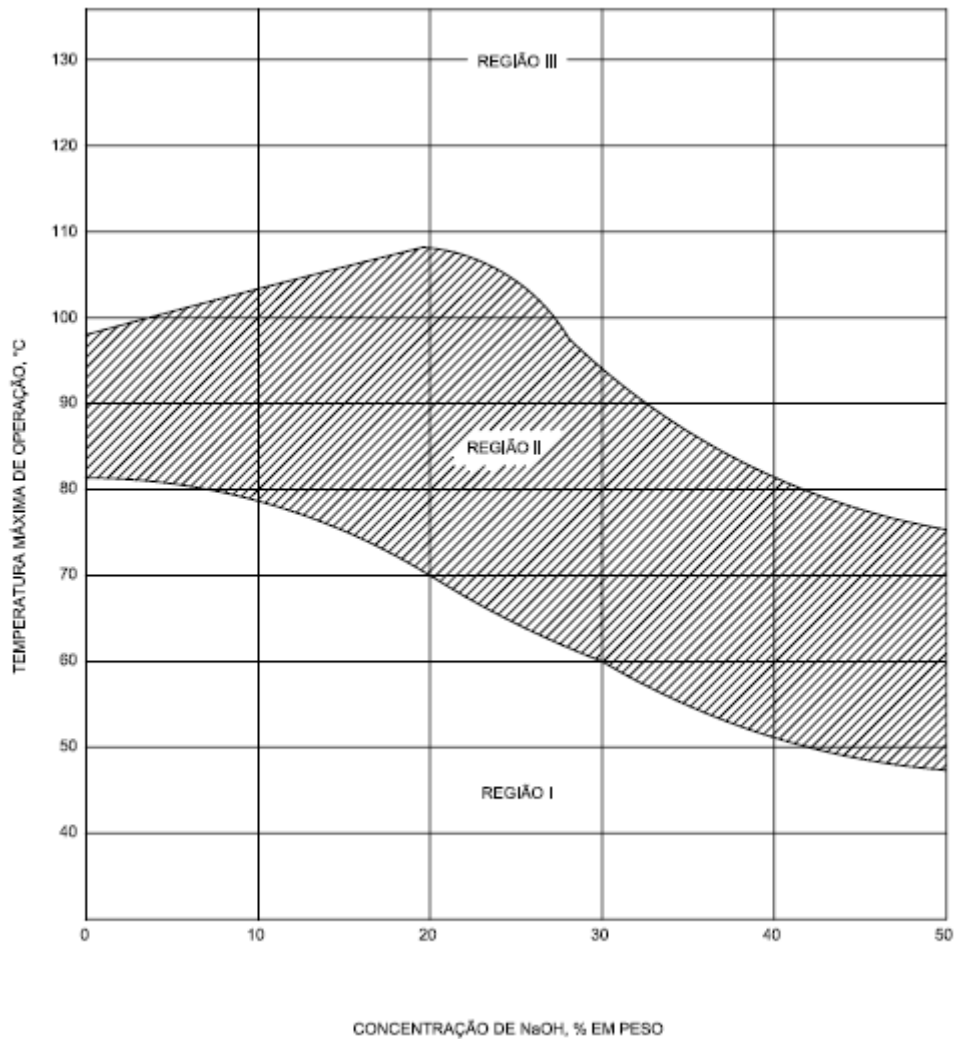
*O revestimento por cladeamento é a união de metais diferentes, de uma camada relativamente fina de uma liga resistente à corrosão (revestimento) em uma chapa de aço Carbono (base), conseguida por extrusão dos dois metais através de uma matriz, sob alta pressão.*

*O cladeamento também pode ser por explosão, a partir da deformação plástica superficial das chapas, motivada pela colisão de uma peça lançada em alta velocidade contra outra, por detonação calculada de um explosivo, conseguindo-se uma união metalúrgica das chapas.*

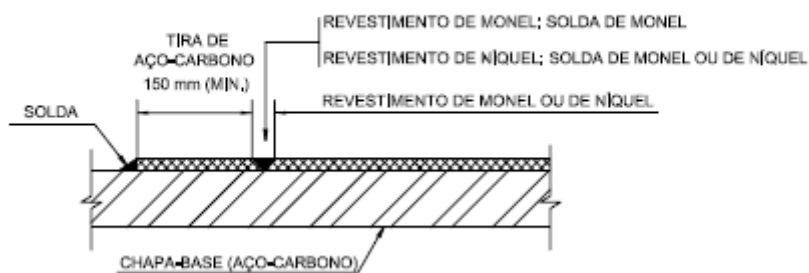
*Ainda há o revestimento realizado com tiras soldadas, que só pode ser utilizado com a autorização prévia do Proprietário, e de modo algum em vasos sujeitos a tratamento térmico ou que opere com vácuo.*

#### 4.2. Revestimento parcial

Quando um equipamento for parcialmente revestido com Metal Monel® ou Níquel, se deve revestir uma seção com a largura mínima de 150 mm, adjacente ao final do revestimento, com tira de aço Carbono, como mostrado na Figura A2, anexada, para atuar como chapa de sacrifício, evitando a possível corrosão galvânica localizada do material-base do equipamento.



**FIGURA A-1 - GRÁFICO DE SERVIÇO COM SODA CÁUSTICA**



**FIGURA A-2 - DETALHE PARA REVESTIMENTO PARCIAL**

**Crédito: Adaptado da antiga norma Petrobras N-1705**

## ANEXOS

### Anexo 1

#### Extrato da Norma NACE SP0403-2008

#### Avoiding Caustic Stress Corrosion Cracking of Carbon Steel Refinery Equipment and Piping

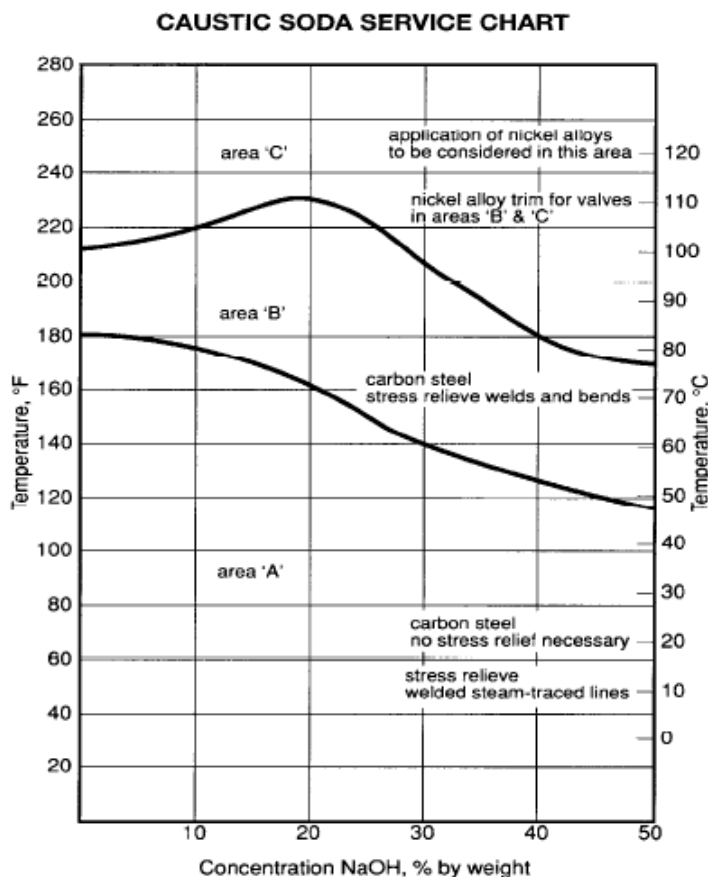
##### Section 1: General

1.1 This standard practice establishes guidelines to avoid caustic SCC of CS refinery equipment and piping. It addresses applications that use "fresh" caustic.

Caustic SCC has been observed in the presence of contaminated caustic (especially contaminated with sulfide) in services that otherwise fall within area "A" of the Caustic Soda Service Chart shown in Figure 1.

1.2 The practices detailed below are specifically intended for handling aqueous solutions containing sodium hydroxide (NaOH). However, several companies extend these practices to include aqueous solutions of other strong alkali compounds such as potassium hydroxide (KOH) and lithium hydroxide (LiOH).

1.3 Some proprietary caustic solutions used in the industry (e.g., for carbon dioxide removal in hydrogen manufacturing units) contain inhibitors that may mitigate caustic SCC. In these cases, the practices included herein may be conservative. The effectiveness of any inhibitors added to industrial caustic solutions should be evaluated before the guidelines set forth in this standard practice are implemented.



Source: Corrosion Data Survey, NACE, 1985.

FIGURE 1: Caustic Soda Service Chart<sup>2</sup>

## Anexo 2

### Extrato da Norma API RP 571

### Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry

#### 4.3.10 Caustic Corrosion

##### 4.3.10.1 Description of Damage

Localized corrosion due to the concentration of caustic or alkaline salts that usually occurs under evaporative or high heat transfer conditions.

However, general corrosion can also occur depending on alkali or caustic solution strength.

##### 4.3.10.2 Affected Materials

Primarily carbon steel, low alloy steels and 300 Series SS.

#### **4.3.10.3 Critical Factors**

Major contributing factors are the presence of caustic (NaOH or KOH). The following are sources of caustic:

- a) Caustic is sometimes added to process streams for neutralization or as a reactant.
- b) It is sometimes intentionally added to boiler feedwater at low concentrations or may enter inadvertently during regeneration of demineralizers.
- c) Alkaline salts may also enter process streams through leaks in condensers or process equipment.
- d) Some process units utilize caustic solutions for neutralizing, for removal of sulfur compounds, or for removal of chloride compounds.
- e) A concentrating mechanism must exist to build up the caustic strength.
- f) Caustic may become concentrated by departure from DNB, evaporation and deposition.

#### **4.3.10.4 Affected Units or Equipment**

- a) Caustic corrosion is most often associated with boilers and steam generating equipment including heat exchangers.
- b) Similar concentrating effects of caustic may occur where caustic is added to crude unit charge.
- c) Accelerated localized corrosion can occur in preheat exchangers, furnace tubes and transfer lines, unless the caustic is effectively mixed in the oil stream.
- d) Units that use caustic for removing sulfur compounds from product streams.

#### **4.3.10.5 Appearance or Morphology of Damage**

- a) Typically characterized by localized metal loss which may appear as grooves in a boiler tube or locally thinned areas under insulating deposits (Figure 4-99 and Figure 4-100).
- b) Deposits may fill corroded depressions and mask damage below. Probing suspect areas with a sharp instrument may be required.
- c) Localized gouging may result along a waterline where corrosives concentrate. In vertical tubes, this may appear as a circumferential groove.
- d) In horizontal or sloped tubes, grooving may appear at the top of the tube or as longitudinal grooves on opposite sides of the tube.
- e) Exposure to high solution strength caustic can result in general corrosion of carbon steel above 175°F (79°C) and very high corrosion rates above 200°F (93°C).

#### **4.3.10.6 Prevention / Mitigation**

- a) In steam generating equipment, caustic corrosion is best prevented through proper design. Damage can be minimized by reducing the amount of free caustic, by ensuring adequate water flooding and water flow, by ensuring proper burner management to minimize hot spots on heater tubes, and by minimizing the ingress of alkaline producing salts into condensers.
- b) In process equipment, caustic injection facilities should be designed to allow proper mixing and dilution of caustic in order to avoid the concentration of caustic on hot metal surfaces.
- c) Carbon steel and 300 Series SS have serious corrosion problems in high strength caustic solutions above about 150°F (66°C). Alloy 400 and some other nickel base alloys exhibit much lower corrosion rates.

#### **4.3.10.7 Inspection and Monitoring**

- a) For process equipment, UT thickness gauging is useful to detect and monitor general corrosion due to caustic. However, localized losses due to caustic corrosion may be difficult to locate.
- b) Injection points should be inspected in accordance with API 570.
- c) UT scans and radiography can be used.
- d) Steam generation equipment may require visual inspection with the use a boroscope.



Figure 4-99 – I.D. deposits on CS boiler tube with damage due to caustic corrosion.

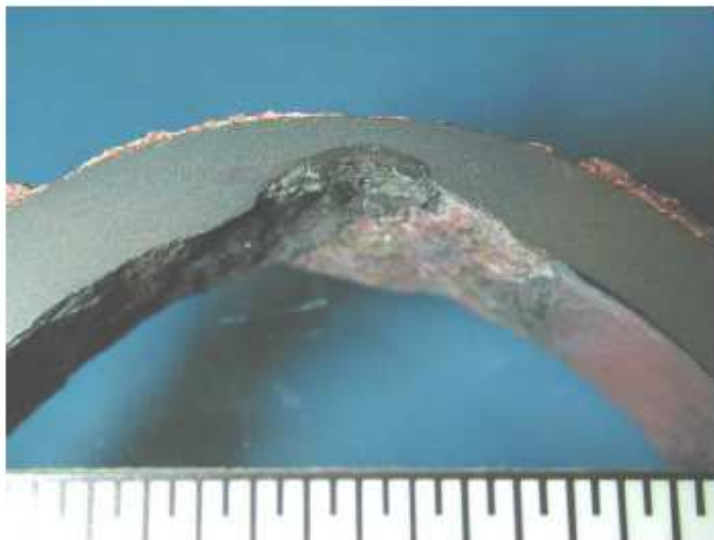


Figure 4-100 – Cross-section of tube in Figure 4-99 showing localized attack due to caustic