

# QUALIFICAÇÃO DE TUBOS API 5L X70 E X80 SOUR SERVICE PARA ATENDER A ÁREA DE PRÉ-SAL<sup>1</sup>

Monica Cristina Riccio Ribeiro<sup>2</sup>  
Marcelo Jose Barbosa Teixeira<sup>3</sup>  
Helder Heleno Ferreira<sup>4</sup>  
Bruno Rocha Marques da Cunha<sup>5</sup>

## Resumo

Este trabalho tem por objetivo apresentar o processo de qualificação para fabricantes de tubos API 5L X70 (L485) e X80 (L555) junto a Petrobras para serviço ácido com requerimentos de deformação plástica. A necessidade de explorar petróleo em áreas do pré-sal demanda conhecimento das propriedades mecânicas e corrosivas dos materiais antes de serem aplicadas em dutos submarinos. Estes sistemas necessitam ser resistentes a uma variedade de condições ambientais, como alta concentração de H<sub>2</sub>S. Além disso, devem obedecer aos valores de resistência mecânica, propriedades de tenacidade à fratura e resistência à fadiga requeridos pelo projeto. Embora dutos de classe API 5L X70 e X80 já sejam aplicados com sucesso em todo o mundo com característica não ácida, a Petrobras necessita qualificar fornecedores destes para seus futuros projetos em serviço ácido. Os fornecedores necessitam realizar pesquisas que abrangem desde os processos de fabricação, ainda na siderurgia, até a aplicação prática dos materiais em operações, como soldagem e deformação plástica para lançamento. A 1<sup>a</sup> fase de caracterização é a avaliação do metal base. Na 2<sup>a</sup>, é realizada a solda circunferencial e sua avaliação. A 3<sup>a</sup> fase ocorre após deformação plástica de forma a analisar a fase de lançamento do duto.

**Palavras-chave:** Aços especiais; Dutos submarinos; Serviço ácido; Pré-sal.

## PIPELINE QUALIFICATION API 5L X70 AND X80 SOUR SERVICE TO SUPPORT THE PRE-SALT AREA

### Abstract

This work aims to qualify manufacturers of pipes API 5L X70 (L485) and X80 (L555) with Petrobras for sour service requirements with plastic deformation. The need of exploring oil in the pre-salt areas demand knowledge of mechanical and corrosive properties of materials before they are applied in subsea pipelines. These systems need to be resistant to a variety of environmental conditions such as high concentration of H<sub>2</sub>S. Besides that, values of mechanical strength properties, fracture toughness and fatigue resistance required by the project shall be achieved. Although pipelines API 5L X70 and X80 are already successfully applied, Petrobras requires these suppliers to qualify for their future projects in acid service. Suppliers need to conduct research ranging from manufacturing processes, even in the steel industry, to the practical application of materials in operations such as welding and plastic deformation for release. The first phase of characterization is base metal evaluation. In the 2<sup>nd</sup>, girth weld is manufactured and its evaluation is done. The third phase occurs after plastic deformation in order to analyze the launch phase of the pipeline.

**Key words:** Special steels; Submarine pipelines; Sour service; Pre-salt.

<sup>1</sup> Contribuição técnica ao 67º Congresso ABM - Internacional, 31 de julho a 3 de agosto de 2012, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

<sup>2</sup> Dr. Eng. Metalúrgica, Eng. Coordenadora, Intecsea, Rio de Janeiro, Brasil.

<sup>3</sup> Eng. Mecânico, Ger. Set. Eng. de Dutos e Instalações, Petrobras, Rio de Janeiro, Brasil.

<sup>4</sup> Eng. Mecânico, Eng. de Equipamentos Junior, Petrobras, Rio de Janeiro, Brasil.

<sup>5</sup> MSc. Eng. Materiais, Eng. de Equipamentos Pleno, Petrobras, Rio de Janeiro, Brasil.

## 1 INTRODUÇÃO

A necessidade de explorar petróleo na costa do Brasil, em áreas conhecidas como pré-sal, demanda conhecimento das propriedades dos materiais utilizados para fabricação de *risers*, *flowlines* e linhas de exportação, propriedades estas como tenacidade à fratura, resistência à corrosão e comportamento a fadiga. Estas linhas e sistemas necessitam ser resistentes a uma variedade de condições ambientais, como alta concentração de H<sub>2</sub>S, que podem ser prejudiciais aos materiais de base e também às juntas soldadas (requisito “S” da DNV OS F101). Além disso, devem obedecer aos valores de resistência mecânica, propriedades de tenacidade à fratura e resistência à fadiga requeridos pelo projeto (requisito “P” da DNV OS F101).<sup>(1)</sup>

Embora dutos de aço graus API 5L X70 (L485) e API 5L X80 (L555) já sejam aplicados com sucesso em todo o mundo com característica não ácida e para serviço em linhas terrestres, a Petrobras iniciou uma qualificação objetivando utilizar linhas com estes em seus futuros projetos em ambiente ácido.

A qualificação, em andamento, envolve tanto a determinação das propriedades do tubo – *seamless* (SMLS)<sup>(2)</sup> e *DSAW*<sup>(3)</sup> – como fabricado bem como a determinação das propriedades da junta soldada em campo – junta circunferencial<sup>(4)</sup> – antes e pós deformação plástica. A primeira fase de caracterização é a avaliação do metal base. No caso do material ser aprovado, ele passa a 2ª fase, onde é realizada uma solda circunferencial e feita a sua avaliação. A 3ª fase de avaliação (metal base e junta circunferencial) ocorre após deformação plástica de forma a analisar a fase de lançamento do duto.

Estes novos desafios fazem com que os fornecedores realizem pesquisas que abrangem desde o processo de fabricação, ainda na siderurgia, até o comportamento do material sob condições especiais de soldagem e aplicações. Além disso, técnicas avançadas de processamento, caracterização e testes de materiais, permitem a melhoria das propriedades microestruturais e, por conseguinte, mecânicas e de corrosão.

Apesar do grande potencial em termos de capacidade instalada, o setor de fabricação de tubos tem apresentado grandes dificuldades em termos de processamento e qualidade de seus produtos. Outro objetivo é a nacionalização e geração de tecnologias de processamento de dutos, o que é estratégico para o Brasil.

Assim, este trabalho tem como foco desenvolver o interesse por novos materiais para serviço ácido além de conscientizar a indústria nacional das futuras necessidades da Petrobras com respeito ao mercado de chapas e tubos sem costura.

## 2 MATERIAL E MÉTODOS

### 2.1 Fabricação dos Tubos

A fabricação do aço, a partir do produto líquido, através da fundição até a chapa final, é uma operação complexa com muitas variáveis. O aço deve ser preparado em forno elétrico ou por um processo de refino de aço básico. O aço deve ser acalmado e ter uma granulação fina.

Da aciaria, podem-se produzir dois tipos de tubos diferentes dependendo do processo produtivo utilizado. Os tubos podem ser *seamless* (SMLS), sem costura, produzidos a partir de laminação contínua ou podem ser soldados (*DSAW* – *double*

*submerged arc welding*), feitos a partir de chapas. A qualidade das chapas é fator primordial para a fabricação dos tubos.

Além disso, o resfriamento acelerado, durante a parte final da confecção das chapas, permite o aumento de resistência através da redução do tamanho de grão da ferrita/ perlita, os aços TMCP (*Thermo-Mechanical-Control-Process*).

## 2.2 Avaliação das Propriedades dos Tubos (Fase 1)

A avaliação das propriedades do tubo como fabricado seguiu requisitos da norma DNV OS F101<sup>(1)</sup> juntamente com requisitos especiais definidos pela Petrobras.<sup>(2,3)</sup>

Estes requisitos envolvem tanto aspectos de resistência mecânica quanto tenacidade a baixas temperaturas e resistência à corrosão em ambiente ácido.

### 2.2.1 Análise química

A composição química dos aços para serviço ácido deve seguir às especificações das Tabelas 7.3 e 7.4 da DNV OS F101<sup>(1)</sup> com os requisitos suplementares para serviço ácido das Tabelas 7.20 e 7.21, sendo resumido nas Tabelas 1 e 2, dependendo do produto final requerido.

**Tabela 1.** Composições químicas requeridas para os materiais dos tubos – API 5L X70

<b>TUBO SEM COSTURA (SEAMLESS) (% em peso, análise do produto)</b>				
C	S	P	Si	Mn
0,17	0,003	0,02	0,45	1,65
V	Ti	Nb	Al/N	CE
0,09	0,06	0,05	> 2:1	0,42
<b>TUBO COM COSTURA (DSAW) (% em peso, análise do produto)</b>				
C	S	P	Si	Mn
0,10	0,002	0,02	0,45	1,6
V	Ti	Nb	Al/N	PCM
0,1	0,06	0,08	> 2:1	0,22

**Tabela 2.** Composições químicas requeridas para os materiais dos tubos – API 5L X80

<b>TUBO SEM COSTURA (SEAMLESS) (% em peso, análise do produto)</b>				
C	S	P	Si	Mn
0,17	0,003	0,02	0,45	1,85
V	Ti	Nb	Al/N	CE
0,1	0,06	0,06	> 2:1	Por acordo
<b>TUBO COM COSTURA (DSAW) (% em peso, análise do produto)</b>				
C	S	P	Si	Mn
0,12	0,002	0,02	0,45	1,85
V	Ti	Nb	Al/N	PCM
0,1	0,06	0,08	> 2:1	0,24

Os níveis de carbono e de enxofre baixos são essenciais para o serviço ácido, uma vez que evita a formação de MnS alongado na chapa e assim reduz a probabilidade de trincas por HIC. Esses valores são cruciais para garantir uma microestrutura adequada ao produto. O controle da composição química é importante, pois afeta diretamente, além das propriedades do material base, as propriedades de soldagem. A norma DNV não prevê a utilização do grau X80 em serviço ácido. Por isso, a Tabela 2 foi criada simulando uma condição parecida com os requisitos para utilização não ácida. A Petrobras iniciou conversas com a DNV sobre a realização

de um estudo aprofundado a respeito do grau API 5L X80, com uma possível revisão da norma neste assunto. Atualmente, a DNV lançou um JIP com o intuito de estudar este material para aplicações submarinas.

### 2.2.2 Ensaio de tração

O ensaio de tração verifica a resistência mecânica do material após a produção do tubo e na junta soldada. As propriedades de tração do metal de base devem atingir aos valores exigidos na ISO 3183/API 5L<sup>(4)</sup> e na DNV OS F101<sup>(1)</sup> ao mesmo tempo (Tabela 3).

Para os ensaios transversais à solda, a fratura não deve ocorrer no metal de solda. Os ensaios devem ser realizados como explicitados na ASTM A 370.<sup>(5)</sup>

**Tabela 3.** Propriedades mecânicas

	YS (Mpa)		TS (Mpa)		R	Dureza (HV10) BM,WM, HAZ	Charpy V (J)	
	min	max	min	max			média	min
SMYS	min	max	min	max	max	max		
485	485	605	570	760	0,93	250	50	40
555	555	675	625	825		250	56	45

### 2.2.3 Dureza

Os ensaios de dureza objetivam estudar as áreas do metal base (BM), metal de solda (WM) e zona afetada pelo calor (HAZ), sendo seguido a ASTM E 384<sup>(6)</sup> pelo método Vickers HV10. O valor de 250 HV é usado como limite devido ao requisito de serviço ácido.

### 2.2.4 Ensaio de impacto charpy v-notch

Durante a qualificação, ensaios Charpy foram realizados. Os ensaios foram realizados nas faixas de temperatura entre T<sub>AMB</sub> e -60°C, sendo -20°C a temperatura de projeto utilizada. Os valores limites estão apresentados na Tabela 3.

### 2.2.5 Teste de dobramento guiado

O ensaio de dobramento guiado representa um método qualitativo de verificar a ductilidade. Neste projeto, amostras de juntas soldadas de tubos DSAW, retiradas transversalmente a direção de soldagem, foram ensaiadas segundo a norma ASTM A 370,<sup>(5)</sup> seguindo os critérios da DNV OS F101<sup>(1)</sup> quanto ao critério de falha. A presença de trincas acima de um determinado limite indica a não adequação do material a uma determinada aplicação.

As peças ensaiadas sob dobramento guiado não devem fraturar completamente, revelar trincas maiores que 3,2 mm ou mais profundas do que 12,5% da espessura de parede especificada.

### 2.2.6 Ensaio de tenacidade CTOD

O parâmetro tenacidade é uma variável primordial para os projetos atuais em linhas de alta criticidade, o caso de linhas submarinas rígidas.

Das diferentes formas de se medir a tenacidade de um material – fator K, CTOD, Integral J – o parâmetro CTOD – *Crack Tip Open Displacement* – em amostras SENB – *Single Edge Notched Bend* – foi o utilizado. Foi estabelecido o valor de CTOD mínimo de  $\delta = 0,15 \text{ mm}$  como critério de aceitação, na temperatura mínima de projeto, T = - 20°C.

### 2.2.7 Análise macrográfica

A análise macrográfica da região soldada permite a observação de impurezas metálicas e não metálicas, trincas, bolhas e poros, devendo ser realizada segundo a ASTM E3.<sup>(7)</sup>

### 2.2.8 Teste hidrostático

O tubo deve suportar o ensaio hidrostático, realizado de acordo com a DNV OS F101,<sup>(1)</sup> sem vazamento através da solda ou do tubo.

### 2.2.9 Ensaio de corrosão

Para o presente trabalho, o foco foi nos mecanismos de HIC (*Hydrogen Induced Cracking*) e SSC (*Sulphide Stress Corrosion*), presentes em ambientes com alto conteúdo de H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub>. Logo, se tratando de linhas para serviço ácido, testes para verificar a resistência dos materiais a ocorrência dos dois mecanismos estão sendo realizados.

A severidade do ambiente corrosivo foi associada a diferentes classes, descritas na Tabela 4 e semelhantes àquelas encontradas na NACE e ISO.

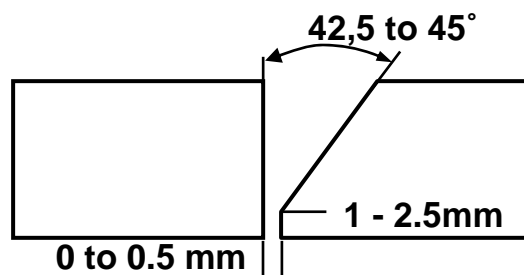
**Tabela 4.** Classes de severidade de corrosão

CLASSES DE SEVERIDADE DE CORROSÃO				
CLASSE	HIC		SSC	
	Critério	Solução de Teste	Condição	Solução de Teste
Classe 1	CLR: 15 CTR: 3 CSR: 1	B da NACE TM 0284 com 10% H <sub>2</sub> S	Aplicável	B da NACE TM 0284 com 10% H <sub>2</sub> S
Classe 2	CLR: 15 CTR: 5 CSR: 2	B da NACE TM 0177	Aplicável	B da NACE TM 0284
Classe 3	CLR: 15 CTR: 5 CSR: 2	A da NACE TM 0177	Aplicável	A da NACE TM 0177

### 2.3 Avaliação da Junta Circunferencial (Fase 2)

Para a avaliação da HAZ na junta circunferencial,<sup>(8)</sup> foi decidido por um bisel meio V a partir da API-RP2Z (Figura 1).

Durante a soldagem circunferencial, foi pedido que as empresas utilizassem duas condições de aporte térmico.<sup>(9)</sup> Um exemplo de alto aporte térmico é da ordem de 1,3 KJ/mm, enquanto para baixo aporte é 0,7 KJ/mm.



**Figura 1.** Bisel meio V

A especificação Petrobras define que a posição de soldagem é 1GR e que o consumível usado no passe de raiz deve ter um máximo de 0,2% de Níquel.

## 2.4 Avaliação da Deformação Plástica (Fase 3)

A simulação dos ciclos de deformação plástica deve ser feita simulando o processo de instalação dos dutos. Conforme a DNV, deverão ser realizados 4 ciclos de compressão a 2,5% e alongação a 0%.

Após a ciclagem, é realizado o envelhecimento acelerado por 1 hora a 250°C.

Finalmente, as amostras passam novamente por ensaios mecânicos e de corrosão no material base e na junta circunferencial.<sup>(8)</sup>

## 3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A seguir são apresentados os resultados obtidos para a Fase 1 de qualificação, fase de avaliação de propriedades do material.

### 3.1 Análise Química

As Tabelas 5 e 6 apresentam os resumos dos resultados obtidos com respeito à composição química dos aços analisados.

**Tabela 5.** Composições químicas – API 5L X70

<b>TUBO SEM COSTURA (% em peso, análise do produto)</b>				
C	S	P	Si	Mn
0,05-0,08	0,001-0,002	0,009-0,01	0,27-0,31	1,34-1,4
V	Ti	Nb	Al/N	
0,04-0,05	0,008-0,011	0-0,03	> 2:1	
<b>TUBO COM COSTURA (% em peso, análise do produto)</b>				
C	S	P	Si	Mn
0,04-0,05	0,002-0,005	0,005-0,013	0,29-0,35	1,26-1,54
V	Ti	Nb	Al/N	
0,003-0,005	0,01-0,012	0,032-0,042	> 2:1	

**Tabela 6.** Composições químicas – API 5L X80

<b>TUBO SEM COSTURA (% em peso, análise do produto)</b>				
C	S	P	Si	Mn
0,06-0,1	0,001-0,002	0,012-0,016	0,1-0,29	1,45-1,48
V	Ti	Nb	Al/N	
0,05-0,058	0,003-0,011	0,001-0,028	> 2:1	
<b>TUBO COM COSTURA (% em peso, análise do produto)</b>				
C	S	P	Si	Mn
0,05-0,07	0,002-0,003	0,013-0,014	0,29-0,36	1,46-1,81
V	Ti	Nb	Al/N	
0,003-0,006	0,01-0,02	0,024-0,042	> 2:1	

Os resultados mostram que a otimização dos parâmetros de produção tem um papel relevante no produto final, uma vez que as composições reais utilizam baixo conteúdo de carbono e as menores quantidades possíveis dos outros elementos para se obter a propriedade final desejada. Para o tubo produzido a partir de chapa, o papel do resfriamento acelerado é de extrema valia neste sentido.

### 3.2 Ensaio de Tração

As Tabelas 7 a 9 apresentam os resultados obtidos segundo a ASTM A 370,<sup>(5)</sup> onde se observa que algumas amostras de API 5L X80 DSAW não se encontram dentro dos limites.

**Tabela 7.** Resultados de Testes de Tração – API 5L X70 DSAW

LOCAL DE TESTE	YS (MPa)	TS (MPa)	YS/TS	RUPTURA
Metal de Base	500 – 572	571 – 646	0,85 – 0,90	-
Junta Longitudinal	-	614 - 664	-	Metal de Base
Requisito Norma	485 – 605	570 – 760	Max 0,9	-

**Tabela 8.** Resultados de Testes de Tração – API 5L X80 DSAW

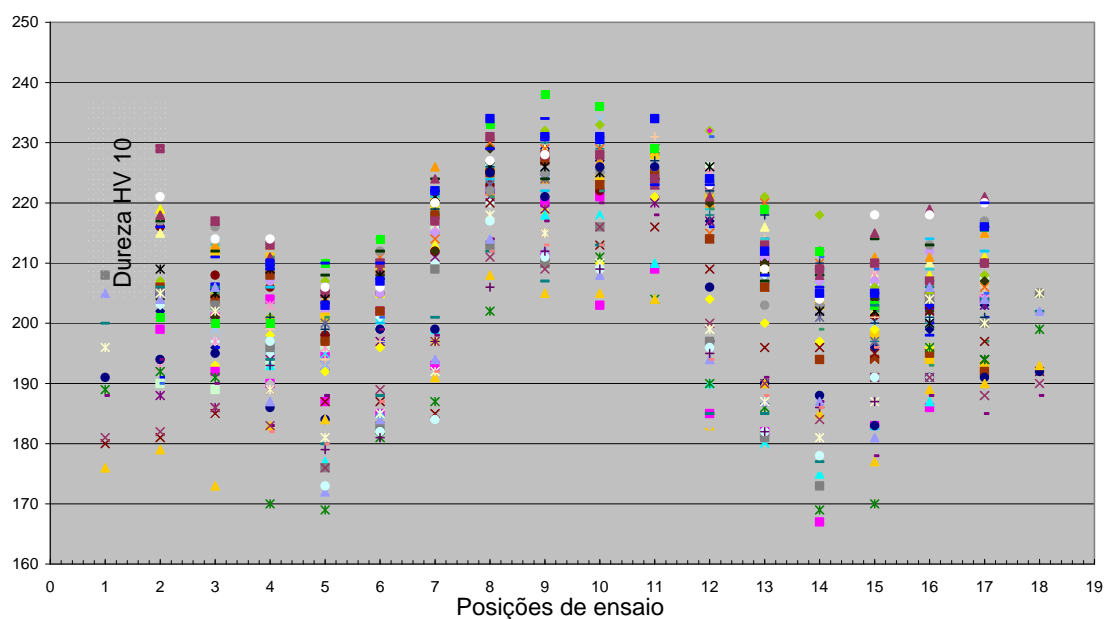
LOCAL DE TESTE	YS (MPa)	TS (MPa)	YS/TS	RUPTURA
Metal de Base	585 – 630	674 – 715	0,82 – 0,93	-
Junta Longitudinal	-	674 - 705	-	Metal de Base
Requisito Norma	555 – 675	625 – 825	Max 0,9	-

**Tabela 9.** Resultados de Testes de Tração – SMLS

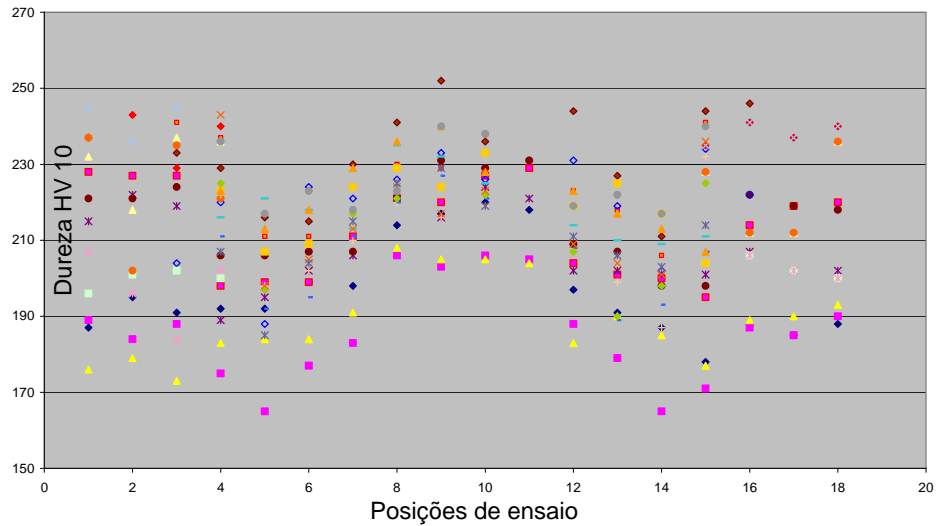
LOCAL DE TESTE	YS (MPa)	TS (MPa)	YS/TS
Metal de Base API 5L X70	507 – 555	611 – 639	0,82 – 0,87
Requisito Norma	485 – 605	570 – 760	0,9
Metal de Base API 5L X80	568 – 600	666 – 706	0,84 – 0,89
Requisito Norma	555 – 675	625 – 825	Max 0,9

### 3.3 Dureza

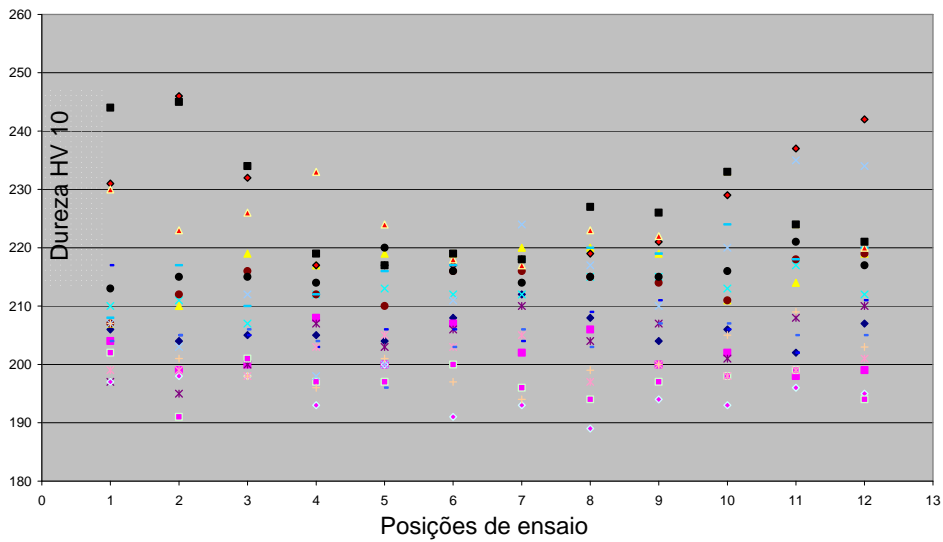
As Figuras 2 a 5 apresentam os resultados obtidos.



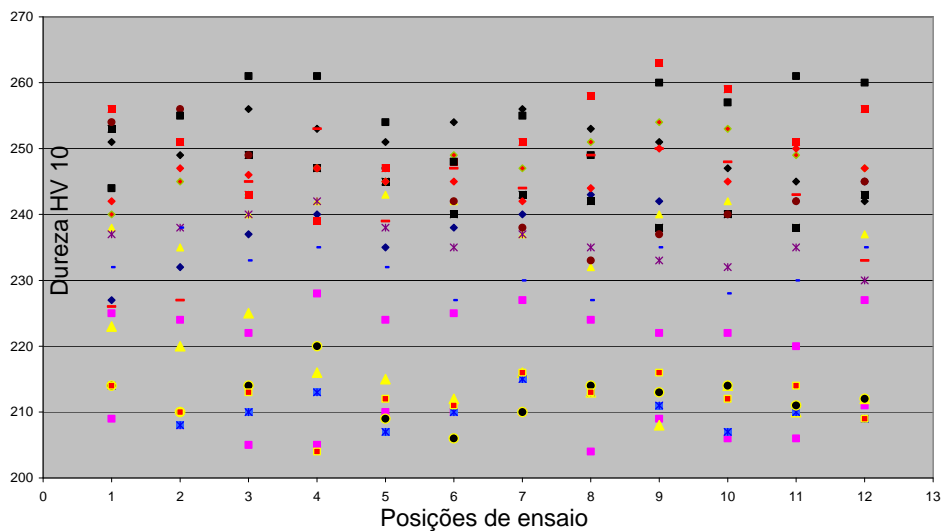
**Figura 2.** Nuvem de pontos – Dureza tubo API 5L X70 DSAW (1 MB-4 MB e 15 MB-18 MB, 5 HAZ-7 HAZ e 12 HAZ-14 HAZ, 8 WM-11 WM).



**Figura 3.** Nuvem de pontos – Dureza tubo API 5L X80 DSAW (1 MB-4 MB e 15 MB-18 MB, 5 HAZ-7 HAZ e 12 HAZ-14 HAZ, 8 WM-11 WM).



**Figura 4.** Nuvem de pontos – Dureza tubo API 5L X70 SMLS.



**Figura 5.** Nuvem de pontos – Dureza tubo API 5L X80 SMLS.



Pelos resultados, vemos que a dureza dos tubos DSAW, para ambos os materiais, ficam abaixo do limite de dureza estabelecido pela norma para trabalho ácido, tanto no metal base quanto na solda longitudinal e HAZ. Vale lembrar que o limite definido na norma é um guia, sendo que extensivos testes de corrosão SSC devem ser feitos no material para avaliar sua verdadeira capacidade de resistir a determinado ambiente de trabalho.

Para tubos sem costura, o nível de dureza no material de grau X70 alcança valores próximos ao limite de 250 HV10. Para o grau X80, os valores de dureza extrapolam esta faixa e alcançam um máximo de 263 HV10.

### 3.4 Ensaio de Impacto Charpy V-Notch

As Figuras 6 e 7 apresentam os resultados na temperatura de projeto.

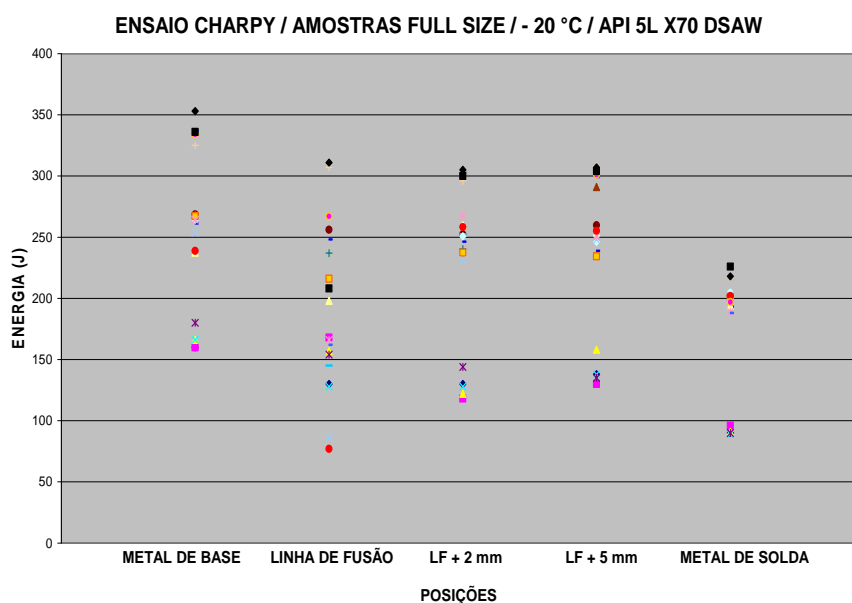


Figura 6. Resultados de ensaios Charpy – API 5L X70 DSAW.

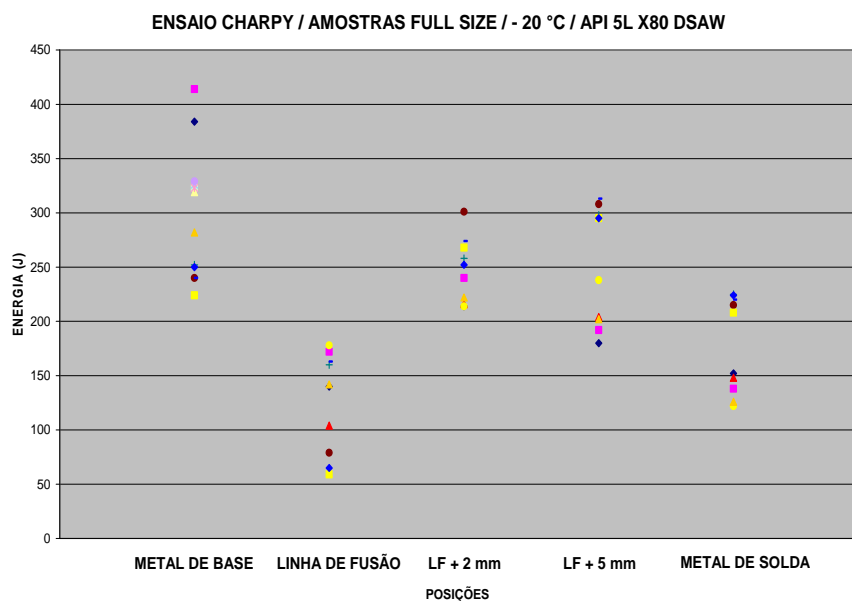


Figura 7. Resultados de ensaios Charpy – API 5L X80 DSAW.

Pelos resultados dos tubos DSAW, vemos que os valores mais baixos de energia se encontram na linha de fusão e no metal de solda. A linha de fusão é a região mais propensa a se concentrar defeitos de soldagem.

Deve ser ressaltado que, para ambos os materiais, os valores de energia obtidos foram altos mesmo em baixas temperaturas (para o X80, acima de 100 J a - 60°C).

### 3.5 Teste de Dobramento Guiado

Nenhuma das amostras testadas apresentou trincas, significando que todas passaram no teste.

A Figura 8 apresenta uma amostra de X70 após passar pelo teste de dobramento guiado na junta longitudinal.



Figura 8. Amostras de dobramento guiado de juntas longitudinais com ausência de trincas.

### 3.6 Ensaio de Tenacidade CTOD

As Figuras 9 a 11 apresentam valores de CTOD para diferentes regiões do material nos tubos.

Das Figuras 9 e 10, observa-se que para o grau API 5L X80 DSAW, valores de CTOD na HAZ ficaram abaixo do esperado. É importante notar que as espessuras das amostras foram as mais próximas possíveis das dimensões (espessura) do tubo padrão usado na qualificação ( $t = 25,4$  mm para o grau API 5L X70 e  $t = 19,7$  mm para o grau API 5L X80). Para o material do tubo sem costura, o teste foi realizado apenas no metal de base (Figura 11).

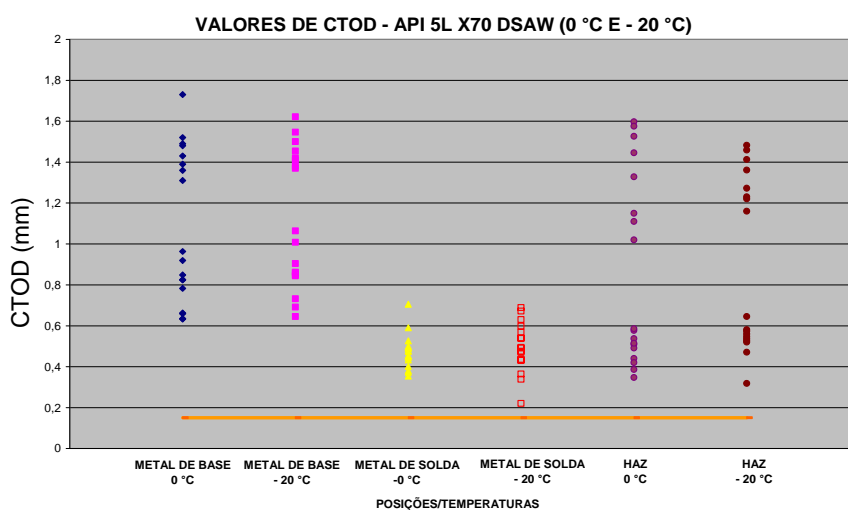


Figura 9. Valores de CTOD para o tubo API 5L X70 DSAW nas temperaturas 0°C e -20°C.

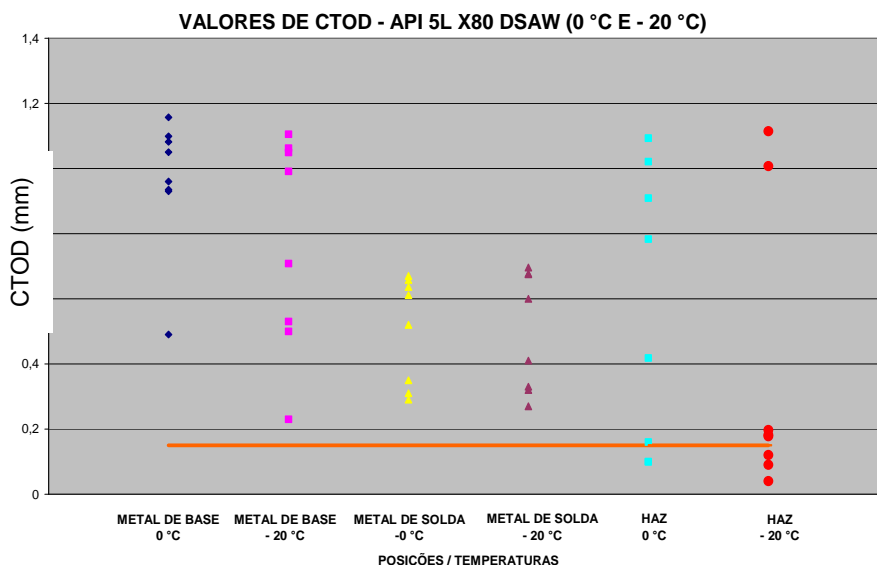


Figura 10. Valores de CTOD para o tubo API 5L X80 DSAW nas temperaturas 0°C e -20°C.

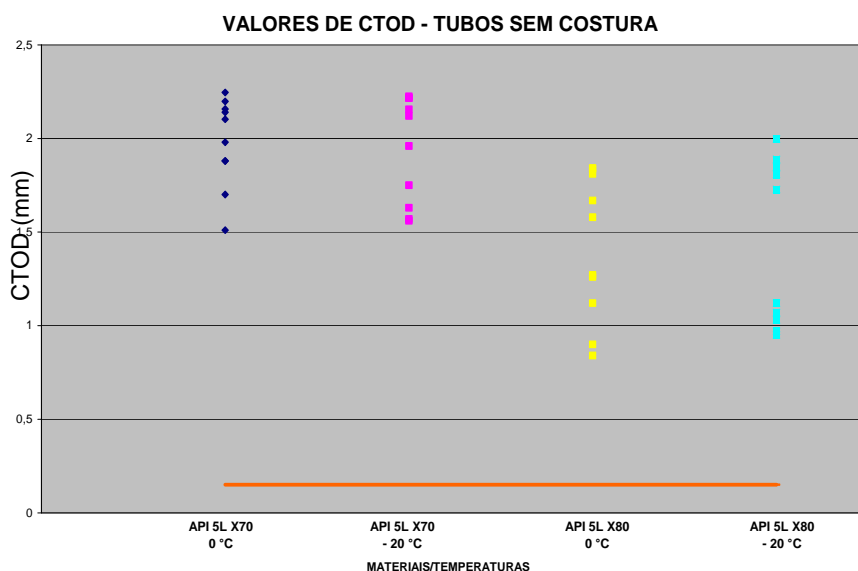


Figura 11. Valores de CTOD para o tubo sem costura.

### 3.7 Ensaios de Corrosão

A Tabela 10 mostra o resumo de testes de corridas de diferentes fornecedores. Para aços com elevado grau de pureza, e com etapas de processamento tais como *soft reduction* e *resfriamento acelerado*, a probabilidade de ser aprovado no teste de HIC em altas concentrações de H<sub>2</sub>S torna-se realista. No entanto, existe um limite prático para a limpeza do material de modo ainda a torná-lo competitivo para aplicações reais.

Outro fator relevante nestes tipos de ensaios é o aumento usado na identificação dos defeitos – caso específico do trincamento induzido HIC. Trincas finas, não vistas com o aumento de 100X definido pelo padrão internacional, foram verificadas em um aumento de 200X devido à presença de uma fina camada segregada no centro do corpo de prova, sendo usadas para reprovar o material na referida classe de corrosão.

## 4 DISCUSSÃO E CONCLUSÃO

De um modo geral, as empresas apresentaram bons resultados para o X70 no tocante a análise do material base. Deve ser lembrado que as próximas fases, de avaliação de soldagem circunferencial e de deformação plástica são mais críticas devido ao processamento do material. Pelos resultados até agora obtidos com os tubos sem costura X80, pode-se verificar que esse material tem potencial para ser utilizado em pouco tempo.

No momento, algumas empresas estão passando por retestes de corrosão,<sup>(10)</sup> junto ao INT – Instituto Nacional de Tecnologia, de forma a confirmar os resultados. O processo de qualificação conta com 8 empresas das quais 3 tem previsão de terminar o processo até o final de 2012. Isso permitirá a Petrobras ter X70 com requisito “S” na *vendor-list* em 2013. Acredita-se que até o final de 2013 o X80 com requisito “S” seja aprovado por pelo menos uma das empresas.

Deve ser notado que teremos empresas nacionais com tubos aprovados, garantindo a maior nacionalização no projeto.

**Tabela 10.** Avaliação de resistência à corrosão

<b>Tubo/ Material</b>	<b>Classe</b>	<b>Condição HIC</b>	<b>Condição SSC</b>
API 5L X70 DSAW	Classe 3	Resistente	Resistente
API 5L X80 DSAW-A	Classe 1	Resistente / Falha	Resistente
API 5L X80 DSAW-B	Classe 3	Resistente / Falha	Resistente / Falha
API 5L X70 SMLS-A	Classe 3	Resistente	Resistente
API 5L X70 SMLS-B	Classe 2	Resistente	Resistente
API 5L X80 SMLS-A	Classe 3	Resistente	Resistente
API 5L X80 SMLS-B	Classe 2	Resistente	Resistente

## REFERÊNCIAS

- 1 DNV-OS-F101 - Det Norske Veritas, Offshore Standard– Submarine Pipeline Systems, October 2010.
- 2 Seamless steel line pipe requirements for sour service in ultra deep water applications, I-ET-3000.00-6500-211-PPR-001, documentação PETROBRAS.
- 3 Longitudinally welded steel line pipe requirements for sour service in ultra deep water applications, I-ET-3000.00-6500-211-PPR-002, documentação PETROBRAS.
- 4 ISO 3183/API 5L - Petroleum and natural gas industries - Steel pipe for pipeline transportation systems
- 5 ASTM A 370 - *Standard Test Methods and Definitions for Mechanical Testing of Steel Products*
- 6 ASTM E 384 - Standard Test Method for Knoop and Vickers Hardness of Materials
- 7 ASTM E3 - Standard Guide for Preparation of Metallographic Specimens
- 8 Haz requirements of pipeline girth welded joints for sour service in ultra deep water applications, I-ET-3000.00-6500-211-PPR-004, documentação PETROBRAS.
- 9 Welding and NDT of submarine rigid pipeline, risers and pipeline components, I-ET-3000.00-6500-211-PPR-005, documentação PETROBRAS
- 10 Descrição dos testes de corrosão, MD-3000.00-6500-211-PPR-001, documentação PETROBRAS.