



<p>No de Documento NRF-002-PEMEX -2001</p>	<div data-bbox="852 174 1139 253">  </div> <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>
<p>Rev.: 0 FECHA: 25 de febrero de 2002</p>	
<p>PAGINA 1 DE 19</p>	<p>SUBCOMITÉ TÉCNICO DE NORMALIZACIÓN DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN</p>

# **TUBERIA DE ACERO PARA RECOLECCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS NO AMARGOS**

 <b>COMITE DE NORMALIZACION DE PETROLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>TUBERIA DE ACERO PARA RECOLECCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS NO AMARGOS</b>	<b>No. De Documento NRF-002-PEMEX-2001</b>
		<b>Rev.: 0  PAGINA 2 DE 19</b>

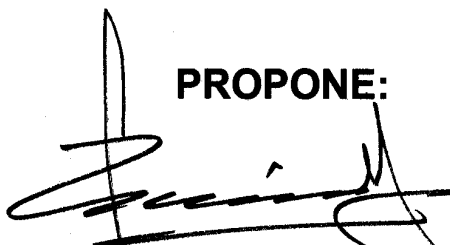
## HOJA DE APROBACIÓN

**ELABORA**



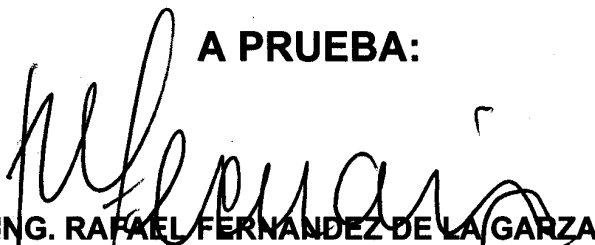
**ING. MANUEL PACHECO PACHECO  
COORDINADOR DEL GRUPO DE TRABAJO**

**PROPONE:**




**ING. LUIS RAMÍREZ CORZO  
PRESIDENTE DEL SUBCOMITÉ TÉCNICO DE NORMALIZACIÓN  
DE PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN**

**A PRUEBA:**




**ING. RAFAEL FERNÁNDEZ DE LA GARZA  
PRESIDENTE DEL COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS**

México, D.F., a 25 de febrero de 2002

 <b>COMITE DE NORMALIZACION DE PETROLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>TUBERIA DE ACERO PARA RECOLECCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS NO AMARGOS</b>	<b>No. De Documento NRF-002-PEMEX-2001</b>
		<b>Rev.: 0</b>  <b>PAGINA 3 DE 19</b>

## CONTENIDO

Capítulo		Página
<b>0</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>4</b>
<b>1</b>	<b>OBJETIVO.....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>ALCANCE.....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>ACTUALIZACIÓN.....</b>	<b>5</b>
<b>4</b>	<b>CAMPO DE APLICACIÓN.....</b>	<b>5</b>
<b>5</b>	<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>5</b>
<b>6</b>	<b>DEFINICIONES.....</b>	<b>5</b>
<b>7</b>	<b>SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS.....</b>	<b>7</b>
<b>8</b>	<b>DESARROLLO.....</b>	<b>8</b>
	8.1 Información que debe contener la requisición.....	8
	8.2 Procesos de manufactura.....	8
	8.2.1 Fabricación del acero.....	8
	8.2.2 Requisitos del material.....	8
	8.2.3 Fabricación del tubo.....	9
	8.2.4 Tamaño de grano.....	9
	8.2.5 Expansión en frío.....	9
	8.2.6 Tratamiento térmico.....	9
	8.3 Pruebas.....	11
	8.3.1 Prueba de tensión.....	11
	8.3.2 Prueba de doblez.....	11
	8.3.3 Prueba de aplastamiento.....	11
	8.3.4 Pruebas para determinar la tenacidad.....	11
	8.3.5 Prueba hidrostática.....	12
	8.4 Dimensiones y tolerancias.....	12
	8.4.1 Diámetros y ovalamiento.....	12
	8.4.2 Extremos de tubería.....	13
	8.4.3 Desalineamiento de los bordes de la placa y refuerzo máximo de la soldadura	13
	8.5 Inspección.....	14
	8.5.1 General.....	14
	8.5.2 Tubería con costura.....	14
	8.5.3 Tubería sin costura.....	15
	8.6 Disposición de defectos.....	15
	8.7 Marcado.....	16
	8.8 Recubrimientos y protección.....	16
	8.9 Manejo y almacenamiento.....	16
	8.10 Certificación.....	16
	8.11 Documentación y registros.....	16
<b>9</b>	<b>RESPONSABILIDADES.....</b>	<b>17</b>
<b>10</b>	<b>CONCORDANCIA CON OTRAS NORMAS.....</b>	<b>17</b>
<b>11</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>17</b>
<b>12</b>	<b>ANEXOS.....</b>	<b>18</b>

 <b>COMITE DE NORMALIZACION DE PETROLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>TUBERIA DE ACERO PARA RECOLECCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS NO AMARGOS</b>	<b>No. De Documento NRF-002-PEMEX-2001</b>
		<b>Rev.: 0</b>  <b>PAGINA 4 DE 19</b>

## 0. INTRODUCCIÓN

Es facultad de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, el desarrollo de la normatividad técnica que garantice la calidad de los materiales a fin de que las instalaciones operen de manera eficiente, segura y que se manifieste en la preservación de vidas humanas, medio ambiente e instalaciones.

Es responsabilidad del usuario considerar las características operativas de la tubería y su correlación con la normatividad de diseño, construcción, operación y mantenimiento de los ductos destinados al transporte de hidrocarburos no amargos, a fin de establecer en la requisición para la compra de tubería, las características normativas y la ingeniería de diseño resultante, así como requisitos adicionales de inspección y pruebas, si un proyecto en particular lo requiere.

Este documento normativo se realizó en cumplimiento a:

- La Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
- La Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público
- Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas.

Participaron en su elaboración Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios , instituciones, empresas y consultores técnicos, que se indican a continuación:

Pemex Exploración y Producción.

Pemex Refinación.

Pemex Gas y Petroquímica Básica.

Pemex Petroquímica.


Petróleos Mexicanos.

Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)

CONCAMIN

CANACERO y Fabricantes afiliados.

Flobán Ingeniería, S. A. de C. V.

 <b>COMITE DE NORMALIZACION DE PETROLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>TUBERIA DE ACERO PARA RECOLECCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS NO AMARGOS</b>	<b>No. De Documento NRF-002-PEMEX-2001</b>
		<b>Rev.: 0</b>  <b>PAGINA 5 DE 19</b>

## 1. OBJETIVO

Establecer los requisitos y especificaciones mínimas de calidad en la fabricación, inspección y pruebas, de tubería de acero para la recolección y transporte de hidrocarburos no amargos.

## 2. ALCANCE

Esta norma de referencia es aplicable a la fabricación de tubería de línea de especificación API 5L ultima edición, o equivalente, de acero al carbono con o sin costura, de grados X-42 a X-70 para la recolección y transporte de hidrocarburos no amargos.

## 3. ACTUALIZACIÓN

Las sugerencias para la revisión y actualización de esta norma, deben enviarse al Secretario del Subcomité Técnico de Normalización de PEP, quien deberá programar y realizar la actualización de acuerdo a la procedencia de las mismas, y en su caso, a través del Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios quien procederá a inscribirla en el programa anual de Normalización de Pemex. Sin embargo, esta norma se debe revisar y actualizar, al menos cada 5 años o antes , si las sugerencias y recomendaciones de cambio lo ameritan. Las propuestas y sugerencias deben dirigirse por escrito a:

Pemex Exploración y Producción.

Subcomité Técnico de Normalización.

Bahía de Ballenas # 5, Edificio "D", 9º Piso.

Col. Verónica Anzures.

C.P. 11311 México, D.F.

Teléfono directo: 55-45-20-35.

Conmutador: 57-22-25-00, Extensión: 3-26-90

## 4. CAMPO DE APLICACIÓN

Esta norma es de aplicación obligatoria para los proveedores de tubería de acero para recolección y transporte de hidrocarburos no amargos de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. Por lo tanto, debe ser incluida en las bases de concurso, como parte de los requisitos que debe cumplir el proveedor.

## 5. REFERENCIAS


No aplica, por no citarse en esta Norma de Referencia, ninguna Norma Oficial Mexicana.

## 6. DEFINICIONES

Para los propósitos de esta norma de referencia aplican las definiciones siguientes:

### 6.1 Colada continua.

Proceso de solidificación dentro de un molde metálico alimentado constantemente con acero líquido de más de una olla de colada y con frecuencia de más de un horno, a partir del que se obtienen, como semiproductos, secciones alargadas como: barra, planchón o "tochos".

 <b>COMITE DE NORMALIZACION DE PETROLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>TUBERIA DE ACERO PARA RECOLECCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS NO AMARGOS</b>	<b>No. De Documento NRF-002-PEMEX-2001</b>
		<b>Rev.: 0</b>  <b>PAGINA 6 DE 19</b>

## 6.2 Crudo y multifases no amargos

Hidrocarburo, líquido o multifásico, que no contiene ácido sulfhídrico, o que conteniéndolo no cumple con las condiciones y características indicadas en la Sección 1, párrafos 1.3 y 1.3.1.2 del estándar MR-0175-98 de NACE, para ser considerado amargo (en términos del fenómeno SSC). Ver anexos del capítulo 12.

## 6.3 Expansión en frío

Deformación permanente de la tubería, a temperatura ambiente, que se efectúa desde su interior con el uso de un expansor radial accionado hidráulica o hidroneumáticamente.

## 6.4 Fracción mol

Es el cociente de la concentración molar, definida como el número de moles del compuesto entre el número de moles del sistema.

## 6.5 Gas no amargo

Hidrocarburo en fase gaseosa manejado a presiones menores a 0.4 MPa (65 psia), o el manejado por arriba de esa presión, que: a) a pesar de contener ácido sulfhídrico no contiene agua en fase líquida; b) a pesar de contener agua en fase líquida y ácido sulfhídrico, la presión parcial de éste ( $H_2S$ ) es menor a 0.0003 MPa (0.05 psia).

## 6.6 Laminación controlada

Proceso mecánico a alta temperatura, a través del que los semiproductos (lingote, planchón o tocho) se deforman a temperaturas y velocidades de enfriamiento controladas, con el fin de obtener placa, lámina o rollo con microestructura de grano fino, y propiedades mecánicas de alta resistencia y alta tenacidad.

## 6.7 Partes por millón (ppm).

Unidad de concentración, en peso o volumen, de un componente disuelto o disperso en un fluido o mezcla, equivalente a mg/Kg.

## 6.8 Presión parcial.

Es el producto de la presión de un sistema por la fracción mol de uno de sus compuestos.

## 6.9 Tratamiento térmico.

Es la operación de calentar y enfriar los metales en ciclos y temperaturas controlados, con la finalidad de modificar sus propiedades mecánicas. La combinación del tratamiento térmico y la composición química, determinan la microestructura de los metales, impartiendo las propiedades mecánicas idóneas para su uso o aplicación.

**6.9.1 Normalizado.** Tratamiento térmico que consiste en calentar el acero a una temperatura superior a la crítica Ac-3 y posteriormente enfriar al aire tranquilo.


**6.9.2 Temple y revenido.** Tratamiento térmico que consiste en el proceso de calentar el material a una temperatura superior a la crítica Ac-3 y enfriar drásticamente en un medio que puede ser agua ó aceite. Posteriormente se da otro calentamiento (revenido), esta vez subcrítico con enfriamiento al aire.

## 6.10 Tubería de almacenamiento.

Es la tubería que se utiliza para almacenar hidrocarburos líquidos (condensados), en operaciones de corridas de diablos de limpieza en gasoductos.

## 6.11 Tubería de descarga.

Es la tubería que transporta fluidos desde el cabezal del pozo hasta el cabezal de recolección de la batería de separadores o la planta de tratamiento.

 <b>COMITE DE NORMALIZACION DE PETROLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>TUBERIA DE ACERO PARA RECOLECCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS NO AMARGOS</b>	<b>No. De Documento NRF-002-PEMEX-2001</b>
		<b>Rev.: 0</b>  <b>PAGINA 7 DE 19</b>

#### 6.12 Tubería de recolección.

Es el arreglo de cabezales y líneas que colectan aceite y/o gas y agua de los pozos productores, para su envío a una batería o estación de separación.

#### 6.13 Tubería de transporte.

Es la tubería que conduce hidrocarburos en una fase o multifases, entre estaciones y/o plantas para su proceso, bombeo, compresión, almacenamiento y distribución.

#### 6.14 Tubería sin costura

Producto tubular fabricado mediante el conformado en caliente del acero sin el uso de algún proceso de soldadura.

#### 6.15 Tubería con costura

Producto tubular fabricado a partir del conformado en frío de lámina, placa, o rollo, con bordes unidos a temperatura de fusión por un proceso de soldadura, con o sin la aplicación de metal de aporte y, con o sin el empleo de presión.


**6.15.1 Tubería soldada por arco** Producto tubular fabricado por el conformado de lámina o placa y con bordes unidos posteriormente por un proceso de soldadura, que produce fusión y coalescencia del metal por el calentamiento del arco eléctrico, el que se establece entre un electrodo o electrodos consumibles y la pieza de trabajo.

**6.15.2 Tubería soldada por resistencia eléctrica.** Producto tubular fabricado por el conformado de lámina o placa, en el que los bordes alineados se unen por fusión, con el calor que genera la resistencia del acero al paso de una corriente eléctrica, y por presión mecánica. No requiere material de aporte. Posterior a este proceso, la costura se trata térmicamente mediante normalizado, a fin de homogeneizar la microestructura del material del tubo.

## 7. SIMBOLOS Y ABREVIATURAS

En el contenido de esta norma de referencia se mencionan diversas siglas, símbolos y vocablos técnicos, que se describen a continuación:

H <sub>2</sub> S	ÁCIDO SULFÚDRICO.	
DWTT	PRUEBA DE DESGARRAMIENTO POR CAÍDA DE PESO.	(DROP WEIGHT TEAR TESTING).
HRC	DUREZA ROCKWELL, ESCALA C	(HARDNESS ROCKWELL "C")
HV	DUREZA VICKERS.	(HARDNESS VICKERS).
NMX	NORMA MEXICANA.	
API	INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO.	(AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE).
ASTM	SOCIEDAD AMERICANA PARA PRUEBAS Y MATERIALES.	(AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS).
ASME	SOCIEDAD AMERICANA DE INGENIEROS MECÁNICOS.	(AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS).
NACE	ASOCIACIÓN NACIONAL DE INGENIEROS EN CORROSIÓN.	(NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS).
ISO	ORGANIZACIÓN INTERNACIONAL DE NORMALIZACIÓN.	(INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION).
ERW	SOLDADURA POR RESISTENCIA ELÉCTRICA.	(ELECTRIC RESISTANCE WELDING).
SAW	SOLDADURA POR ARCO SUMERGIDO	(SUBMERGED ARC WELDING).
SSC	AGRIETAMIENTO BAJO TENSIÓN EN PRESENCIA DE SULFUROS	(SULFIDE STRESS CRACKING).
HIC	AGRIETAMIENTO INDUCIDO POR HIDRÓGENO.	(HYDROGEN INDUCED CRACKING).
DGN	DIRECCIÓN GENERAL DE NORMAS.	
EMA	ENTIDAD MEXICANA DE ACREDITACIÓN.	

 <b>COMITE DE NORMALIZACION DE PETROLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>TUBERIA DE ACERO PARA RECOLECCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS NO AMARGOS</b>	<b>No. De Documento NRF-002-PEMEX-2001</b>
		<b>Rev.: 0</b>  <b>PAGINA 8 DE 19</b>

ASNT	SOCIEDAD AMERICANA PARA PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS.	(AMERICAN SOCIETY FOR NONDESTRUCTIVE TESTING).
RP - SNT-TC-1A	PRACTICA RECOMENDADA PARA LA CALIFICACIÓN Y CERTIFICACIÓN DE PERSONAL EN PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS.	(RECOMMENDED PRACTICE PERSONNEL QUALIFICATION AND CERTIFICATION IN NONDESTRUCTIVE TESTING).
Mpa	MEGA PASCALES.	
Psia	LIBRAS POR PULGADA CUADRADA ABSOLUTAS.	
lbf-pie	LIBRAS FUERZA POR PIE.	
De	DIÁMETRO EXTERIOR.	
Di	DIÁMETRO INTERIOR.	
T	ESPESOR DE PARED.	
≤	IGUAL O MENOR QUE.	
≥	IGUAL O MAYOR QUE.	
<	MENOR QUE.	
>	MAYOR QUE.	
Ø	DIÁMETRO.	
"	PULGADAS	
Mm	MILÍMETROS	

## 8. DESARROLLO.

### 8.1 Información que debe contener la requisición

Las requisiciones de tubería para servicio no amargo, deben incluir como mínimo la información que se indica a continuación, además de hacer referencia a esta norma,

- tipo de tubería,
- especificación,
- grado,
- servicio,
- diámetro nominal,
- espesor nominal de pared,
- longitud nominal,
- acabado de los extremos, y
- recubrimiento.

### 8.2 Proceso de manufactura.


#### 8.2.1 Fabricación del acero.

El acero debe obtenerse por la vía de horno eléctrico de arco o del horno básico al oxígeno; se puede emplear metalurgia secundaria.

#### 8.2.2 Requisitos del material.

**8.2.2.1 Composición química.** El acero que se emplee en la fabricación de la tubería, debe cumplir con la composición química indicada en Tabla 1.



 <b>COMITE DE NORMALIZACION DE PETROLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>TUBERIA DE ACERO PARA RECOLECCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS NO AMARGOS</b>	<b>No. De Documento NRF-002-PEMEX-2001</b>
		<b>Rev.: 0</b>  <b>PAGINA 9 DE 19</b>

**Tabla 1. Composición química.**

Elemento	Grados X-42 a X-70	
	Porcentaje	
C	0.220	máx.
S	0.015	máx.
Mn	1.600	máx.
Cu	0.350	máx.
Si	0.25	a 0.45
P	0.025	máx.
Microaleantes (Nb+V+Ti)	0.160	máx.

Nota: El resto de los elementos queda a discreción del fabricante, siempre y cuando el producto cumpla con las demás propiedades que indica esta norma de referencia.

El carbono equivalente debe ser de 0.40% máximo, de acuerdo a la fórmula siguiente.

$$C_{eq} = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr + Mo + V}{5} + \frac{Cu + Ni}{15}$$

Todas las muestras para el análisis deberán ser tomadas del producto terminado, preferentemente después de la expansión en frío, y pueden ser de las probetas de tensión o aplastamiento. El análisis debe efectuarse de acuerdo a ASTM A 751 o equivalente. La frecuencia de análisis deberá ser de una por colada

### **8.2.3 Fabricación del tubo.**

La tubería fabricada bajo esta norma puede ser con o sin costura.

**8.2.3.1 Tubería sin costura.** Es recomendable fabricarla mediante el proceso de colada continua.

#### **8.2.3.2 Tubería con costura**

- Se recomienda partir de lámina o placa obtenida con la práctica de "laminación controlada".
- El proceso de soldadura para la fabricación de la tubería puede ser por arco sumergido (SAW) o por resistencia eléctrica (ERW) a frecuencias = de 100 KHz.
- Todas las soldaduras deberán ser efectuadas con procedimientos y soldadores calificados de acuerdo a API 1104, la Sección IX del Código ASME o normativa equivalente.


### **8.2.4 Tamaño de grano**

El tamaño de grano en el producto final debe ser igual o más fino que el número 7 de acuerdo a ASTM E-112 o equivalente. La evaluación se realizará a secciones metalográficas longitudinales, tomándose un mínimo de 2 (dos) muestras, de diferente tubo o placa, por colada.

### **8.2.5 Expansión en Frío**

La tubería con costura soldada con arco eléctrico y material de aporte debe ser suministrada expandida en frío por medios mecánicos. La expansión mecánica aplica para todos los diámetros en un intervalo de 0.5% a 1.5% del diámetro nominal; el expansor no debe tener contacto con el refuerzo interno de la soldadura.

**8.2.6 Tratamiento térmico.** La tubería debe ser sometida a tratamiento térmico de acuerdo a la Tabla 2.

 <b>COMITE DE NORMALIZACION DE PETROLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>TUBERIA DE ACERO PARA RECOLECCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS NO AMARGOS</b>	<b>No. De Documento NRF-002-PEMEX-2001</b>
		<b>Rev.: 0</b>  <b>PAGINA 10 DE 19</b>

**Tabla 2. Tratamiento térmico.**

<b>Grado</b>	<b>Tubería con costura *</b>	<b>Tubería sin costura</b>
X-42 a X 56	Normalizado y/o Laminación controlada	Normalizado; Temple y revenido, o en condición de rolado (as rolled)
X-60 a X-70	Laminación controlada y/o Enfriamiento acelerado	Normalizado, o Temple y revenido

\* Si la placa o rollo ya ha sido tratado térmicamente como está indicado en la Tabla 2, aplica lo siguiente: Para tubería fabricada por el proceso ERW, sólo se debe efectuar tratamiento térmico equivalente a un normalizado al área de la soldadura y zona afectada por el calor. No es obligatorio el tratamiento térmico a la soldadura de la tubería fabricada con el proceso SAW si ha sido sometida a expansión en frío conforme al párrafo 8.2.5.

### **8.3 Pruebas.**

La tubería debe cumplir con los siguientes requisitos de pruebas durante la fabricación y al producto terminado. Las pruebas deberán efectuarse con procedimientos escritos que incluyan los requisitos de esta Norma, de calibración de instrumentos y de registro de los resultados. Cuando las pruebas no se realicen apropiadamente o arrojen resultados no satisfactorios, el fabricante aplicará los criterios de invalidación de pruebas y de muestras adicionales como se establece en los apartados 9.9 y 9.10 del API-5L o equivalente, como aplique, para la prueba de que se trate.

#### **8.3.1 Pruebas de tensión.**

Deberán efectuarse pruebas de tensión en producción como se indica en los párrafos 9.3.1.1 a 9.3.1.6 y la Tabla 3B de la especificación API 5L o equivalente para el tipo, orientación y frecuencia; y cumplir con las propiedades mecánicas para los grados correspondientes al PSL 2 descrito en el párrafo 6.2.1 de la especificación citada. Los procedimientos de prueba deben cumplir con ASTM-A-370 o equivalente y las pruebas deben efectuarse a temperatura ambiente.

#### **8.3.2 Prueba de doblez.**

Deben efectuarse pruebas de doblez guiado en producción sólo para la tubería producida con soldadura de arco, SAW, en todos los tamaños de acuerdo a la frecuencia indicada en el párrafo 9.3.4 y aplicando los criterios del párrafo 9.8.3, ambos de API-5L o equivalente.

#### **8.3.3 Pruebas de Aplastamiento.**


Para tubería soldada por el proceso ERW únicamente, se deben efectuar pruebas de aplastamiento en producción al material base y a la soldadura de acuerdo a lo siguiente:

**8.3.3.1 Material base.** La frecuencia, orientación, ubicación y tamaños indicados en el párrafo 9.3.2 de API-5L, y aplicando criterios de aceptación de los párrafos 6.2.2 de la misma.

**8.3.3.2 Soldadura.** Frecuencia, metodología y criterios de aceptación o rechazo de acuerdo a 6.2.5 del API 5L, excepto que las caras internas de las placas deben hacer contacto. Las probetas de pruebas de la soldadura pueden servir para completar la cantidad requerida para las pruebas del material base como se indica en 9.3.2 del API citado.

#### **8.3.4 Pruebas para determinar la tenacidad.**

Deben efectuarse por cada colada pruebas de impacto al producto terminado de acuerdo al apartado 6.2.6.3 del API-5L o equivalente:

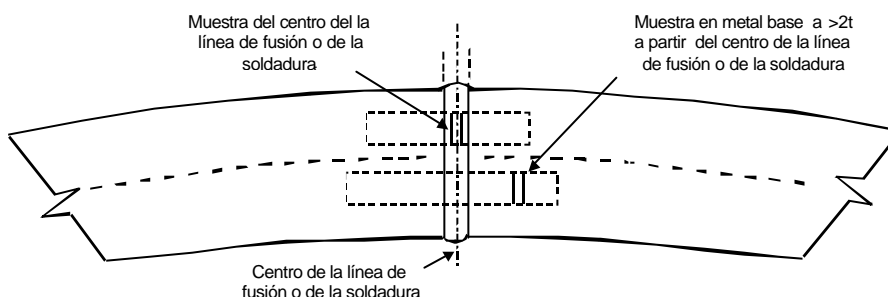
 <b>COMITE DE NORMALIZACION DE PETROLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>TUBERIA DE ACERO PARA RECOLECCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS NO AMARGOS</b>	<b>No. De Documento NRF-002-PEMEX-2001</b>
		<b>Rev.: 0</b>  <b>PAGINA 11 DE 19</b>

**8.3.4.1 Método Charpy con entalla “V”** . Usar los requisitos del suplemento SR-5 (SR-5A para la determinación del área de fractura dúctil y SR-5B para la energía absorbida) de API-5L PS L2, o equivalente, con las precisiones siguientes:

- Aplica a tubería con o sin costura grados X42 y X46 en los diámetros y espesores indicados en la tabla del Anexo 12.2.
- Para los grados X52 a X70, aplicar la tabla del Anexo 12.2 hasta diámetros menores de 500 mm (20 pulg) y en espesores menores de 19 mm (3/4 “). Ver párrafo 8.3.4.2
- Sólo se requiere para el metal base y para la soldadura.. Ver Figura 1.
- La entalla de las probetas de prueba para la unión soldada debe ubicarse en el centro de la costura.
- La temperatura de prueba debe ser de 273 K (0.0 °C).
- La energía mínima absorbida será de 40 J (30 lb-pie) para el promedio de las tres probetas a tamaño completo más las limitaciones indicadas en SR5B.3 de API-5L o equivalente.

**8.3.4.2 Método por caída de peso (DWTT).** Para tubería grados X52 a X70 a partir de 500 mm. (20”) de diámetro a mayores y 19 mm (3/4”) de espesor, acuerdo a los requisitos suplementarios de orientación, frecuencia, procedimiento, etc. citados en SR-6, con las acotaciones siguientes:

- La entalla de la probeta debe ser tipo “V” hecha a presión.
- La temperatura de prueba deberá ser de 273 K ( 0.0 °C ).
- El área de fractura dúctil deberá ser de al menos 50 % .



**Fig. 1 Esquema de ubicación de las muestras para probetas de impacto Charpy en soldadura.**

#### **8.3.5 Prueba hidrostática.**

Debe realizarse una prueba hidrostática a cada tramo de tubo, por un mínimo de 10 segundos a la presión de prueba, de acuerdo a las condiciones y criterios que establece la especificación API - 5L, capítulo 9, párrafo 9.4 o equivalente.


#### **8.4. Dimensiones y tolerancias.**

La tubería debe suministrarse en las dimensiones, pesos, longitudes, defectos, acabados y tolerancias indicadas en los párrafos aplicables del Apartado 7 de la especificación API-5L o equivalente, con las acotaciones a los conceptos siguientes.

##### **8.4.1 Diámetro y ovalamiento.**

El diámetro del tubo será evaluado de acuerdo a los métodos y tolerancias del API-5L, Párrafo 7.2 (Tablas 7 y 8); y el ovalamiento medido en los extremos de la tubería debe cumplir con las tolerancias que se indican en la siguiente tabla 3, las que sustituyen los valores de 1% indicados en la Tabla 8 de API 5L para los diámetros superiores a 500 mm (20”).

El fabricante debe presentar al comprador su procedimiento de inspección, el que debe mostrar para su aceptación el equipo, personal y registro de resultados.

 <b>COMITE DE NORMALIZACION DE PETROLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>TUBERIA DE ACERO PARA RECOLECCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS NO AMARGOS</b>	<b>No. De Documento NRF-002-PEMEX-2001</b>
		<b>Rev.: 0</b>  <b>PAGINA 12 DE 19</b>

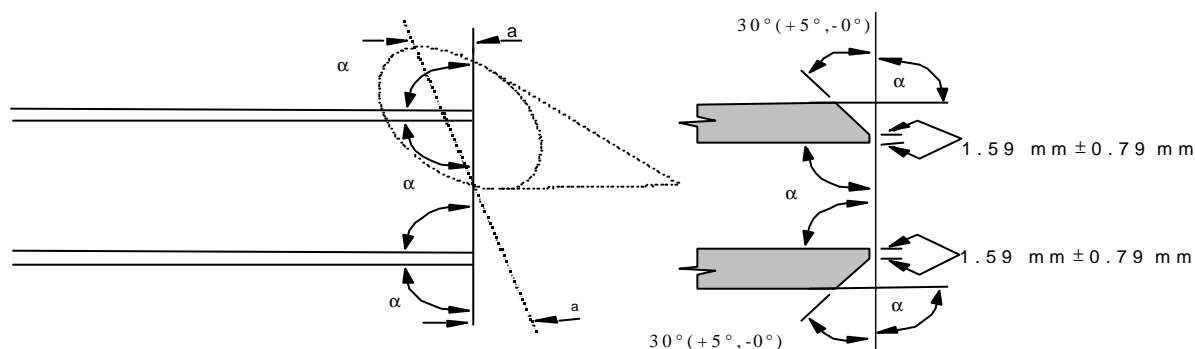
**Tabla 3. Tolerancias de ovalamiento.**

<b>Díámetro Nominal, mm (pulg.)</b>	<b>Tolerancias</b>
< 914.4 (36)	± 0.50 % del diámetro interior
≥ 914.4 (36)	± 0.40 % del diámetro interior

#### 8.4.2 Extremos de tubería.

A menos que otra cosa se especifique en la orden de compra, todos los extremos de los tubos deben presentar un corte en escuadra y biselarse con un ángulo de  $30^\circ (+5^\circ, -0^\circ)$ , medidos desde una línea perpendicular al eje del tubo; el hombro del bisel debe ser de  $1.59 \text{ mm} \pm 0.79 \text{ mm}$  ( $0.0625'' \pm 0.03125''$ ). La desviación del escuadramiento (a) en los extremos, no debe exceder de 1 mm (0.0394") para diámetros  $\leq 203.2 \text{ mm}$  (8"), ni de 1.6 mm (0.0630") para diámetros  $> 203.2 \text{ mm}$  (8"). Ver figura 2.


Se deben efectuar cuatro mediciones en cada extremo de la tubería a:  $45^\circ$ ,  $90^\circ$ ,  $135^\circ$  y  $180^\circ$ . Esta condición debe verificarse en una muestra de tubo por colada o lote de 100 tubos.

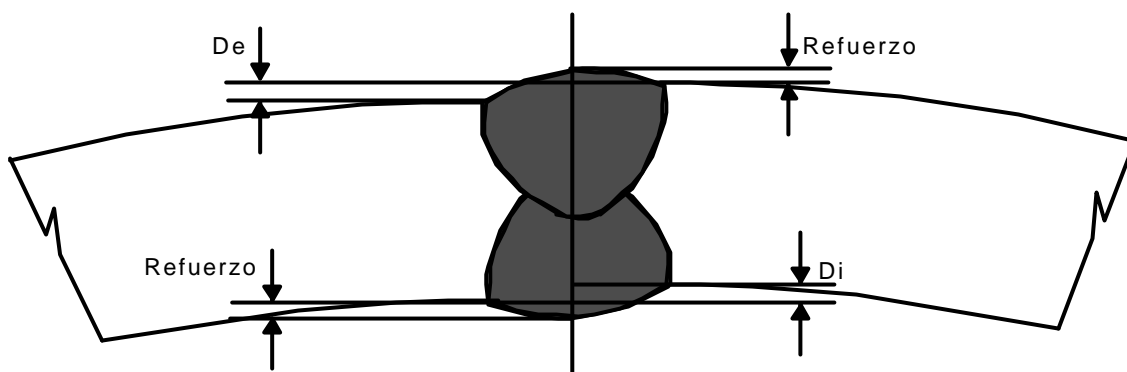


**Figura 2. Desviación del escuadramiento de los extremos. Angulos  $\alpha$  igual a  $90^\circ$**

#### 8.4.3 Desalineamiento de los bordes de la placa y refuerzo máximo de la soldadura.

**8.4.3.1 Tubería soldada con material de aporte.** Se permite un desalineamiento entre los bordes de la junta de soldadura de hasta 1.59 mm ( $1/16''$ ) y un refuerzo máximo de 3.18 mm ( $1/8''$ ) para espesores de placa = 12.7 mm (0.500"). Para espesores mayores, el desalineamiento permitido es de hasta 3.18 mm ( $1/8''$ ) o  $1/4$  del espesor y un refuerzo máximo de 4.76 mm ( $3/16''$ ). Ver Fig. 3

 <b>COMITE DE NORMALIZACION DE PETROLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>TUBERIA DE ACERO PARA RECOLECCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS NO AMARGOS</b>	<b>No. De Documento NRF-002-PEMEX-2001</b>
		<b>Rev.: 0</b>  <b>PAGINA 13 DE 19</b>



**Fig 3. Desalineamiento (Di y De) y refuerzo. Esquemático para SAW únicamente.**

**8.4.3.2 Tubería soldada sin material de aporte.** El desalineamiento radial permitido no debe ser mayor de 1.52 mm (0.060 ") para todos los espesores. El refuerzo máximo, o altura de la expulsión de material, debe ser mantenida a paño con el material base por el exterior y sin que exceda 1.52 mm (0.060") por el interior.


## **8.5 Inspección.**

### **8.5.1 General**

- Todas las inspecciones en proceso y finales de planta deberán llevarse a cabo con personal calificado, con el uso de procedimientos calificados de inspección y usando instrumentos calibrados. La exactitud de los instrumentos debe ser verificada periódicamente incluyendo lo indicado en el apartado 9.5 del API-5L o equivalente.
- Las inspecciones finales deberán ser documentadas y en ella deberán indicarse los equipos usados, el procedimiento y el personal que efectuó la prueba y los resultados de la evaluación.
- La calificación del personal inspector del fabricante deberá ser en la técnica específica con procedimientos desarrollados de acuerdo a la norma NMX-482, ASNT -TC-1A o equivalente
- PEMEX se reserva el derecho de seleccionar puntos de inspección durante cualquier etapa del proceso de fabricación.
- Además de los requisitos de exámenes establecidos en los párrafos 8.5.2 y 8.5.3 adelante, toda la tubería terminada deberá ser sometida a una inspección visual final en las áreas accesibles y externa para verificar el cumplimiento con los requisitos que apliquen del apartado 8.4. Pueden usarse equipos auxiliares para la inspección cuando no existe acceso directo al área o elemento inspeccionado.
- Las inspecciones y pruebas para aceptación de la tubería deben efectuarse de acuerdo al proceso de producción, excepto las inspecciones visuales que deben efectuarse después de la expansión mecánica..

### **8.5.2 Tubería con costura**

- El material base para fabricación (placa o rollo), deberá someterse a una inspección para asegurar que está libre de laminaciones de acuerdo a los criterios de aceptación y rechazo indicados en el al párrafo 7.8.10. del API 5L o equivalente. Los métodos de inspección deben ser los indicados en 8.5.1e) y ultrasonido. El procedimiento de ultrasonido debe ser el descrito en el apartado 5 de la Norma ASTM-A-435 o equivalente, con la acotación siguiente al párrafo 5.4: Se requiere explorar el cuerpo de la lámina con haz recto en un patrón de trayectorias transversales a la dirección del rolado en intervalos de 220 mm (9") como máximo y efectuadas a un 10% del pedido.

 <b>COMITE DE NORMALIZACION DE PETROLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>TUBERIA DE ACERO PARA RECOLECCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS NO AMARGOS</b>	<b>No. De Documento NRF-002-PEMEX-2001</b>
		<b>Rev.: 0</b>  <b>PAGINA 14 DE 19</b>

b) La junta soldada deberá someterse a un examen volumétrico al 100% de su longitud con los métodos indicados en la Tabla 4 y como se establece en los párrafos de los apartados 9.7.3 y 9.7.4 del API 5L o equivalente, incluyendo los criterios de aceptación y rechazo que se indican.

c) Cuando se usen métodos magnéticos de inspección o de manejo del producto, la tubería debe someterse a una medición de magnetismo residual, de acuerdo a 9.7.7 de API 5L, o equivalente.

### 8.5.3 Tubería sin costura.

Deberá examinarse el 100% del cuerpo de la tubería con los métodos indicados en la Tabla 4 y de acuerdo a los requisitos del Suplemento SR4 del API-5L o equivalente, incluyendo los criterios de aceptación y rechazo indicados en ese Suplemento. Cuando se usen métodos magnéticos de inspección o de manejo del producto, la tubería debe someterse a una medición de magnetismo residual, de acuerdo a 9.7.7 API 5L

**Tabla 4. Resumen de inspecciones requeridas**

Proceso de Fabricación de la Tubería	Inspección No Destructiva	
	Material Base	Junta Soldada
SOLDADURA POR ARCO SUMERGIDO	1-Inspección ultrasónica para laminaciones, según párrafo 8.5.2 a).  2-Inspección visual a todo el cuerpo de la tubería terminada, según párrafo 8.5.1 e)	Radiografía, ultrasonido o electromagnetismo según 8.5.2 b)
SOLDADURA POR RESISTENCIA ELECTRICA	Inspección ultrasónica para laminaciones, según párrafo 8.5.2 a).  2- Inspección Visual a todo el cuerpo de la tubería terminada, según párrafo 8.5.1 e)	Ultrasonido o electromagnetismo según 8.5.2 b
SIN COSTURA	1- Inspección para defectos longitudinales: partículas magnéticas, o ultrasonido, o electromagnetismo	No aplica

### 8.6 Disposición de defectos.

Si como resultado de las inspecciones citadas en el apartado anterior se detectan anomalías que exceden las tolerancias permisibles aplicables para el método usado, deberán seguirse los criterios siguientes, como aplique:

8.6.1 No se permite efectuar reparaciones con soldadura en el cuerpo de la tubería con o sin costura.

8.6.2 No se permite reparaciones en la costura de la tubería soldada por resistencia eléctrica (ERW).

8.6.3 Los defectos pueden ser reducidos a un tamaño aceptable por esmerilado, sin afectar el espesor mínimo requerido en el párrafo 7.3 o 7.8.11 de API 5L o equivalente. El área del defecto debe ser suavizada al contorno del tubo.


8.6.4 Se permite cortar la tubería para eliminar defectos que no puedan cumplir con el párrafo 8.6.3, siempre que la longitud del tramo útil este dentro de los límites establecidos en la requisición u orden de compra.

8.6.5 Se permiten reparaciones en las juntas efectuadas con soldadura de arco y material de aporte, de acuerdo a lo establecido en el apartado 9.7.6 (Apéndice B y C) del AP 5L. El representante de PEMEX deberá ser notificado antes de proceder con la reparación.

8.6.6 La tubería reparada por soldadura deberá someterse nuevamente a la prueba hidrostática.

8.6.7 Todas las reparaciones soldadas permitidas en este apartado, deberán ser registradas y mapeadas de tal forma que su localización, extensión, material de aporte y proceso de soldadura pueda ser conocido.

8.6.8 Si en la muestra del 10 % para detección de laminaciones se encuentra que más del 20% tiene al menos una laminación rechazable, el Fabricante debe efectuar un segundo muestreo de 10% y si en este se repite que más del 20% tiene al menos una laminación rechazable, el pedido deberá ser rechazado completamente.

 <b>COMITE DE NORMALIZACION DE PETROLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>TUBERIA DE ACERO PARA RECOLECCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS NO AMARGOS</b>	<b>No. De Documento NRF-002-PEMEX-2001</b>
		<b>Rev.: 0</b>  <b>PAGINA 15 DE 19</b>

### 8.7 Marcado

8.7.1 El marcado debe ser de acuerdo a lo que establece la especificación API-5L, capítulo 10, agregando la nomenclatura NRF-002-PEMEX en lugar de lo requerido en el apartado 10.3.6 de la especificación citada.

8.7.2 En el caso de tubería menor de 48.3 mm (1.900 pulg) las marcas requeridas en el párrafo anterior, deben colocarse en etiquetas plastificadas que deberán anexarse al amarre del lote. (dos al menos)

### 8.8 Recubrimientos y protección

La tubería debe suministrarse sin recubrimiento exterior, a menos que la requisición correspondiente indique lo contrario.

### 8.9 Manejo y almacenamiento.

Toda la tubería debe manejarse con equipo y accesorios adecuados durante el embarque, traslado y almacenaje. No se permiten estibas tubo a tubo y deben utilizarse separadores adecuados. Estas actividades deben llevarse a cabo con procedimientos escritos de acuerdo a la práctica recomendada de API-5L1 y API-5LW.


### 8.10 Certificación.

Los fabricantes de la tubería deberán emitir un Certificado de Cumplimiento, estableciendo que el acero y la tubería han sido fabricados, probados e inspeccionados de acuerdo a los requisitos establecidos en esta NRF.

### 8.11 Documentos y registros.

La siguiente información deberá ser sometida a PEMEX para el propósito indicado, como aplique.

DOCUMENTOS	PARA: A. APROBACIÓN B: INFORMACIÓN C: ARCHIVO DE PEMEX	ENVIAR COPIA, EXCEPTO COMO SE INDIQUE: A: ANTES DE INICIAR FABRICACIÓN. B: ANTES DEL TÉRMINO DE LA FABRICACIÓN. C: DESPUÉS DEL TÉRMINO DE LA FABRICACIÓN. EN ORIGINAL Y CON LAS FIRMAS DE APROBACIÓN DEL RESPONSABLE OPERADOR Y DE LA CALIDAD.
Plan de Calidad.	B, C	A
Informe de la última auditoria al Sistema de Calidad.	B	A
Certificados de Cumplimiento de los Materiales Base con los análisis químicos.	B, C	A o B C
Programa de fabricación.	B	A
Procedimientos de control y rastreabilidad de materiales base.	B	A
Procedimientos de pruebas no destructivas.	B	A
Procedimientos de tratamientos térmicos.	B	A, B
Procedimientos de fabricación.	B	A
Procedimientos de soldadura y de reparaciones con soldadura.	B	A
Procedimiento de Manejo, izaje, transporte y almacenamiento.	A	A, B
Procedimiento de inspección final.	A, C	A, B
Procedimiento de Prueba hidrostática.	A, C	A, B
Procedimiento de calificación de personal de soldadura y pruebas no destructivas.	B	A
Procedimiento de calibración de instrumentos de medición y prueba.	B	A
Registros de juntas de soldadura.	C	C
Registros de pruebas no destructivas finales.	C	C
Registros de verificación dimensional.	C	C
Registros de tratamientos térmicos.	C	C
Registro de pruebas hidrostáticas.	C	C
Certificados de Cumplimiento con esta NRF.	C	C

 <b>COMITE DE NORMALIZACION DE PETROLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>TUBERIA DE ACERO PARA RECOLECCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS NO AMARGOS</b>	<b>No. De Documento NRF-002-PEMEX-2001</b>
		<b>Rev.: 0</b>  <b>PAGINA 16 DE 19</b>

## 9 RESPONSABILIDADES

### 9.1 Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

Aplicar los requisitos y recomendaciones de esta norma, en las actividades de diseño y compra de tubería de línea, para la construcción de los sistemas de ductos destinados al transporte y recolección de hidrocarburos no amargos

### 9.2 Subcomité Técnico de Normalización de Pemex Exploración y Producción

Establecer comunicación con sus áreas, así como con fabricantes y proveedores de tubería, para mantener su contenido y requerimientos actualizados, con el fin de asegurar que la tubería de acero para servicio no amargo cumpla con las características y propiedades requeridas.

La verificación del cumplimiento de esta norma, será realizada por el área usuaria, a través del certificado de cumplimiento que deberá ser entregado por el proveedor de la tubería.

### 9.3 Fabricantes y proveedores de tubería

9.3.1 Cumplir como mínimo con los requisitos especificados en esta norma.

9.3.2 Las compañías acereras y fabricantes de tubería, deben tener implantado un sistema de calidad avalado por una organización nacional acreditada por la DGN o internacional de prestigio reconocido y aceptada por PEMEX. También deben disponer de al menos un informe de auditoría de calidad realizada en el transcurso del año anterior a la fecha de colocación de la orden de compra.

9.3.3 El fabricante debe demostrar que cuenta con personal especializado, con experiencia comprobable en las áreas de tecnología de materiales, procesos de soldadura, códigos, normas, pruebas destructivas y no destructivas, metalografía y sistemas de calidad

9.3.4 El fabricante debe disponer del equipo, instrumentación e infraestructura suficiente y apropiada para el cumplimiento de las actividades y obligaciones derivadas de las adquisiciones fincadas.

9.3.5 Proporcionar al representante de PEMEX acceso a instalaciones y documentación relacionada con las actividades requeridas por esta Norma durante el procesamiento de una orden de compra o requisición.

## 10 CONCORDANCIA CON OTRAS NORMAS

Esta norma de referencia no concuerda con ninguna norma mexicana, ni internacional, y parcialmente con la Especificación 5L del Instituto Americano del Petróleo, edición cuarenta y dos, del año 2000.

## 11 BIBLIOGRAFIA

Esta norma se fundamenta y complementa con las referencias técnicas bibliográficas que se indican a continuación, todas ellas en su última edición.


#### NMX

CC-001 a 008	Normas Mexicanas de sistemas de aseguramiento de calidad.
B- 482	Capacitación, calificación y certificación de personal de ensayos no destructivos

#### PEMEX

2.421.01	Sistema de tuberías para transporte y recolección de hidrocarburos.
2.423.02	Sistema de tuberías de transporte y distribución de gas.



 <b>COMITE DE NORMALIZACION DE PETROLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>TUBERIA DE ACERO PARA RECOLECCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS NO AMARGOS</b>	<b>No. De Documento NRF-002-PEMEX-2001</b>
		<b>Rev.: 0</b>  <b>PAGINA 17 DE 19</b>

#### API

5L	Especificación para tubería de línea.	(Specification for line pipe).
RP 5L1	Práctica recomendada para el transporte de tubería de línea por vía férrea.	(Recommended practice for railroad transportation of line pipe).
RP 5LW	Práctica recomendada para el transporte de tubería de línea por vía marítima.	(Recommended practice for marine ship transportation of line pipe).
RP 5L3	Práctica recomendada para llevar a cabo pruebas de desgarramiento por caída de peso en tubería de línea.	(Recommended practice for conducting drop weight tear test on line pipe).
RP 5L8	Prácticas recomendadas para inspección en campo de tubería de línea nueva.	(Recommended practice for field inspection of new line pipe).
Q1	Programas de calidad.	(Quality programs).

#### ASTM

A-370	Métodos de prueba estándar y definiciones para las pruebas mecánicas de los productos de acero.	(Std. test methods & definitions for mechanical testing of steel products).
A-435	Especificación estándar para la inspección ultrasónica por haz recto, de placas de acero.	(Standard specification for straight-beam ultrasonic examination of steel plates).
A-751	Métodos, prácticas y definiciones para análisis químico de los productos de acero.	(Methods, practices & definitions to chemical analysis of steel products).
E-3	Método estándar para preparar las probetas metalográficas.	(Standard method for preparation of metallographic specimens).
E-4	Verificaciones de máquinas de pruebas.	(Verification of testing machines).
E-8	Pruebas de tensión para materiales metálicos.	(Tension testing of metallic materials).
E-23	Métodos de pruebas estándar para pruebas de impacto con entalla de materiales metálicos.	(Std. test methods for notched bar impact testing of metallic materials).
E-112	Método de prueba estándar para determinar el tamaño de grano promedio.	(Standard test method for determining average grain size).
E-1122	Práctica estándar para obtener el porcentaje de inclusión JK, usando un analizador de imágenes automático.	(Standard practice for obtaining JK inclusion ratings using automatic image analysis).

#### ASME

Sección V	Inspección no destructiva.	(Nondestructive examination).
Sección IX	Calificación de procedimientos de soldadura y soldadores.	(Qualification std. for welding & brazing procedures, brazers & welding and brazers operators).

#### NACE

MR-0175	Materiales metálicos resistentes al agrietamiento bajo tensión en presencia de sulfuros para equipo petrolero.	(Sulfide stress cracking resistant metallic materials for oilfield equipment).
---------	--	--

#### ISO

Std. 3183	Industrias del petróleo y del gas natural- tubería de acero para ductos- condiciones técnicas de suministro.	(Petroleum and natural gas industries – steel pipe for pipelines - technical delivery conditions).
-----------	--	--

## 12 ANEXOS.

### 12.1 Gráficas.

### 12.2 Tabla de espesores mínimos para probetas de prueba de impacto



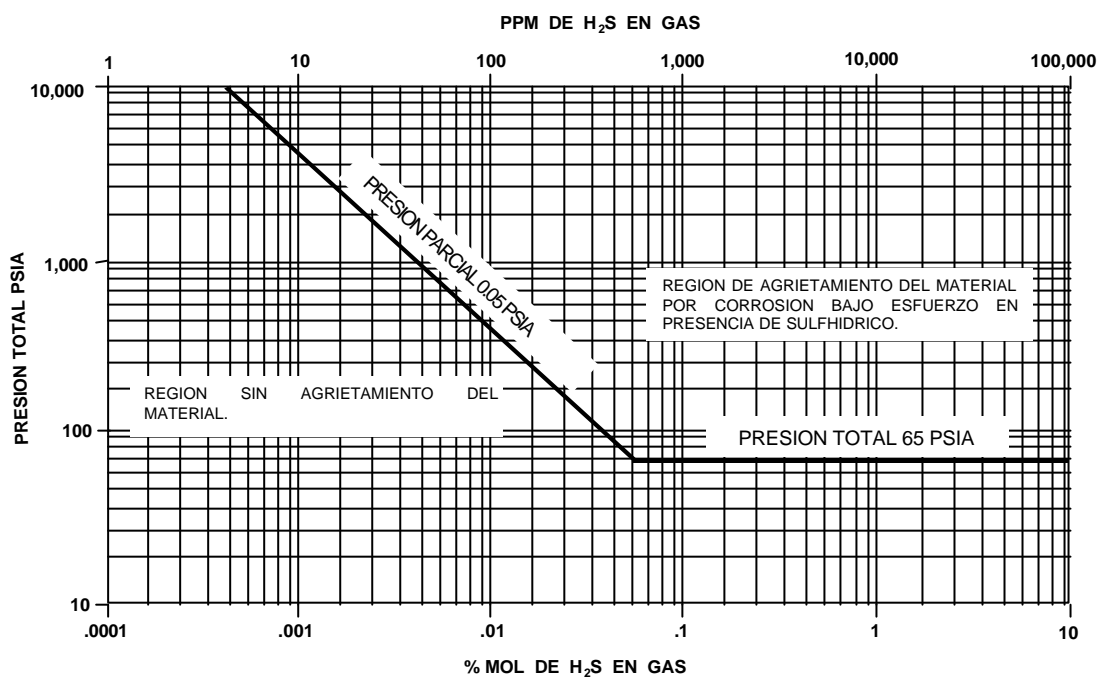
COMITE DE NORMALIZACION DE  
PETROLEOS MEXICANOS Y  
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

TUBERIA DE ACERO  
PARA RECOLECCION  
Y TRANSPORTE DE  
HIDROCARBUROS NO AMARGOS

No. De Documento  
NRF-002-PEMEX-2001

Rev.: 0

PAGINA 18 DE 19



Gráfica 1.- Sistema de Gas Amargo.



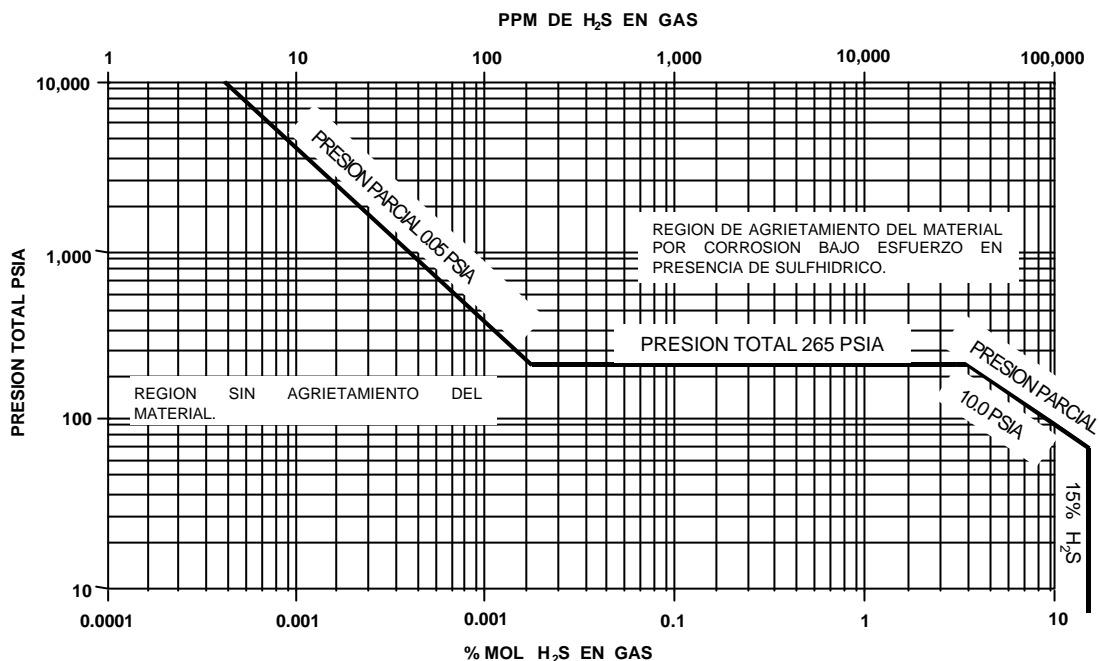
COMITE DE NORMALIZACION DE  
PETROLEOS MEXICANOS Y  
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

TUBERIA DE ACERO  
PARA RECOLECCION  
Y TRANSPORTE DE  
HIDROCARBUROS NO AMARGOS

No. De Documento  
NRF-002-PEMEX-2001

Rev.: 0

PAGINA 19 DE 19



Gráfica 2.- Sistemas Multifásicos Amargos (Crudo, Agua y Gas).

12.2 Tabla de espesores mínimos para probetas de prueba de impacto.

mm. (pulg.)

ESPESOR MINIMO DE PARED			
TAMANO	PROBETA 100% TAMANO	PROBETA 2/3 TAMANO	PROBETA 1/2 TAMANO
$\geq 114$ y $< 141$ ( $\geq 4 \frac{1}{2}$ y $< 5 \frac{9}{16}$ )	12.6 (0.495)	10.9 (0.429)	10.1 (0.397)
$\geq 141$ y $< 167$ ( $\geq 5 \frac{9}{16}$ y $< 6 \frac{5}{8}$ )	11.9 (0.469)	9.4 (0.371)	8.6 (0.338)
$\geq 167$ y $< 217$ ( $\geq 6 \frac{5}{8}$ y $< 8 \frac{5}{8}$ )	11.7 (0.460)	8.5 (0.334)	7.6 (0.301)
$\geq 217$ y $< 273$ ( $\geq 8 \frac{5}{8}$ y $< 10 \frac{3}{4}$ )	11.4 (0.450)	8.1 (0.318)	6.5 (0.257)
$\geq 273$ y $< 324$ ( $\geq 10 \frac{3}{4}$ y $< 12 \frac{3}{4}$ )	11.3 (0.443)	7.9 (0.311)	6.2 (0.246)
$\geq 324$ y $< 356$ ( $\geq 12 \frac{3}{4}$ y $< 14$ )	11.1 (0.438)	7.8 (0.307)	6.1 (0.241)
$\geq 356$ y $< 406$ ( $\geq 14$ y $< 16$ )	11.1 (0.436)	7.7 (0.305)	6.1 (0.239)
$\geq 406$ ( $\geq 16$ )	11.0 (0.434)	7.7 (0.304)	6.0 (0.237)

Los límites de tamaño de esta tabla tienen como base probetas transversales de extremos biselados e incluyen tolerancias de maquinado