

<b>N° de Documento: NRF-001-PEMEX-2000</b>	 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>
<b>Rev.: 0</b>	
<b>8 – agosto - 2000</b>	
<b>PÁGINA 1 DE 31</b>	<b>SUBCOMITÉ TÉCNICO DE NORMALIZACIÓN DE PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN</b>

# **TUBERIA DE ACERO PARA RECOLECCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS**

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 8 – agosto - 2000	TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS	<b>No. de Documento</b> NRF-001-PEMEX-2000
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 2 DE 31</b>

## HOJA DE AUTORIZACIÓN

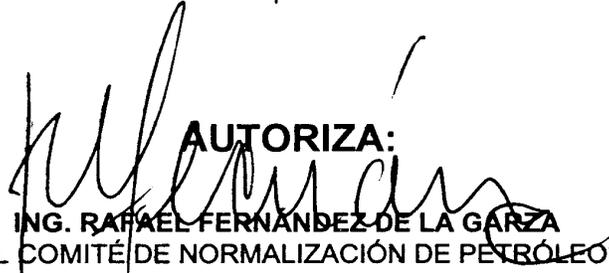
**ELABORA**

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

**PROPONE:**

  
**ING. JOSE A. CEBALLOS SOBERANIS**  
PRESIDENTE DEL SUBCOMITÉ TÉCNICO DE NORMALIZACIÓN  
DE PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

**AUTORIZA:**

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

*México, D.F., a 08 de agosto de 2000*

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS</b>	<b>No. de Documento NRF-001-PEMEX-2000</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 3 DE 31</b>
DOCUMENTO NORMATIVO		
8 – agosto - 2000		

## CONTENIDO

CAPITULO	PAGINA
<b>0. INTRODUCCION.</b>	<b>6</b>
<b>1. OBJETIVO.</b>	<b>7</b>
<b>2. ALCANCE.</b>	<b>7</b>
<b>3. ACTUALIZACION.</b>	<b>7</b>
<b>4. CAMPO DE APLICACION.</b>	<b>7</b>
<b>5. REFERENCIAS.</b>	<b>7</b>
<b>6. DEFINICIONES.</b>	<b>8</b>
6.1 Agrietamiento inducido por hidrógeno.	8
6.2 Colada continua.	8
6.3 Corrosión bajo esfuerzo por H <sub>2</sub> S.	8
6.4 Crudo, agua y gas amargo.	8
6.5 Expansión en frío.	8
6.6 Fracción mol.	8
6.7 Gas amargo.	8
6.8 Globulización de inclusiones.	8
6.9 Laminación controlada.	8
6.10 Presión parcial.	8
6.11 Tratamiento térmico.	9
6.11.1 Normalizado.	9
6.11.2 Templado.	9
6.11.3 Revenido.	9
6.12 Tubería de almacenamiento.	9
6.13 Tubería de descarga.	9
6.14 Tubería de recolección.	9
6.15 Tubería de transporte.	9
6.16 Tubería con costura.	9
6.16.1 Tubería soldada por arco sumergido.	9
6.16.2 Tubería soldada por resistencia eléctrica.	10
6.17 Tubería sin costura.	10

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS</b>	<b>No. de Documento NRF-001-PEMEX-2000</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 4 DE 31</b>
<b>DOCUMENTO NORMATIVO</b>		
8 – agosto - 2000		

<b>7.</b>	<b>SIMBOLOS Y ABREVIATURAS.</b>	<b>10</b>
<b>8.</b>	<b>INFORMACION QUE DEBE CONTENER LA REQUISICION.</b>	<b>11</b>
8.1	Características de la tubería.	11
<b>9.</b>	<b>PROCESO DE MANUFACTURA.</b>	<b>12</b>
9.1	Fabricación del acero.	12
9.1.1	Proceso de aceración.	12
9.1.2	Vaciado.	12
9.1.3	Laminación controlada.	12
9.2	Requerimientos del material.	12
9.2.1	Propiedades químicas.	12
9.2.2	Tamaño de grano.	13
9.2.3	Limpieza del acero.	13
9.2.4	Análisis metalográfico.	13
9.3	Fabricación del tubo.	14
9.3.1	Tubería con costura.	15
9.3.2.	Expansión en frío.	15
9.3.3	Tratamiento térmico.	15
<b>10.</b>	<b>PRUEBAS.</b>	<b>15</b>
10.1	Prueba hidrostática.	15
10.2	Pruebas de tensión.	16
10.3	Prueba de doblez en soldadura.	16
10.4	Pruebas de aplastamiento	16
10.5	Prueba de impacto Charpy V.	16
10.6	Prueba de desgarramiento por caída de peso (DWTT).	17
10.7	Perfil de dureza, HV-5 Kg ó 10Kg.	18
10.8	Prueba de susceptibilidad al agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC).	19
10.8.1	Método.	19
10.8.2	Frecuencia.	19
10.8.3	Criterio.	19
10.9	Prueba de resistencia al agrietamiento bajo tensión en presencia de sulfhídrico (SSC).	20
10.9.1	Método.	20
10.9.2	Frecuencia.	20
10.9.3	Criterio.	20
<b>11.</b>	<b>DIMENSIONES Y TOLERANCIAS.</b>	<b>20</b>
11.1	Diámetro y ovalamiento.	20
11.2	Extremos de tubería.	21
11.3	Desalineamiento de los bordes de la placa.	21
11.4	Desalineamiento de los cordones de soldadura.	21

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS</b>	<b>No. de Documento NRF-001-PEMEX-2000</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 5 DE 31</b>
<b>DOCUMENTO NORMATIVO</b>		
8 – agosto - 2000		

<b>12.</b>	<b>INSPECCIONES.</b>	<b>22</b>
12.1	Recursos.	22
12.1.1	Humanos.	22
12.1.2	Materiales.	23
12.2	Inspección visual.	23
12.3	Inspección no destructiva.	23
12.3.1	Placa ó rollo	23
12.3.2	Tubo	23
12.4	Inspección de reparaciones.	24
<b>13.</b>	<b>MARCADO.</b>	<b>24</b>
<b>14.</b>	<b>RECUBRIMIENTOS Y PROTECCION.</b>	<b>25</b>
14.1	Recubrimiento anticorrosivo.	25
14.2	Manejo y almacenamiento.	25
<b>15.</b>	<b>DOCUMENTACION.</b>	<b>25</b>
15.1	Inspección del comprador.	25
15.2	Sistema de aseguramiento de calidad.	26
15.3	Rastreabilidad.	26
15.4	Certificación.	26
15.5	Registros.	26
<b>16.</b>	<b>RESPONSABILIDADES.</b>	<b>28</b>
<b>17.</b>	<b>CONCORDANCIA CON OTRAS NORMAS.</b>	<b>28</b>
<b>18.</b>	<b>BIBLIOGRAFIA.</b>	<b>28</b>
<b>19.</b>	<b>ANEXOS.</b>	<b>30</b>

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS</b>	<b>No. de Documento NRF-001-PEMEX-2000</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 6 DE 31</b>
DOCUMENTO NORMATIVO		
8 – agosto - 2000		

## 0. INTRODUCCION.

Es facultad de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, el desarrollo de la normatividad técnica que garantice la calidad de los materiales e instalaciones, a fin de que éstas operen de manera eficiente, segura y 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 construcción y mantenimiento de ductos, a fin de establecer en la requisición, las características normativas y de metrología de la ingeniería de diseño resultante, así como requisitos adicionales de inspección y pruebas si el proyecto en particular lo requiere.

Este documento normativo se realizó en atención y cumplimiento a:

- La Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
- La Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público.
- La Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas.
- La sección 4 de las Reglas Generales para la Contratación y Ejecución de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas.

Participaron en su elaboración las Direcciones de Petróleos Mexicanos, 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.  
Corporación Mex. de Investig. en Matls. S A. de CV.  
Canacero y Fabricantes Afiliados.  
Flobán Ingeniería, S. A. de C. V.  
Dr. Eng. Eloy Martínez R.

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 8 – agosto - 2000	TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS	<b>No. de Documento NRF-001-PEMEX-2000</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 7 DE 31</b>

### 1. OBJETIVO

Esta norma de referencia establece los requisitos mínimos de calidad en la fabricación, inspección y pruebas, de tubería de acero microaleado para la recolección y transporte de hidrocarburos amargos.

### 2. ALCANCE.

Esta norma de referencia es aplicable a la fabricación de tubería de línea de acero al carbono microaleado con o sin costura, de grados X-52 a X-60 para la recolección y transporte de hidrocarburos amargos.

### 3. ACTUALIZACION.

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, procederá a través del Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, a inscribirla en el programa anual de Normalización de PEMEX. Sin embargo, esta norma se debe revisar y actualizar, al menos cada 5 años ó 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", 9° Piso.  
Col. Verónica Anzures.  
11311 México, D.F.  
Teléfono directo: 55-45-20-35.  
Conmutador: 57-22-25-00, Extensión: 3-26-90

### 4. CAMPO DE APLICACION.

Esta norma es de aplicación obligatoria para todas las áreas de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Empresas Filiales en la compra de tubería de acero para recolección y transporte de hidrocarburos amargos. Por lo tanto, deberá ser incluida en las bases del concurso como parte de los requerimientos que deberá cumplir el proveedor.

### 5. REFERENCIAS.

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

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS</b>	<b>No. de Documento NRF-001-PEMEX-2000</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 8 DE 31</b>
DOCUMENTO NORMATIVO		
8 – agosto - 2000		

## 6. DEFINICIONES.

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

### 6.1 Agrietamiento inducido por hidrógeno.

Mecanismo de falla que se manifiesta mediante agrietamiento o ampollamiento, originado por la formación de hidrógeno molecular a partir del hidrógeno atómico atrapado en inclusiones no metálicas o discontinuidades internas del material.

### 6.2 Colada continua.

Proceso de solidificación continua con un alimentador constante de acero líquido a partir del que se obtienen, como producto final, secciones continuas de diferentes geometrías como barras, planchones y tochos.

### 6.3 Corrosión bajo esfuerzo por H<sub>2</sub>S.

Mecanismo de falla que se manifiesta mediante agrietamientos por la acción combinada de esfuerzos y ambiente corrosivo, constituido éste, de agua y ácido sulfhídrico.

### 6.4 Crudo, agua y gas amargos.

Crudo amargo o crudo en dos y tres fases, agua y gas, se consideran amargos de acuerdo a lo indicado en la sección 1, párrafo 1.3 del NACE Standard MR01.75-98.

### 6.5 Expansión en frío.

Deformación plástica en frío que se efectúa mecánicamente por la superficie interna del tubo, mediante el empleo de un expansor radial accionado hidráulica o hidroneumáticamente.

### 6.6 Fracción mol.

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

### 6.7 Gas amargo.

Es aquel transportado a una presión mayor de 0.4 MPa (65 psia), que contiene agua en fase líquida o vapor y ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S), con una presión parcial mayor de 0.0003 MPa (0.05 psia).

### 6.8 Globulización de inclusiones.

Es la modificación de la morfología de las inclusiones no metálicas alargadas durante el proceso de aceración o de metalurgia secundaria, que se obtiene mediante la adición de calcio, después de lo cual las inclusiones adquieren una forma globular en el acero.

### 6.9 Laminación controlada.

Proceso mecánico en caliente, en el que se efectúa la deformación plástica o reducción de la sección transversal del material a temperatura y velocidad de enfriamiento controladas, a fin de obtener placa, lámina o rollo con microestructuras de grano fino de alta resistencia y tenacidad.

### 6.10 Presión parcial.

Es el producto de la presión de operación por la fracción mol del compuesto.

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 8 – agosto - 2000	<b>TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS</b>	<b>No. de Documento NRF-001-PEMEX-2000</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 9 DE 31</b>

### 6.11 Tratamiento térmico.

Es la operación de calentar y enfriar el acero en ciclos y temperaturas controladas, con la finalidad de modificar sus propiedades mecánicas y microestructura.

#### 6.11.1 Normalizado.

Proceso que consiste en calentar el material a una temperatura aproximada de 311°K (38°C), por arriba de la temperatura crítica AC<sub>3</sub> y posteriormente enfriar al aire tranquilo hasta la temperatura ambiente.

#### 6.11.2 Templado.

Proceso que consiste en calentar el material a una temperatura aproximada de 311°K (38°C), por arriba de la temperatura crítica AC<sub>3</sub> y posteriormente aplicar un enfriamiento drástico en agua, aceite o aire en movimiento.

#### 6.11.3 Revenido.

Proceso que consiste en calentar el material a una temperatura por debajo de la de transformación y posteriormente enfriar lentamente hasta la temperatura ambiente. Se aplica posterior al templado, con la finalidad de eliminar esfuerzos residuales y mejorar la ductilidad y tenacidad del material.

### 6.12 Tubería de almacenamiento.

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

### 6.13 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.

### 6.14 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.

### 6.15 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.

### 6.16 Tubería con costura.

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

#### 6.16.1 Tubería soldada por arco sumergido.

Producto tubular fabricado por el conformado de lámina o placa y unido posteriormente por un proceso de soldadura que produce coalescencia de los metales por el calentamiento de ellos, mediante un arco o arcos entre un electrodo o electrodos consumibles y la pieza de trabajo; el arco y el metal fundido se protegen de la atmósfera por un fundente; no se emplea presión y parte o el total del metal de aporte se obtiene del electrodo(s).

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 8 – agosto - 2000	TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS	<b>No. de Documento</b> <b>NRF-001-PEMEX-2000</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 10 DE 31</b>

#### 6.16.2 Tubería soldada por resistencia eléctrica.

Producto tubular fabricado por medio de un proceso, en el que los bordes juntos y alineados se presionan mecánicamente, formando una costura por la fusión de los bordes, debido al calor que se genera por la resistencia que opone el material al fluir una corriente eléctrica a través de él. No se requiere material de aporte.

Posterior a este proceso, la costura debe tratarse térmicamente mediante normalizado, a fin de eliminar las líneas de flujo y homogeneizar la microestructura del material del tubo.

#### 6.17 Tubería sin costura.

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

### 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	ACIDO SULFHIDRICO.	
DWTT	PRUEBA DE IMPACTO POR CAIDA DE PESO.	(DROP WEIGHT TEAR TESTING).
HV	DUREZA VICKERS.	(HARDNESS VICKERS).
NMX	NORMA MEXICANA	
API	INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO.	(AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE).
RP	PRACTICA RECOMENDADA.	(RECOMMENDED PRACTICE).
BULL	BOLETIN.	(BULLETIN).
ASTM	SOCIEDAD AMERICANA PARA PRUEBAS DE MATERIALES.	(AMERICAN SOCIETY FOR TESTING OF MATERIALS).
ASME	SOCIEDAD AMERICANA DE INGENIEROS MECANICOS.	(AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS).
NACE	ASOCIACION NACIONAL DE INGENIEROS EN CORROSION.	(NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS).
ISO	ORGANIZACION INTERNACIONAL DE NORMALIZACION.	(INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION).
ERW	SOLDADURA POR RESISTENCIA ELECTRICA.	(ELECTRIC RESISTANCE WELDING).
SAW	SOLDADURA POR ARCO SUMERGIDO	(SUBMERGED ARC WELDING).
SSC	AGRIETAMIENTO BAJO ESFUERZO EN PRESENCIA DE SULFHIDRICO.	(SULFIDE STRESS CRACKING).
HIC	AGRIETAMIENTO INDUCIDO POR HIDROGENO.	(HYDROGEN INDUCED CRACKING).
DGN	DIRECCION GENERAL DE NORMAS.	
SECOFI	SECRETARIA DE COMERCIO Y FOMENTO INDUSTRIAL.	

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS</b>	<b>No. de Documento NRF-001-PEMEX-2000</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 11 DE 31</b>
DOCUMENTO NORMATIVO		
8 – agosto - 2000		

EMA	ENTIDAD MEXICANA DE ACREDITACION.	
ASNT	SOCIEDAD AMERICANA PARA PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS.	(AMERICAN SOCIETY FOR NONDESTRUCTIVE TESTING).
SNT-TC-1A	PRACTICAS RECOMENDADAS PARA CERTIFICACION Y CALIFICACION 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.	
CLR	INDICE DE LONGITUD DE AGRIETAMIENTO	(CRACK LENGTH RATIO).
CSR	INDICE DE SENSIBILIDAD DE AGRIETAMIENTO.	(CRACK SENSITIVITY RATIO).
CTR	INDICE DE ESPESOR DE AGRIETAMIENTO	(CRACK OF THICKNESS RATIO).
De	DIAMETRO EXTERIOR.	
Di	DIAMETRO INTERIOR.	
T	ESPESOR DE PARED.	
≤	IGUAL O MENOR QUE.	
≥	IGUAL O MAYOR QUE.	
<	MENOR QUE.	
>	MAYOR QUE.	
∅	DIAMETRO.	
"	PULGADAS	
mm	MILIMETROS	

## 8. INFORMACION QUE DEBE CONTENER LA REQUISICION.

Las requisiciones de tubería para servicio amargo, deben incluir como mínimo la información que se indica a continuación, además de hacer referencia a esta norma.

### 8.1 Características de la tubería.

- Tipo de tubería:
- Especificación:
- Grado:
- Servicio:
- Diámetro nominal:
- Espesor nominal de pared:
- Longitud nominal:
- Acabado de los extremos:
- Recubrimiento:

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 8 – agosto - 2000	<b>TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS</b>	<b>No. de Documento NRF-001-PEMEX-2000</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 12 DE 31</b>

## 9. PROCESOS DE MANUFACTURA.

### 9.1 Fabricación del acero.

#### 9.1.1 Proceso de aceración.

El acero puede obtenerse por la vía de horno eléctrico de arco o aceración al oxígeno; se debe emplear metalurgia secundaria y tratamiento de globulización de inclusiones no metálicas.

#### 9.1.2 Vaciado.

Se debe llevar a cabo mediante el proceso de colada continua en el que se debe verificar el nivel de segregación permitido, por medio del análisis químico o metalográfico y de macroataque. Ver 9.2.4.2 y 10.8.

#### 9.1.3 Laminación controlada.

Se debe utilizar la práctica de "laminación controlada" para la obtención del acero con microestructura de grano fino.

### 9.2. Requerimientos del material.

#### 9.2.1 Propiedades químicas.

El acero que se emplee en la fabricación de la tubería, debe cumplir con la composición química indicada en la Tabla 1:

**Tabla 1. Composición química.**

Elemento	Grado X-52 a X-60	
	Porcentaje	
C	0.100	% máx.
S	0.005	% máx.
Mn	1.050	% máx.
Cu	0.350	% máx.
P	0.020	% máx.
Microaleantes (Nb+V+Ti)	0.110	% máx.

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

Para tubería de espesor de pared mayor de 19.05 mm (0.750"), el contenido de manganeso (Mn) puede incrementarse hasta 1.35% máximo. Sin embargo, por cada incremento en este elemento, se debe disminuir el contenido de azufre (S), de acuerdo con la Tabla 2:

**Tabla 2. Contenido de manganeso y azufre.**

Elemento	Porcentaje (%)			
Mn	1.050	1.200	1.300	1.350
S	0.005	0.004	0.003	0.002

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 8 – agosto - 2000	TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS	<b>No. de Documento</b> <b>NRF-001-PEMEX-2000</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 13 DE 31</b>

El carbono equivalente debe ser de 0.32 % máximo, de acuerdo a la fórmula siguiente:

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

#### 9.2.2 Tamaño de grano.

El tamaño de grano final, determinado por el analista en metalografía, no debe ser mayor en tamaño, al número 10 de acuerdo a la norma ASTM E-112 o equivalente.

#### 9.2.3 Limpieza del acero.

Únicamente son aceptables inclusiones no metálicas tipos A, B, C y D, según se establece en la norma ASTM E-45 o equivalente, con los niveles de severidad en el producto final, indicados en la Tabla 3.

**Tabla 3. Niveles de severidad en las inclusiones.**

Tipo de inclusión	Niveles	
	Serie fina	Serie gruesa
A	0.5 máx.	0.0
B	1.0 máx.	0.0
C	0.5 máx.	0.0
D	1.5 máx.	0.5 máx.

Alternativamente, la medición de la limpieza del acero debe estar de acuerdo a la norma ASTM E-1122 o equivalente. Estas mediciones efectuadas por medio del analizador de imágenes, estarán en unidades de número de partículas/área de los diferentes tipos de inclusiones y se debe entregar un reporte con ambas lecturas; es decir, en número de partículas/área y bajo el criterio de ASTM E-45 o equivalente.

En caso de controversia el criterio del ASTM E-1122 o equivalente, debe prevalecer.

#### 9.2.4 Análisis metalográfico.

##### 9.2.4.1 Nivel de inclusiones y tamaño de grano.

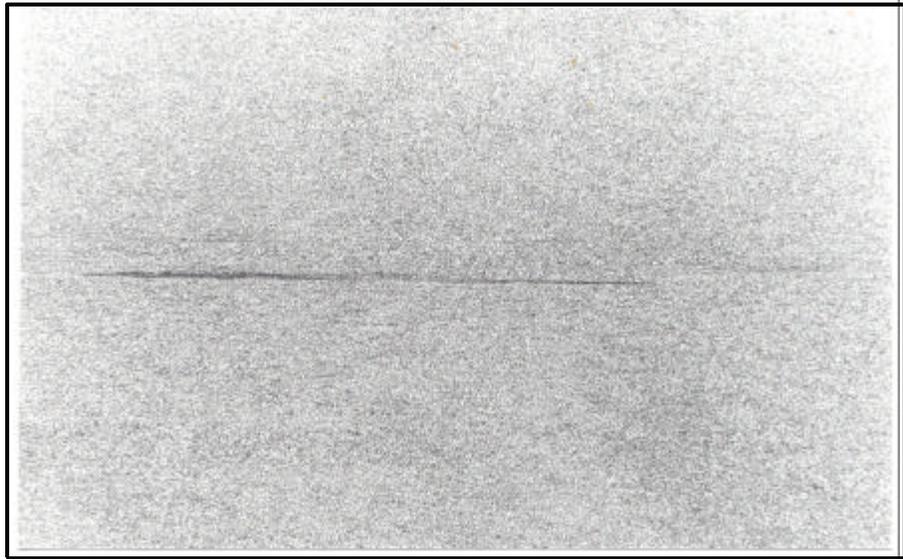
Se deben evaluar el tamaño de grano y el nivel de inclusiones que establecen los puntos 9.2.2 y 9.2.3, en una sección metalográfica longitudinal por colada.

Se deben tomar 2 muestras por colada; una en los primeros 10 minutos de operación de la máquina de colada continua y la otra, en los últimos 10 minutos de operación de colada continua. La rastreabilidad de los tubos debe ser de tal forma, que los planchones o barras de colada continua se puedan identificar para llevar a cabo la evaluación de limpieza.

##### 9.2.4.2 Segregación.

El máximo aceptable de segregación a través del espesor de pared, será controlado para garantizar que este parámetro no afecte la resistencia al agrietamiento por hidrógeno inducido (HIC), ni al proceso de fabricación de la tubería. Se debe tomar una muestra del producto laminado por colada que corresponda a 10 minutos de la parte intermedia de la operación de colada continua. El nivel máximo aceptable de segregación es el que se muestra en la siguiente fotografía de la macroestructura.

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 8 – agosto - 2000	TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS	<b>No. de Documento</b> NRF-001-PEMEX-2000
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 14 DE 31</b>



**Fotomacrografía a 10x**  
**Nivel máximo de segregación aceptado**

En caso de controversia en la evaluación de la segregación del material ya laminado, el resultado se debe someter a un análisis donde se determine cuantitativamente la segregación. El dictamen final estará dado por los valores aquí indicados. Los valores máximos permisibles de segregación están dados por un factor según se muestra en la Tabla 4, por ejemplo: C = 0.09% (original) x 1.6 (factor) = 0.144%.

**Tabla 4. Factores de segregación.**

Elemento	Factor de segregación máx.	
	Espesores de 10 a 30 mm	Espesores > 30 mm
Carbono (C)	1.30	1.6
Manganeso (Mn)	1.32	1.5
Fósforo (P)	3.10	4.5
Niobio (Nb)	3.00	4.0

Notas: El análisis de cualquiera de estos elementos, debe ser por espectrometría de rayos X, en un microscopio electrónico de barrido.

Estos factores de segregación corresponden al producto laminado.

### 9.3 Fabricación del tubo.

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

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 8 – agosto - 2000	TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS	<b>No. de Documento</b> <b>NRF-001-PEMEX-2000</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 15 DE 31</b>

### 9.3.1 Tubería con costura.

El proceso de soldadura, para la fabricación de la tubería con costura, puede ser por arco sumergido o por resistencia eléctrica.

#### 9.3.1.1 Proceso de soldadura.

Los requisitos de prueba para el proceso de soldadura, deben contemplar, además de lo que establece la especificación API-5L, capítulo 9 o equivalente, la medición del perfil de dureza, el desalineamiento de placas, los cordones de soldadura, así como la altura del refuerzo interior y exterior. El criterio de evaluación para estos conceptos, debe ser conforme a lo indicado en los puntos Nos. 10.7, 11.3 y 11.4 de esta norma de referencia.

Para el caso de la tubería fabricada por el proceso de resistencia eléctrica (ERW), adicionalmente se deben efectuar las pruebas indicadas en los puntos 10.3, 10.4 y 10.9.

### 9.3.2 Expansión en frío.

Se debe realizar expansión mecánica a la tubería, soldada mediante el proceso SAW,  $\geq$  de 406.4 mm (16") de diámetro, mediante el empleo de un expansor radial accionado hidráulica o hidroneumáticamente, 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.

### 9.3.3 Tratamiento térmico.

La tubería que se fabrique y termine, bajo esta norma de referencia, debe presentar una microestructura constituida de grano fino, con algún tratamiento de los que se indican en la Tabla 5.

**Tabla 5. Tratamiento térmico.**

Grado	Tubería con costura	Tubería sin costura
X-52	Laminación controlada	Normalizado o Temple y revenido
X-56 a X-60	Laminación controlada y/o enfriamiento acelerado	Temple y revenido

## 10. PRUEBAS.

La tubería suministrada bajo esta norma, debe cumplir con los siguientes requisitos de pruebas durante la fabricación y al producto terminado. Cuando las pruebas no se realicen apropiadamente o arrojen resultados no satisfactorios, el fabricante puede aplicar los criterios de invalidación de pruebas y de pruebas adicionales (remuestreo) que se establecen en los apartados 9.9 y 9.10 del API-5L o equivalente, como aplique para la prueba de que se trate.

### 10.1 Prueba hidrostática.

Debe realizarse una prueba hidrostática a cada tramo de tubo, con 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.

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 8 – agosto - 2000	TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS	<b>No. de Documento NRF-001-PEMEX-2000</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 16 DE 31</b>

## 10.2 Pruebas de tensión.

El material y la tubería suministrada, deben cumplir con las propiedades mecánicas indicadas en la especificación API - 5L, capítulo 9, párrafo 9.3.1 o equivalente. La diferencia entre la resistencia última a la tensión y el esfuerzo de cedencia no deben ser mayores de 103.42 MPa (15,000 psi), del mínimo establecido para ambos.

La relación límite elástico-resistencia última a la tensión, no debe ser mayor de 0.93.

## 10.3 Prueba de doblez en soldadura.

Las pruebas de doblez en la soldadura deben estar de acuerdo con API-5L, capítulo 9, párrafos 9.3.3 y 9.3.4 o equivalente, pero en ningún caso el radio de curvatura del mandril debe exceder seis veces el espesor de pared nominal del tubo.

Para la tubería con costura por el proceso ERW, se debe verificar la ductilidad de la unión soldada, a través de pruebas de doblez por cada lote de 100 tubos, o por colada, si ésta representa una cantidad menor de los 100 tubos. Se deben obtener cuatro probetas a las que se aplique la carga, dos por la superficie interna y dos por la superficie externa. No se permite ningún agrietamiento. La localización de las muestras para la prueba debe ser igual a la utilizada para calificar el proceso de la soldadura (ver subinciso 9.3.1.1).

## 10.4 Pruebas de aplastamiento.

Se deben efectuar pruebas de aplastamiento a la tubería fabricada por el proceso ERW, de la siguiente manera:

Cuatro pruebas en probeta completa, anillos de 101.6 mm (4.0") de ancho, colocando la costura a 90° hasta que las superficies, superior e inferior de la tubería hagan contacto. No se permite ningún agrietamiento.

La frecuencia debe ser conforme al API-5L, capítulo 9, párrafo 9.3.2 o equivalente.

## 10.5 Prueba de Impacto Charpy V.

Se deben efectuar pruebas de impacto Charpy "V" transversal, conforme al Requerimiento Suplementario SR-5 del API – 5L, ASTM E-370 y ASTM E-23 o equivalentes, tanto en metal base, como en soldadura y línea de fusión, de acuerdo al croquis de la figura 1, por colada de tubería fabricada.

En el caso de tubería sin costura, las probetas se deben obtener de cualquier parte del cuerpo del tubo, siempre y cuando la extracción de la probeta y la localización de la entalla, sean similares a las que se muestran para la tubería con costura.

La localización de las probetas de impacto deben corresponder a una zona entre la superficie externa y el centro, cuando el espesor de pared de la muestra lo permita, en caso contrario, a través de todo el espesor de pared.

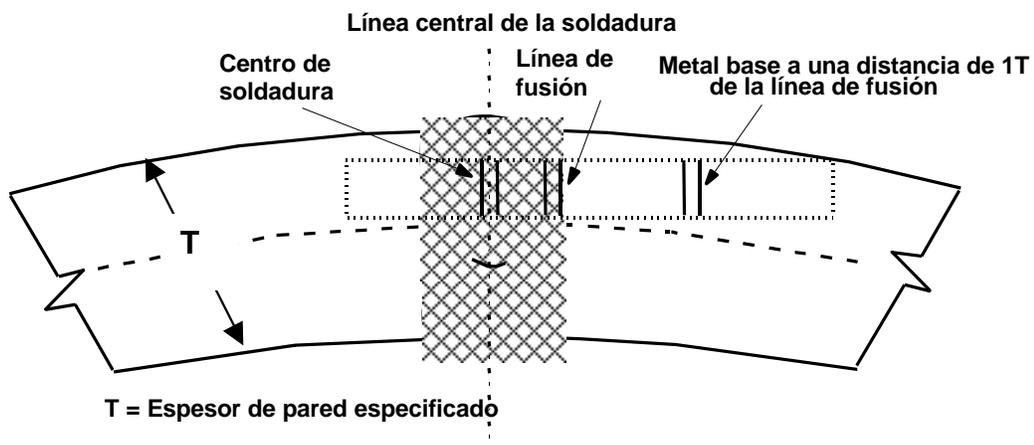
Los valores de la temperatura de prueba y de energía absorbida deben ser como mínimo los que indica la Tabla 6.

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 8 – agosto - 2000	TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS	<b>No. de Documento</b> NRF-001-PEMEX-2000
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 17 DE 31</b>

**Tabla 6. Temperatura de prueba y energía absorbida.**

Temperatura de prueba K (°C)	Dimensiones de la probeta (mm)	Energía absorbida mínima por probeta individual Joules (Kgf-m)	Energía absorbida mínima promedio de 3 probetas Joules (Kgf-m)
263 (-10.0)	10x10	29.8 (3.04)	35.2 (3.6)

**Nota.-** Para efectuar pruebas en probetas tamaño subestándar, el valor de energía requerida se debe reducir en proporción directa al tamaño de la probeta que se utilice.



**Figura 1. Localización de la muesca en "V" de probetas para la prueba de impacto Charpy.**

#### 10.6 Prueba de desgarramiento por caída de peso (DWTT).

Esta prueba aplica a la tubería de 508 mm (20") de diámetro y mayores, de cualquier espesor de pared y, a toda la tubería menor de 508 mm (20") de diámetro y de espesor de pared igual o mayor de 12.7 mm (0.500"), por colada de tubería fabricada. Ver Tabla 7.

**Tabla 7. Prueba de desgarramiento por caída de peso (DWTT).**

Ø Tubería mm (pulg)	Espesor de pared mm (pulg)
≥ 508 (20)	Cualquier espesor
< 508 (20)	≥ 12.7 (0.5)

El número de probetas debe ser de acuerdo a lo que indica el requisito SR6 de la especificación API-5L o equivalente. Los requisitos y condiciones de prueba se indican en la Tabla 8.

**Tabla 8. Requisitos y condiciones de prueba.**

Temperatura de prueba K (°C)	Area de fractura dúctil por ensayo, % mínimo
263 (-10.0)	85.0

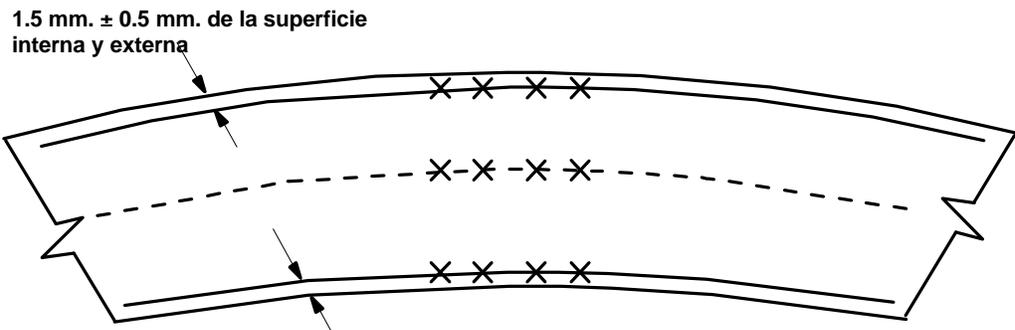
 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 8 – agosto - 2000	TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS	<b>No. de Documento</b> NRF-001-PEMEX-2000
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 18 DE 31</b>

### 10.7 Perfil de dureza, HV-5 Kg ó 10 Kg.

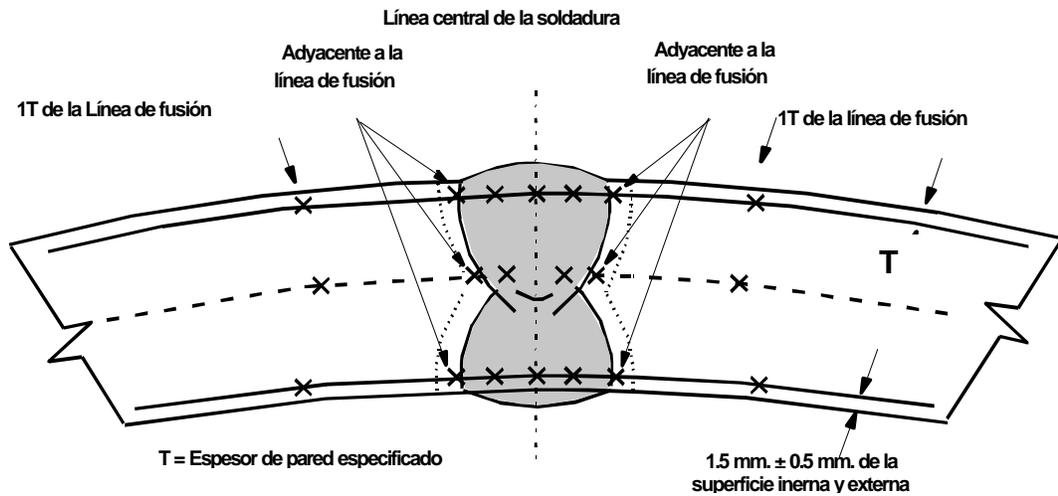
Esta prueba, efectuada conforme al ASTM E-93 o equivalente, es aplicable a toda la tubería considerada en esta norma de referencia.

La localización y número de puntos en donde se efectúen las pruebas se deben indicar en una muestra metalográfica transversal, como se señala en las figuras 2, 3 y 4. La dureza máxima permitida es de 248 HV.

El perfil de dureza transversal en el metal base, como se indica en cada una de las figuras citadas, no debe tener una variación mayor a 35 unidades HV, en los puntos de prueba.

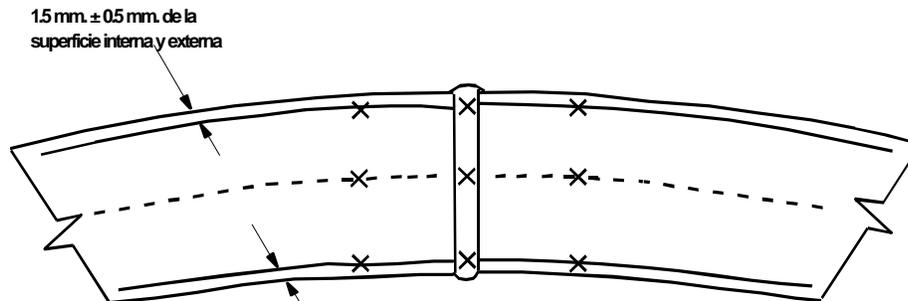


**Figura 2. Localización de los puntos para determinar la dureza en tubería sin costura.**



**Figura 3. Localización de los puntos para determinar la dureza en tubería con soldadura.**

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 8 – agosto - 2000	TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS	<b>No. de Documento</b> NRF-001-PEMEX-2000
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 19 DE 31</b>



**Figura 4. Localización de puntos para determinar la dureza transversal en tubería con soldadura ERW.**

#### 10.8 Prueba de susceptibilidad al agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC).

Esta prueba aplica a toda la tubería que considera esta norma de referencia.

##### 10.8.1 Método.

El método de prueba para evaluar la susceptibilidad al agrietamiento inducido por hidrógeno, debe ser de acuerdo a lo que establece la norma NACE TM-0284, última edición o equivalente, utilizando la solución B.

##### 10.8.2 Frecuencia.

Se deben efectuar pruebas de HIC de acuerdo a la norma NACE TM-0284, última edición o equivalente, por colada de la placa y por colada de la tubería sin costura.

Las muestras se deben tomar de acuerdo a lo indicado en el punto 9.2.4.1, llevando a cabo la prueba en ambas muestras.

Para el caso de la tubería con soldadura, se deben tomar muestras por cada 100 tubos o fracción.

##### 10.8.3 Criterio.

El criterio debe estar de acuerdo a lo establecido en el NACE TM-0284, última edición o equivalente, cuyos valores son los siguientes:

CLR:	5.0 % máx.
CSR:	0.7 % máx.
CTR	1.0% máx

Remuestreo, en el caso de que las dos probetas hayan sido rechazadas, queda a criterio del fabricante el rechazo de la colada o el remuestreo al 100%.

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 8 – agosto - 2000	TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS	<b>No. de Documento NRF-001-PEMEX-2000</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 20 DE 31</b>

### 10.9 Prueba de resistencia al agrietamiento bajo tensión en presencia de sulfhídrico (SSC).

Esta prueba es aplicable a toda la tubería considerada en esta norma de referencia; se debe realizar en la soldadura de la tubería con costura y en el metal base de la tubería sin costura.

#### 10.9.1 Método.

El método de prueba debe ser de acuerdo a lo que establece la norma NACE TM-0177 o equivalente, utilizando la solución B del método A.

Las pruebas se deben realizar a un esfuerzo del 72% del límite elástico real del material base.

#### 10.9.2 Frecuencia.

Se debe tomar una muestra por cada partida del pedido.

#### 10.9.3 Criterio.

Los resultados de esta prueba se deberán presentar a Pemex, para información y análisis.

## 11. DIMENSIONES Y TOLERANCIAS.

Los tubos deben suministrarse en las dimensiones, pesos, longitudes, defectos, acabados y tolerancias que indica la especificación API-5L, capítulo 7 o equivalente, incluyendo los requerimientos adicionales que se indican a continuación:

### 11.1 Diámetro y ovalamiento.

El diámetro interior del tubo será evaluado de acuerdo a las tolerancias del API-5L o equivalente y el ovalamiento interior en los extremos de la tubería, debe cumplir con las tolerancias que indican en la Tabla 9.

**Tabla 9. Tolerancias en ovalamiento.**

Diámetro nominal, mm (pulg)	Tolerancias
≤ 914.4 (36)	± 0.5 % del diámetro interior
> 914.4 (36)	± 0.4 % del diámetro interior

Se deben efectuar cuatro mediciones en cada extremo de la tubería a: 45°, 90°, 135° y 180°.

El fabricante debe presentar su procedimiento de inspección, el que debe mostrar el equipo, personal y registro de resultados. (Ref. inciso 15.2, Sistema de aseguramiento de calidad).

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 8 – agosto - 2000	TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS	<b>No. de Documento</b> <b>NRF-001-PEMEX-2000</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 21 DE 31</b>

### 11.2 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 debe ser de  $1.59 \text{ mm} \pm 0.79 \text{ mm}$  ( $0.0625'' \pm 0.0318''$ ). La desviación del escuadramiento (a) en los extremos no debe exceder de 1 mm ( $0.0394''$ ) para diámetros  $\leq$  a 203.2 mm (8"), ni de 1.6 mm ( $0.0630''$ ) para diámetros  $>$  203.2 mm (8"). Ver figura 5.

Se deben efectuar cuatro mediciones en cada extremo de la tubería a:  $45^\circ$ ,  $90^\circ$ ,  $135^\circ$  y  $180^\circ$ .

El fabricante debe presentar su procedimiento de inspección, el que debe mostrar el equipo, personal y registro de resultados. (Ref. inciso 15.2, Sistema de aseguramiento de calidad).

### 11.3 Desalineamiento de los bordes de la placa.

El desalineamiento radial de los bordes de la placa en las costuras de la soldadura para tubo con soldadura de metal de aporte, que tenga un espesor de pared de 12.7 mm ( $0.500''$ ) y menor, no debe ser mayor de 1 mm ( $0.0394''$ ). El desalineamiento radial para tubo con soldadura de metal de aporte que tenga espesor de pared superior a 12.7 mm ( $0.500''$ ), no debe ser mayor que  $0.1 T$  ó 2 mm ( $0.0787''$ ), lo que resulte menor medido exterior ó interiormente (De, Di), ver figura 6. Esta condición debe verificarse en una muestra por colada o lote de 100 tubos.

### 11.4 Desalineamiento de los cordones de soldadura.

El desalineamiento de los cordones de soldadura (M), debe evaluarse metalográficamente e interpretarse como se indica en la figura 7. El valor máximo de desalineamiento aceptable se especifica en la Tabla 10. Se requiere efectuar una prueba por colada o lotes de 100 tubos.

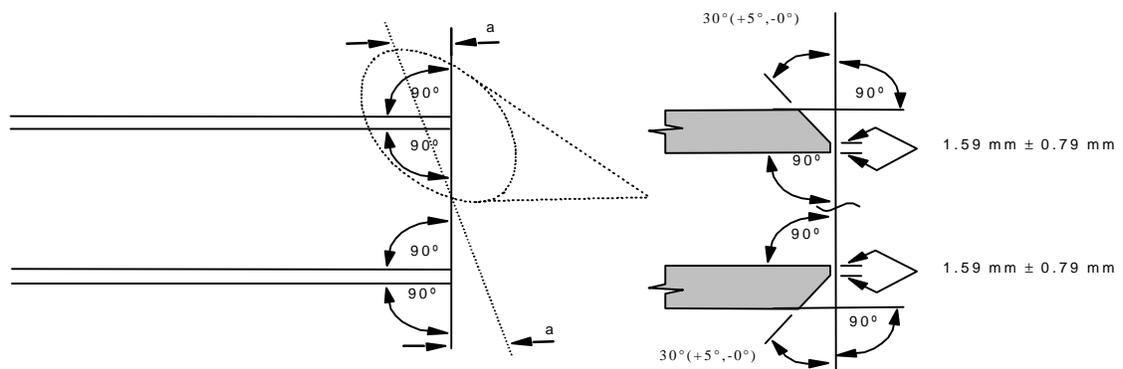


Figura 5. Desviación del escuadramiento de los extremos.

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACION DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 8 – agosto - 2000	TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS	<b>No. de Documento</b> NRF-001-PEMEX-2000
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 22 DE 31</b>

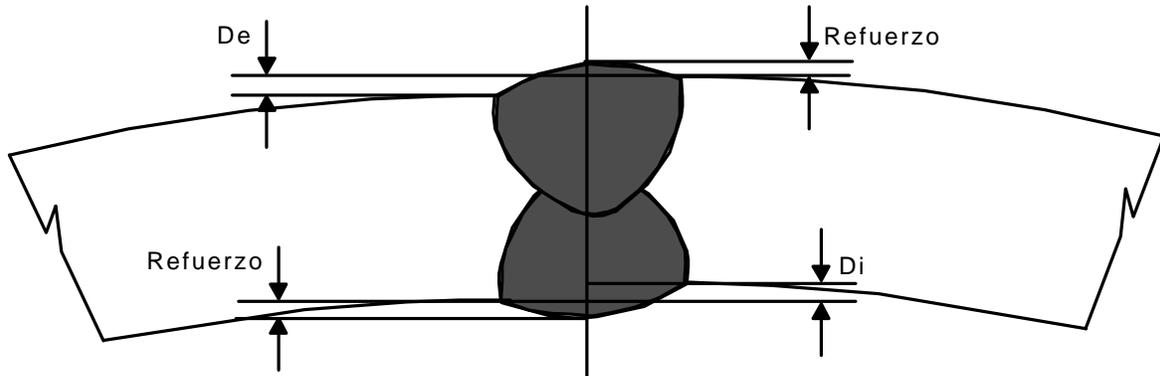


Figura 6. Refuerzo y desalineamiento de los bordes de la placa.

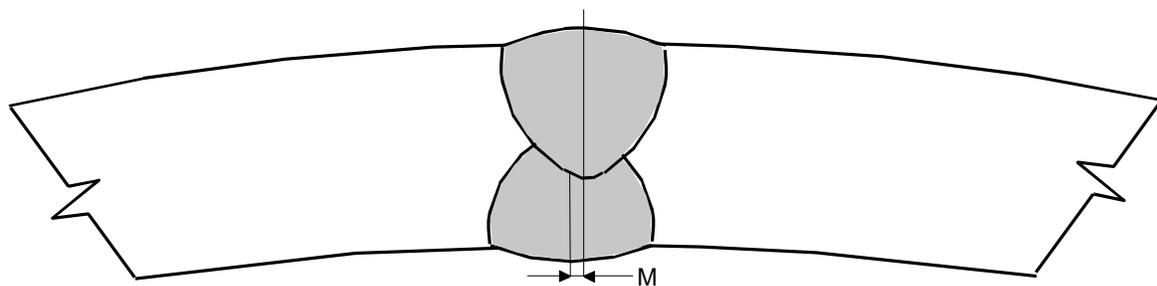


Figura 7. Desalineamiento de los cordones de soldadura.

Tabla 10. Máximo desalineamiento de los cordones de soldadura.

Espesor de pared especificado T, mm (pulg)	Máximo desalineamiento (M), mm (pulg)
T ≤ 10 (0.393)	3 (0.118)
T > 10 (0.393)	4 (0.157)

## 12. INSPECCIONES.

### 12.1 Recursos.

#### 12.1.1 Humanos.

El personal técnico que desarrolle actividades de inspecciones no destructivas, debe estar calificado de acuerdo a ASNT o SNT-TC-1A o equivalente.

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.

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS</b>	<b>No. de Documento NRF-001-PEMEX-2000</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 23 DE 31</b>
DOCUMENTO NORMATIVO		
8 – agosto - 2000		

### 12.1.2 Materiales.

Los equipos y accesorios que se empleen en la inspección y pruebas no destructivas, deben ser los suficientes y apropiados, de tal forma que garanticen la calidad de la tubería, mediante el cumplimiento de los requisitos que establece esta norma de referencia.

Todos los equipos de pruebas destructivas y de inspección no destructivas, deben estar certificados por una organización nacional o extranjera, acreditada por la Entidad Mexicana de Acreditación.

Los certificados y registros de calibración de máquinas y equipo deben mostrarse y entregarse a Petróleos Mexicanos u Organismos Subsidiarios en cada orden de compra. (Ref. inciso 15.2, Sistema de aseguramiento de calidad).

### 12.2 Inspección visual.

Todos los tubos deben ser inspeccionados visualmente, tanto por la superficie externa como por la interna, a fin de verificar la ausencia de defectos superficiales.

La inspección debe realizarse de manera directa en todo el cuerpo y costura de la tubería. En las zonas donde no haya acceso al interior del tubo, se deben emplear equipos y accesorios que permitan esta inspección de manera confiable y real. En el registro correspondiente se deben indicar las condiciones, características del equipo empleado, personal que realizó la inspección y los resultados obtenidos. (Ref. inciso 15.2, sistema de aseguramiento de calidad).

### 12.3 Inspección no destructiva.

#### 12.3.1 Placa o rollo.

Todos los materiales que se utilicen, ya sea como rollo o placa para la fabricación del tubo, deben inspeccionarse al 100% mediante ultrasonido, tomando como base el código ASTM A-435 o equivalente. No se aceptan laminaciones de ninguna dimensión.

#### 12.3.2 Tubo.

La inspección no destructiva de la tubería y los criterios de evaluación y aceptación, deben ser como mínimo los que indica la especificación API-5L, capítulo 9, párrafo 9.7 o equivalente. Los métodos de inspección que se deben aplicar de acuerdo al proceso de fabricación de tubería, debe ser como mínimo uno de los indicados en la Tabla 11.

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 8 – agosto - 2000	TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS	<b>No. de Documento</b> <b>NRF-001-PEMEX-2000</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 24 DE 31</b>

**Tabla 11. Métodos de inspección.**

Proceso de fabricación de la tubería	Método de inspección.
Arco sumergido.	<input type="checkbox"/> Inspección ultrasónica. <input type="checkbox"/> Inspección radiográfica. <input type="checkbox"/> Inspección fluoroscópica. <input type="checkbox"/> Inspección partículas magnéticas
Resistencia eléctrica.	<input type="checkbox"/> Inspección ultrasónica. <input type="checkbox"/> Inspección radiográfica.
Sin costura.	<input type="checkbox"/> Inspección ultrasónica. <input type="checkbox"/> Inspección electromagnética. <input type="checkbox"/> Inspección partículas magnéticas

Las inspecciones y pruebas para aceptación de la tubería con costura y tubería con espesores de pared menores de 6.35 mm (0.250”), se deben efectuar posteriormente a la expansión mecánica y prueba hidrostática.

#### 12.4 Inspección de reparaciones.

No se permiten reparaciones con soldadura en el cuerpo del tubo, ni en la costura de la tubería fabricada por el proceso de resistencia eléctrica.

Las reparaciones en la costura de la soldadura realizada por el proceso de arco sumergido, deberán efectuarse de acuerdo a lo que establecen los apéndices B y C de la especificación API-5L o equivalente.

El procedimiento de soldadura de reparación, debe cumplir con un perfil de dureza similar al que se emplea en la calificación del procedimiento de soldadura de fabricación de la tubería, con el mismo criterio de evaluación.

Toda la tubería reparada debe inspeccionarse nuevamente mediante pruebas no destructivas y probarse hidrostáticamente.

Se deben presentar a Petróleos Mexicanos u Organismo Subsidiario los registros de las reparaciones para su evaluación y aceptación o rechazo. (Ref. inciso 15.2, Sistema de aseguramiento de calidad).

#### 13. MARCADO.

Se prohíbe marcar la tubería con herramienta mecánica (marca por golpe).

El marcado debe ser de acuerdo a lo que establece la especificación API-5L, capítulo 10 o equivalente y agregando la nomenclatura NRF-001-PEMEX, después de la identificación del grado de la tubería.

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS</b>	<b>No. de Documento NRF-001-PEMEX-2000</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 25 DE 31</b>
DOCUMENTO NORMATIVO		
8 – agosto - 2000		

El fabricante debe aplicar un sistema de identificación permanente, con epóxico interior o etiqueta, sin que afecte las condiciones mecánico-estructurales originales de la tubería, que permita identificar el grado, la nomenclatura, orden de compra, N° de tubo y su logotipo.

#### **14. RECUBRIMIENTOS Y PROTECCION.**

##### **14.1 Recubrimiento anticorrosivo.**

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

No se permiten estibas tubo a tubo y deben utilizarse separadores adecuados.

##### **14.2 Manejo y almacenamiento.**

Toda la tubería debe manejarse con equipo y accesorios adecuados durante el embarque, traslado y almacenaje, para evitar daños mecánicos.

Estas actividades deben llevarse a cabo de acuerdo con lo que establecen las prácticas recomendadas API-5L1 y API-5LW o equivalentes.

Los extremos de la tubería (biseles), deben protegerse con un sistema de protección mecánica que garantice su integridad. (Ref. inciso 15.2, Sistema de aseguramiento de calidad).

#### **15. DOCUMENTACION.**

##### **15.1 Inspección del comprador.**

Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, o el representante que éstos designen, debe tener acceso en cualquier momento a las plantas de los fabricantes de acero y de la tubería en territorio nacional y en el extranjero, tanto en las compras directas como en las indirectas a través de algún contratista.

La intervención del representante debe ser abierta durante el período de fabricación, previo aviso y autorización de Petróleos Mexicanos u Organismos Subsidiarios.

El fabricante debe brindar las facilidades necesarias para demostrar en forma objetiva el cumplimiento de esta norma de referencia.

El representante de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, se reserva el derecho de realizar muestreos y verificaciones de pruebas, que se realicen en la propia planta de los fabricantes o en laboratorios externos.

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS</b>	<b>No. de Documento NRF-001-PEMEX-2000</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 26 DE 31</b>
DOCUMENTO NORMATIVO		
8 – agosto - 2000		

### 15.2 Sistema de aseguramiento de calidad.

Las compañías acereras y fabricantes de tubería, con base a las normas mexicanas o internacionales sobre sistemas de calidad, deben tener implantado un sistema de aseguramiento de calidad y procedimientos administrativos y operativos avalados por una organización nacional o internacional, de prestigio reconocido. Los manuales deben estar a disposición de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios cuando éste lo solicite.

Asimismo, los fabricantes deben contar con un informe de auditorías de calidad, al menos una en el último año, realizada por un organismo externo acreditado por la Entidad Mexicana de Acreditación.

También deben presentar su Plan de Calidad que emplearán en cada pedido que se les asigne.

### 15.3 Rastreabilidad.

El sistema de aseguramiento de calidad particular de cada fabricante debe incluir un procedimiento específico de rastreabilidad del producto, desde la identificación de la materia prima hasta el producto final, incluyendo todas y cada una de las etapas de fabricación, ya sea del acero o del tubo, según sea el caso que se trate.

Los registros de este procedimiento de rastreabilidad, deben entregarse al inspector de Petróleos Mexicanos u Organismos Subsidiarios en todas las órdenes de compra.

### 15.4 Certificación.

Los fabricantes del acero y tubería deben entregar a Petróleos Mexicanos u Organismos Subsidiarios los certificados de cumplimiento de calidad correspondientes, estableciendo que el acero y la tubería han sido fabricados, muestreados, probados e inspeccionados de acuerdo a esta norma.

### 15.5 Registros.

El fabricante debe de implantar y mostrar un procedimiento de rastreabilidad para:

- Registro de máquina de colada continua, donde se indiquen las temperaturas contra tiempo y el marcaje del planchón o barra, para ensayos de HIC, SSC y limpieza.
- Registro original de operación del horno de refinación secundaria, con datos de temperatura, hora, composición química y adiciones.

El fabricante debe entregar al comprador, los registros y procedimientos de fabricación, inspección y pruebas realizadas antes, durante y después de las diferentes etapas de manufactura, así como el plan de calidad correspondiente al pedido. Esta documentación debe incluir como mínimo lo siguiente:

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 8 – agosto - 2000	<b>TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS</b>	<b>No. de Documento NRF-001-PEMEX-2000</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 27 DE 31</b>

#### **ANTES**

- Procedimiento de los métodos de inspección no destructiva.
- Procedimiento de rastreabilidad.
- Procedimientos de fabricación de la tubería.
- Procedimiento de prueba hidrostática.
- Procedimiento hidráulico o hidroneumático de expansión radial, en frío de la tubería.
- Procedimiento de la inspección dimensional.
- Certificado de composición química y de pruebas mecánicas de la placa antes del rolado.
- Certificado de inspección ultrasónica de la placa.
- Certificados de calibración de los instrumentos empleados en la inspección y pruebas.
- Certificados de calibración de los equipos de otros métodos no destructivos y de otros instrumentos empleados en las pruebas.
- Certificados de calificación del personal que realiza las pruebas no destructivas.
- Reportes de inspección ultrasónica.
- Especificación(es) de procedimiento(s) de soldadura.
- Especificación de procedimiento de reparación con soldadura.
- Registro(s) de calificación de los procedimientos de soldadura.
- Registro(s) de calificación de habilidad de soldador(es) u operador(es) de máquinas de soldar.
- Registro de calificación del procedimiento de reparación de la soldadura.

#### **DURANTE**

- Certificados de calificación del personal que realiza las pruebas no destructivas.
- Certificados de calidad de los materiales de soldadura: electrodos y fundentes.
- Certificados de calibración de los instrumentos empleados en la inspección y pruebas.
- Certificados de calibración de manómetros y equipo para el banco de pruebas hidrostáticas.
- Certificados de calibración de los equipos de otros métodos no destructivos y de otros instrumentos empleados en las pruebas.
- Certificados de pruebas mecánicas en la tubería conformada.

#### **DESPUES**

- Certificado de cumplimiento con esta norma de referencia.
- Registros de la inspección dimensional.
- Registro de inspección de la tubería reparada.

**SI LOS SELLOS DE ESTE DOCUMENTO NO ESTAN EN ORIGINAL, NO ES DOCUMENTO CONTROLADO**

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 8 – agosto - 2000	TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS	<b>No. de Documento NRF-001-PEMEX-2000</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 28 DE 31</b>

- Registro de inspección y pruebas al recubrimiento.
- Informes de los perfiles metalográficos y de dureza de la soldadura.
- Informes de pruebas de susceptibilidad al agrietamiento por hidrógeno inducido (HIC), de susceptibilidad al agrietamiento bajo tensión en presencia de sulfhídrico (SSC), metalografías y fotomacrografías.
- Películas y reportes de inspección radiográfica.
- Reportes de inspección ultrasónica.
- Estadísticas de la tubería reparada, indicando clasificación e incidencia de defectos, dimensiones y localización.
- Gráficas de pruebas hidrostática.

## 16. RESPONSABILIDADES.

### 16.1 Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Empresas Filiales.

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 amargos, a fin de asegurar una operación confiable y eficiente de los mismos.

### 16.2 Subcomité Técnico de Normalización de Pemex Exploración y Producción.

Establecer comunicación con las áreas usuarias de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Empresas Filiales, 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 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.

### 16.3 Fabricantes y Proveedores de tubería.

Cumplir como mínimo con los requerimientos especificados en esta norma.

## 17. CONCORDANCIA CON OTRAS NORMAS.

Esta norma de referencia no concuerda con ninguna norma mexicana, ni internacional y parcialmente con el API-5L edición 1995.

## 18. BIBLIOGRAFÍA

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

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS</b>	<b>No. de Documento NRF-001-PEMEX-2000</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 29 DE 31</b>
<b>DOCUMENTO NORMATIVO</b>		
8 – agosto - 2000		

**NMX**

CC-001 a Normas Mexicanas de sistemas de  
008 aseguramiento de calidad.

**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 una tubería de línea nueva.	(Recommended practice for field inspection of new line pipe).
Q1	Programas de calidad.	(Quality programs).

**ASTM**

A-751	Métodos, prácticas y definiciones para análisis químico de los productos de acero.	(Methods, practices & definitions to chemical analysis of steel products).
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).
E-8	Pruebas de tensión para materiales metálicos.	(Tension testing of metallic materials).
E-23	Métodos de prueba estándar para pruebas de impacto con entalla de materiales metálicos.	(Std. test methods for notched bar impact testing of metallic materials).
E-4	Verificaciones de máquinas de pruebas.	(Verification of testing machines).
E-18	Métodos de prueba estándar para dureza Rockwell y Rockwell superficial de materiales metálicos.	(Std. test methods for Rockwell & Rockwell superficial hardness of metallic materials).
E-93	Método de prueba estándar para dureza vickers.	(Method of standard test to vickers hardness).
E-3	Método estándar para preparar las probetas metalográficas.	(Standard method to preparation of metallographic specimens).
E-45	Práctica estándar para determinar el contenido de inclusiones en el acero.	(Standard practice for determining the count of inclusion on steel).

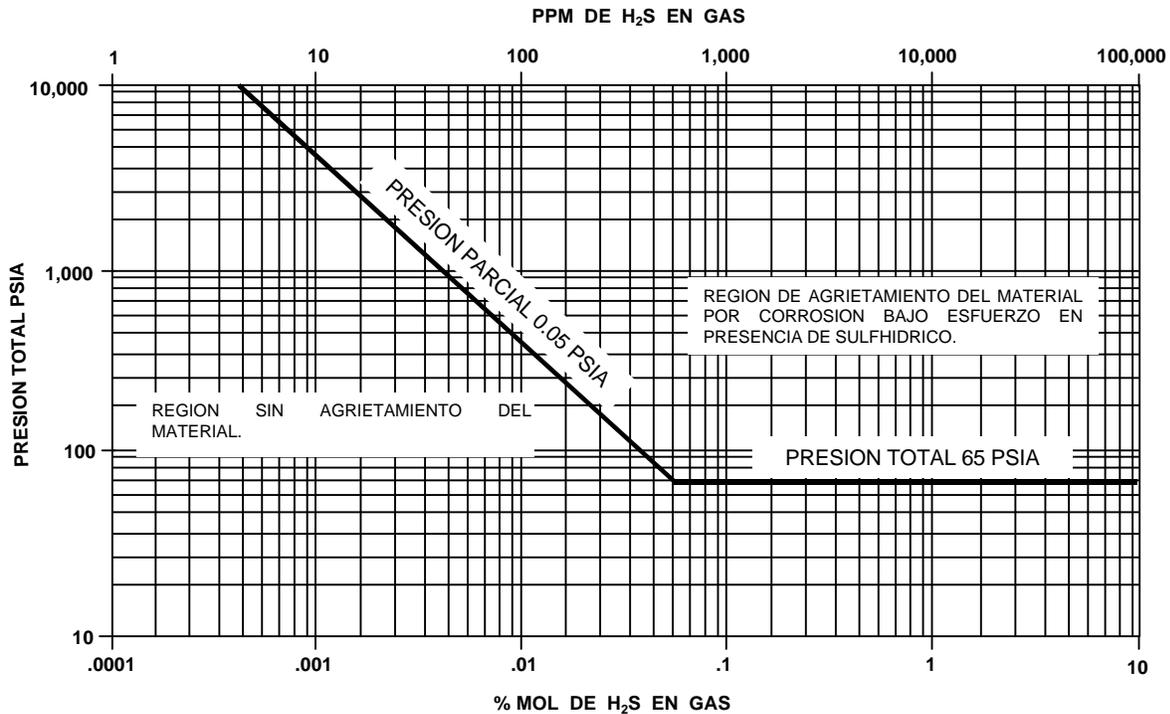
 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 8 – agosto - 2000	TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS	<b>No. de Documento</b> <b>NRF-001-PEMEX-2000</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 30 DE 31</b>

E-112	Método de prueba estándar para determinar el tamaño promedio del grano.	(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).
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).
<b>ASME</b>		
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).
<b>NACE</b>		
MR-0175	Materiales metálicos resistentes al agrietamiento bajo tensión en presencia del sulfhídrico para equipo petrolero.	(Sulfide stress cracking resistant metallic materials for oilfield equipment).
TM-0284	Método de prueba para evaluación de la resistencia de tubería de línea y de los recipientes a presión al agrietamiento por inducción del hidrógeno.	(Test method for evaluation of pipeline & pressure vessels for resistance to hydrogen induced cracking).
TM-0177	Pruebas de laboratorio a la resistencia para metales a formas específicas con ambientes en ácido sulfhídrico	(Laboratory testing of metals for resistance to specific forms of environmental cracking H <sub>2</sub> S environments).
<b>ISO</b>		
Std. 3183-3	Condiciones técnicas de suministro de tuberías de acero como tubería de línea para la industria del petróleo y del gas natural.	(Petroleum and natural gas industries – steel pipe for pipelines - technical delivery conditions).

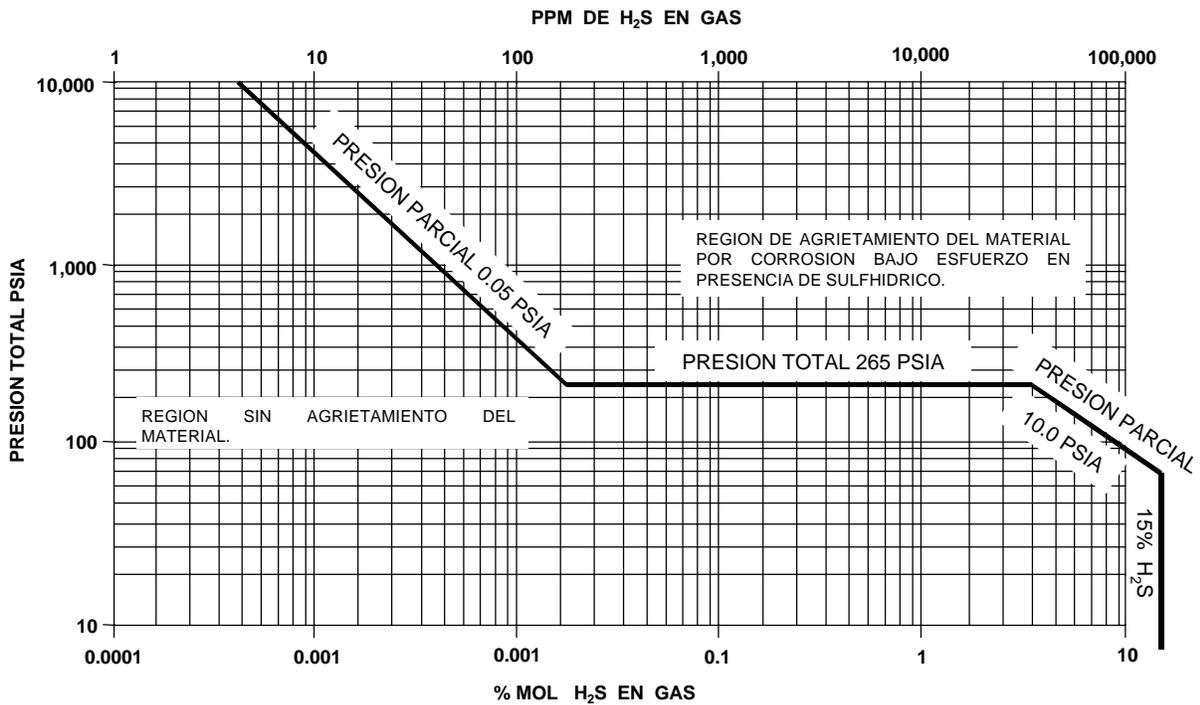
## 19. ANEXOS.

### 19.1 Gráficas para determinar el tipo de servicio (amargo o no amargo) de acuerdo al NACE MR-01.75.

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACION DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 8 – agosto - 2000	<b>TUBERÍA DE ACERO PARA RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS AMARGOS</b>	<b>No. de Documento</b> <b>NRF-001-PEMEX-2000</b>
		<b>Rev.: 0</b>
	<b>PÁGINA 31 DE 31</b>	



Gráfica 1.- Sistema de Gas Amargo.



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

SI LOS SELLOS DE ESTE DOCUMENTO NO ESTAN EN ORIGINAL, NO ES DOCUMENTO CONTROLADO